

A large offshore oil rig is silhouetted against a bright orange and yellow sunset sky. The rig is situated in the middle of the ocean, with waves visible in the foreground. The rig's structure is complex, with various towers, cranes, and platforms. The sun is low on the horizon, creating a strong glow and reflecting on the water's surface.

2023 Relatório de Reconciliação ITIE Timor-Leste

Mensagem do Multi Stakeholders Working Group de Timor-Leste

O Multi-Stakeholder Working Group (MSWG) tem o prazer de anunciar a aprovação e publicação do 16.º Relatório de Reconciliação da ITIE de Timor-Leste, abrangendo o Ano Fiscal de 2023.

Este relatório, produzido pelo Administrador Independente, Ernst & Young Audit & Associados – SROC, SA, adere ao novo Padrão ITIE 2023. Também se versa sobre o relatório de validação da implementação do Padrão de 2019 por Timor-Leste a abril de 2023 e incorpora as suas recomendações.

Os principais destaques do 16.º relatório incluem:

- **Divulgação detalhada de dados:** As informações são apresentadas com maior granularidade, desagregadas por entidades que relatam, tipos de receita e níveis de projeto.
- **Âmbito de relatório ampliado:** O relatório incorpora dados sobre licenças mineiras, esforços anticorrupção, impactos ambientais, mudanças climáticas e avaliações de transição energética para as indústrias extrativas.
- **Transparência dos beneficiários efetivos:** São incluídos pormenores sobre os beneficiários efetivos dos operadores para 2023 e 2022.
- **Participação reforçada das partes interessadas:** O MSWG acolheu novos membros, incluindo representantes da Autoridade Nacional dos Minerais, organizações da sociedade civil (OSC) e representantes femininas, aumentando a diversidade e a inclusão.

O relatório deste ano inclui contribuições de 32 operadores (Inc. subsidiárias) e 19 Subcontratados (Prestadores de serviços), bem como de entidades governamentais relevantes. O setor mineiro também vir refletida a sua crescente importância com informação adicional.

O MSWG trabalhou diligentemente para enfrentar os desafios identificados em ciclos de relatório anteriores e para atender aos requisitos da ITIE de forma abrangente. Este relatório representa um avanço significativo na melhoria da transparência, responsabilização e sustentabilidade nas indústrias extrativas de Timor-Leste.

Com este marco, o MSWG reafirma o seu compromisso em manter elevados padrões de implementação e abraça as oportunidades apresentadas pela novo padrão ITIE de 2023.

Atenciosamente,

Indústrias

Governo

Sociedade civil

TIMOR GAP E.P.

Lista de abreviaturas

APT	Imposto Adicional sobre os Rendimentos (Additional Profit Tax)
ASM	Mineração Artesanal em Pequena Escala (Artisanal Small-Scale Mining)
ANM	Autoridade Nacional dos Minerais
ANP	Autoridade Nacional do Petróleo ¹
ANPM	Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais
BEF	Beneficiários Efetivos Finais
BOE	Equivalente a Barris de Petróleo (Barrel of Oil Equivalent)
BCTL	Banco Central de Timor-Leste
CCS	Captura e armazenamento de carbono (Carbon capture and storage)
CMATS	Tratado sobre certas disposições marítimas no Mar de Timor (Certain Maritime Arrangement in The Timor Sea)
DNRPM	Direção Nacional de Receitas Petrolíferas e Minerais
ITIE	Iniciativa de Transparência nas Indústrias Extrativas
EIS	Declaração de Impacto Ambiental
EMP	Plano de Gestão Ambiental
ESI	Rendimento Sustentável Estimado (Estimated Sustainable Income)
ETRS	Serviços Tributários de Timor-Leste (East Timor Revenue Services)
FTP	Primeira Tranche Petrolífera (First Tranche Petroleum)
PIB	Produto Interno Bruto
GDS	Direção-geral de Estatística (General Directorate of Statistics)
Govt	Governo
IPMC	Código Provisório de Exploração Petrolífera (Interim Petroleum Mining Code)
IUA	Acordo Internacional de Unitização (International Unitisation Agreement)
JC	Comissão conjunta (Joint Commission)
JPDA	Área Conjunta de Desenvolvimento Petrolífero (Joint Petroleum Development Area)
GNL	Gás Natural Liquefeito
MoF	Ministério das Finanças
MOU	Memorando de Entendimento (Memorandum of Understanding)
MPMR	Ministério do Petróleo e Recursos Minerais
MSWG	Multi-Stakeholder Working Group
MBT	Tratado de Fronteira Marítima (Maritime Boundary Treaty)
O&G	Petróleo e Gás (Oil & Gas)
FP	Fundo Petrolífero
CM	Código Mineiro
PSC	Contrato de Partilha de Produção (Produção Sharing Contract)
RDTL	República Democrática de Timor-Leste
SOE	Empresa Estatal (State-Owned Enterprise)
SPT	Imposto suplementar sobre o Petróleo (Supplemental Petroleum Tax)
TDA	Lei dos Impostos e Taxas (Taxes and Duties Act)
TL	Timor-Leste
TLEA	Área Exclusiva de Timor-Leste (Timor-Leste Exclusive Area)

¹ Nota: No relatório, referimo-nos à ANP e à ANM coletivamente como ANPM, porque em 2022 ainda eram uma entidade unificada. Para mais esclarecimentos e detalhes sobre as abreviaturas ANP e ANM (anteriormente identificadas como ANPM), consulte a seção específica 4.5 do relatório.

TOR	Termos de Referência
TSDA	Autoridade Designada para o Mar de Timor (Timor Sea Designated Authority)
TST	Tratado do Mar de Timor (Timor Sea Treaty)
UNTAET	Administração de Transição das Nações Unidas em Timor-Leste (United Nation Transition Administration in East Timor)
USD	Dólares americanos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
WIT	Imposto retido sobre salários
WHT	Imposto retido na fonte (Withholding Tax)

Tabela

Mensagem do Multi Stakeholders Working Group de Timor-Leste	2
1. Sumário Executivo	14
1.1 Receitas geradas pelo setor extrativo	14
1.2 Produção.....	15
1.3 Processo de Reconciliação.....	17
1.4 Âmbito (Receitas e Entidades).....	18
1.5 Resumo do processo de conciliação das receitas.....	21
1.6 Resumo das Principais Melhorias no Relatório ITIE 2023	22
2. Iniciativa de transparência das indústrias extrativas em Timor-Leste	25
2.1 Contexto da ITIE.....	25
2.2 Progressos da ITIE em Timor-Leste.....	25
2.3 Alterações introduzidas pelo Padrão ITIE 2023.....	28
3. Panorama das indústrias extrativas de Timor-Leste – Petróleo & Gás	30
3.1 Contribuição do setor de Petróleo & Gás na economia de Timor-Leste.....	30
3.2 Produto Interno Bruto (PIB)	32
3.3 Dados de exportação e importação	36
3.4 Dados da Produção.....	38
3.4.1 Produção em BOE	45
3.4.2 Produção em USD	47
3.5 Receitas geradas pelo setor extrativo	48
4. Enquadramento legal do setor de Petróleo e Gás em Timor-Leste	55
4.1 Enquadramento institucional do setor – ANP e Fundo Petrolífero.....	55
4.2 Contexto histórico do enquadramento regulamentar	56
4.3 Legislação do Território de Timor-Leste	57
4.4 Fundo Petrolífero.....	67
4.5 Resumo do processo de pagamento	71
5. Regime fiscal para as operações de petróleo e gás em Timor-Leste	74
5.1. Quadro institucional para taxas administrativas	74
5.2 Legislação fiscal no Território de Timor-Leste	75
5.3. Antiga JPDA — Campos Bayu-Undan e Greater Sunrise.....	76
6. Visão Geral da Indústria Extrativa de Timor-Leste	80

6.1	O enquadramento institucional do setor – AMN	80
6.2	Enquadramento jurídico do setor mineiro	80
6.3	Atividade mineira em Timor-Leste.....	85
6.4	Outras considerações	90
7.	Licenças, contratos e propriedades	93
7.1	Divulgação de licenças/Contratos.....	93
7.2	Auditoria aos PSC.....	103
7.3	Beneficiário Efetivo	104
7.3.1	Política governamental e enquadramento legal	104
7.3.2	Qualidade dos dados.....	109
7.3.3	Divulgação de beneficiário efetivo	111
7.4	Anticorrupção	118
8.	Empresas Estatais (SOE's)	122
9.	Metodologia e Abordagem	129
9.1	Âmbito e AI.....	129
9.2	Considerações de Materialidade	130
9.3	Recolha de dados.....	133
9.4	Fiabilidade dos dados	135
9.5	Outras considerações	136
10.	Reconciliação de impostos e outros pagamentos.....	139
10.1	Resultados gerais da reconciliação dos pagamentos.....	139
10.2	Resultados gerais da reconciliação de pagamentos – Empresas extrativas	140
10.2.1	Pagamentos de empresas extrativas de Petróleo e Gás no âmbito – Reportados pelo Governo	140
10.2.2	Empresas extrativas – Ajustamentos por parte do Governo	144
10.2.3	Pagamentos das empresas extrativas de Petróleo & Gás no âmbito – Reportados pelas Entidades	148
10.2.4	Empresas extrativas – Ajustamentos efetuados pelos operadores	151
10.2.5	Empresas extrativas – Resultados da Reconciliação	156
10.2.6	Empresas extrativas – Diferenças não reconciliadas	159
10.3	Resultados gerais da reconciliação de pagamentos - Subcontratos.....	161
10.3.1	Pagamentos de Subcontratados de Petróleo & Gás no âmbito – Reportados pelo Governo	161
10.3.2	Subcontratados – Ajustamentos efetuados pelo Governo	162

10.3.3	Pagamentos de Subcontratados de Petróleo & Gás no âmbito – Reportados pelas Entidade	164
10.3.4	Subcontratados – Ajustamentos pelas Entidades	164
10.3.5	Subcontratados – Resultados da Reconciliação	166
10.3.6	Subcontratados – Diferenças não reconciliadas	168
10.4	Resumo dos resultados da reconciliação	169
10.5	Taxas de gasoduto	170
10.6	Pagamentos no setor mineiro	170
11.	Avaliação Social e de Género	173
11.1	Despesas Sociais	173
11.2	Despesas Ambientais	176
11.3	Perspetiva da Sociedade Civil	177
11.4	Contributo do setor de Petróleo e Gás para o emprego em Timor-Leste	177
12.	Avaliação do impacto Ambiental, das alterações climáticas e da transição energética da indústria extrativa	186
12.1	Legislação ambiental	186
12.2	Processo de licenciamento ambiental	190
12.3	Desenvolvimento Hipocarbónico	196
12.4	Emissões de gases com efeito de estufa	199
13.	Recomendações	203
13.1	Recomendações decorrentes do processo de preparação do Relatório 2023 e da implementação da Norma ITIE 2023	203
13.2	Barreiras e outras sugestões	204
Anexo A.	Empresas do Setor do Petróleo e Gás	207
Anexo B.	Recursos Subaquáticos de Petróleo e Gás	209
Anexo C.	Pagamentos Mineiros em 2023	210
Anexo D.	Pagamentos Mineiros em 2022	213
Anexo E.	Contratos de Partilha de Produção	214
Anexo F.	Lista de Licenças 2006-2023	220
Anexo J.	Coordenadas das licenças Mineiras	225
Anexo K.	Matriz de avaliação de propostas	227
Anexo L.	Modelo de recolha de dados para informação sobre beneficiários efetivos (BE) aprovado pelo MSG	229
Anexo M.	Modelo de recolha de dados recebido das entidades mineiras – 2023	231
Anexo N.	Informações sobre a Política de Anticorrupção	233

Anexo O. Informação das Subsidiárias da Timor GAP..... 237
Anexo P. Informação sobre a realização de auditoria financeira externa nas Empresas 238

Tabelas

Tabela 1.1: Produção em milhares de USD ('000) por produto	15
Tabela 1.3 Produção e Exportação em volume ('000) por empresa e produto	16
Tabela 1.4 Entidades governamentais envolvidas nas operações de O&G de Timor	18
Tabela 1.5: Tipo de receitas de O&G no âmbito para os operadores em 2023	18
Tabela 1.6 Operadores de O&G no âmbito para 2023	19
Tabela 1.7: Subcontratados O&G no âmbito para 2023.....	19
Tabela 1.8 Receitas associadas às operações de 2023 arrecadadas pela instituição governamental (USD)	20
Tabela 1.9: Receitas do setor do Petróleo e Gás no âmbito para 2023 (USD)	20
Tabela 1.10 Entidades governamentais envolvidas nas operações de Petróleo e Gás e de Mineração em Timor-Leste	21
Tabela 1.11 Fluxos de receita mineira no âmbito para 2023	21
Tabela 1.12: Entidades mineiras voluntárias no âmbito para 2023	21
Tabela 1.13 Resultados da conciliação das receitas petrolíferas de 2023.....	21
Tabela 2.1 Legislação de Timor-Leste implementada para cumprir os requisitos da ITIE.....	26
Tabela 2.2: Relatórios da ITIE em TL.....	27
Tabela 3.1: Fontes de financiamento da despesa pública - Orçamento geral do Estado em 2024.....	30
Tabela 3.2: Mobilizações efetivas do Fundo Petrolífero durante 2021-2023	31
Tabela 3.3 : Rendimento Nacional Bruto de TL em USD.....	34
Tabela 3.4: Rendimento Nacional Bruto de TL.....	36
Tabela 3.5: Exportações da Indústria Extrativa de TL	37
Tabela 3.6: Importações da indústria extrativa de TL.....	38
Tabela 3.7: Lista dos contratos de partilha de produção petrolífera atualmente em vigor, tanto no território de Timor-Leste como no regime especial, com base no Relatório Anual da ANP de 2023	38
Tabela 3.8: Produção e Exportação em 2023	45
Tabela 3.9: Variação da Produção entre 2022 e 2023 em BOE ('000)	46
Tabela 3.10: Produção e exportações em USD ('000) em 2023.....	47
Tabela 3.11: Variação dos Valores de Produção entre 2022 e 2023 em USD ('000)	47
Tabela 3.12: Receitas do setor extrativo (em milhões de USD)	48
Tabela 3.13: Receitas geradas pelas Autoridades Governamentais em 2023, (milhões de USD)	49
Tabela 3.14: Receitas cobradas pelas Entidades Públicas em 2023 (em milhões de USD)	50
Tabela 3.15: Reconciliação das receitas do Fundo Petrolífero em 2023, (em milhões de USD)	51
Tabela 4.1: Relatórios do Fundo Petrolífero	69
Tabela 4.2: Receita Petrolífera Anual, milhões de USD	70
Tabela 6.1: Taxas de licenciamento para pedidos novos/de extensão em conformidade com o artigo 7.º	82
Tabela 6.2: Taxa de exploração mineira por tonelada.....	82
Tabela 6.3: Licenças minerais concedidas em 2023	86
Tabela 6.4: Variação das receitas mineiras de 2022 a 2023	88
Tabela 6.5: Dados de produção mineira para o ano de 2023	90
Tabela 7.1: Lista de documentos solicitados durante a fase de pré-qualificação	96
Tabela 7.2: Lista de documentos solicitados durante o período de avaliação das propostas	97

Tabela 7.3: Período de Avaliação das Propostas – Lista de Verificação de Documentos para as Negociações do PSC TL-SO-22-23	99
Tabela 7.4 Roadmap de Implementação de Beneficiário Efetivo (BE)	107
Tabela 7.5: Definição de Propriedade Efetiva (BE) aprovada pelo MSWG	109
Tabela 7.6: Definição de Pessoa Politicamente Exposta (PEP) aprovada pelo MSWG	110
Tabela 7.7: Resultados da recolha de dados de Propriedade Efetiva (BE) para 2023	111
Tabela 7.8: Dados de Propriedade Efetiva (BE) de operadores e Subcontratados para 2023	113
Tabela 7.9: Respostas sobre a política anticorrupção por parte das entidades conciliadas	118
Tabela 9.1: Fluxos de receita fiscal das entidades de O&G	131
Tabela 9.2: Receitas não fiscais das entidades O&G	132
Tabela 9.3 Alterações nas informações exigidas para divulgação	134
Tabela 10.1: Receitas recebidas pelas entidades públicas	139
Tabela 10.2 Receitas fiscais pormenorizadas reportadas pelo Governo (operadores)	140
Tabela 10.3: Receitas não fiscais pormenorizadas reportadas pelo Governo	142
Tabela 10.4: Ajustamentos efetuados pelo Governo no processo de reconciliação (Operadores)	144
Tabela 10.5: Respostas sobre a política anticorrupção por parte das entidades conciliadas	146
Tabela 10.6: Receitas fiscais detalhadas reportadas pelo operador	148
Tabela 10.7: Receitas não fiscais pormenorizadas reportadas pelos operadores	150
Tabela 10.8: Ajustamentos efetuados pelos operadores no processo de reconciliação	151
Tabela 10.9: Receita final reportada pelo Operador, desagregada por fluxo de receita após ajustamentos	154
Tabela 10.10: Resultados da conciliação com os operadores	156
Tabela 10.12: Receita fiscal detalhada reportada pelo Governo (Subcontratante)	161
Tabela 10.13: Ajustamentos efetuados pelo Governo no processo de conciliação (Subcontratante)	162
Tabela 10.14: Receita final reportada pelo Governo, desagregada por fluxo de receita após ajustamentos (Subcontratante)	163
Tabela 10.15: Receitas fiscais detalhadas comunicadas pelo Subcontratante	164
Tabela 10.16: Ajustamentos efetuados pelo Subcontratante no processo de reconciliação	165
Tabela 10.17: Valores finais comunicados pelo Subcontratante para 2023, incluindo os ajustamentos acordados	166
Tabela 10.18: Resultados totais de reconciliação (Subcontratados)	166
Tabela 10.19: Diferença não reconciliada (Subcontratados)	168
Tabela 10.20: Diferenças não reconciliadas para Subcontratados	168
Tabela 10.21: Subcontratados que não reportaram	169
Tabela 10.22: Resultados da Reconciliação em 2023	169
Tabela 10.23: Empresas mineiras que pagaram acima do limiar	171
Tabela 11.1: Saldos das despesas da ANP em 2023, USD	173
Tabela 11.2: Despesas Sociais da Santos em 2023, USD	173
Tabela 11.3: Montante total das despesas comunicadas pela Timor Resources Pty Ltd	176
Tabela 11.4: Despesas ambientais comunicadas pela Timor Resources Pty Ltd	176
Tabela 11.5: Distribuição do emprego na Operação Bayu-Undan por nacionalidade de Timor-Leste e de outros países	178
Tabela 11.6: Distribuição do emprego na Operação Bayu-Undan por género	178
Tabela 11.7: Número de funcionários TLN de Bayu-Undan	179
Tabela 11.8: Número de empregados que as empresas extrativas e subcontratadas no âmbito tinham	

em 2023, em Timor-Leste	181
Tabela 11.9 Desigualdade salarial entre géneros	183
Tabela 11.10: Emprego das mulheres em vários níveis	183
Tabela 12.1 Legislação relacionada com a política ambiental no setor extrativo	186
Tabela 12.2: Relatórios de avaliação de impacto ambiental	193
Tabela 12.3: Relatórios de Avaliação de Impacto Ambiental	195
Tabela 12.4 Desagregação das emissões de gás dos participantes não-operadores durante 2023	201
Tabela 13.1: Problemas causados por obstáculos jurídicos ou institucionais	204

Figuras

Figura 1.1: Receitas de Petróleo e Gás 2010-2023 (milhões de USD).....	15
Figura 1.2: Percentagem da produção por produto (em montante monetário - USD).....	15
Figura 1.3: Principais intervenientes no processo de conciliação	17
Figura 1.4: Etapas do processo de conciliação	18
Figura 1.5: Resultados da conciliação do exercício fiscal de 2023, em percentagem	22
Figura 2.1: Novas áreas abrangidas pelo padrão ITIE de 2023	28
Figura 3.1 : Horizonte temporal do Fundo Petrolífero no cenário atual	31
Figura 3.2: Receitas Internas.....	32
Figura 3.3: Produção de Petróleo e Gás e preços do petróleo.....	34
Figura 3.4: Evolução do PIB, milhões USD	35
Figura 3.5: Exportações e Importações de Timor-Leste.....	37
Figura 3.6: Mapa dos campos do Greater Sunrise.....	43
Figura 3.7: Dados de produção	45
Figura 3.8: Produção total BOE.....	46
Figura 3.9: Produção por produto em USD, milhões	48
Figura 3.10: Receita fiscal em 2023 (USD'000).....	52
Figura 3.11: Receitas não fiscais de 2023 (USD'000)	52
Figura 4.1: Lei n.º 07/2005 - Resumo	60
Figura 4.2: Acordos específicos com a Austrália: Fronteiras marítimas – Resolução do Parlamento n.º 15/2019.....	63
Figura 4.3: Acordos específicos com a Austrália: Fronteiras marítimas – Resolução do Parlamento n.º 15/2019.....	63
Figura 4.4: Estrutura de governação do Fundo Petrolífero	68
Figura 4.5: Movimentos do FP em ativos líquidos, milhões USD.....	70
Figura 4.6: Componentes das receitas petrolíferas e processo de pagamento.	72
Figura 6.1: Classificação das taxas de licença artesanais, médias e grandes.....	82
Figura 6.2: Requisito para pedido de licença de acordo com os artigos 15.º e 16.º	83
Figura 6.3: Número de licenças emitidas em 2006-2022	86
Figura 6.4: Pagamentos mineiros por tipo de atividades	88
Figura 6.5: Pagamentos mineiros por origem.....	89
Figura 7.1: Processo de Licenciamento por Concurso - Etapas	94
Figura 10.1: Receita total de petróleo e gás em 2023, em USD	139
Figura 10.2 Diferenças não reconciliadas das empresas extrativas	160
Figura 10.3: Resultados da Reconciliação para 2023, percentagem.....	170
Figura 11.1: Emprego na operação Bayu-Undan em 2023	177
Figura 11.2: Emprego por género	179
Figura 11.3: Trabalhadores não residentes e residentes em Timor-Leste	179
Figura 12.1 Etapas do processo de concessão de licenças ambientais.....	192



Sumário Executivo

A Iniciativa de Transparência das Indústrias Extrativas (ITIE), lançada em 2003, promove e apoia a melhoria da governação e transparência nos países ricos em recursos por meio da publicação de uma auditoria completa aos pagamentos das empresas e das receitas governamentais de petróleo, gás e mineiras. Como compromisso voluntário das partes interessadas com objetivos compartilhados, a estrutura global da ITIE compreende países ricos em recursos, empresas extrativas internacionais e nacionais, sociedade civil, investidores e países de apoio. Cada país participante deve emitir um relatório de reconciliação cobrindo as receitas dos exercícios mais recentes, preparadas por um administrador independente, de acordo com o Padrão da ITIE.

Este é o décimo sexto relatório da ITIE de Timor-Leste, abrangendo o período de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2023. De acordo com o Padrão ITIE, o processo de elaboração de relatórios foi supervisionado por um Multi-stakeholder Working Group (MSWG) e compilado por um Administrador Independente, a EY, em conformidade com o contrato de serviços datado de 8 de novembro de 2023.

Os pagamentos e receitas, divulgados no presente relatório, incluem pagamentos de cariz fiscal e não fiscal, e outros pagamentos previstos pela legislação de Timor-Leste.

Através da participação na ITIE, Timor-Leste procura melhorar a transparência e a prestação de contas sobre como os recursos naturais do país são governados, promover o debate público e a compreensão do setor extrativo e melhorar a atratividade de Timor-Leste como destino para investimentos estrangeiros.

1

1. Sumário Executivo

1.1 Receitas geradas pelo setor extrativo

Em 2023, o Fundo Petrolífero de Timor-Leste reportou entradas de caixa de petróleo e gás no valor de USD 426,7 milhões. A receita governamental proveniente do setor do Petróleo e Gás diminuiu de forma significativa em comparação com 2022, representando uma acentuada redução de 61% face aos USD 1.106 milhões registados em 2022. As receitas compreenderam USD 54,6 milhões em impostos petrolíferos, USD 366,8 milhões em royalties e petróleo-lucro, e USD 5,3 milhões em outras taxas, em conformidade com o disposto nas alíneas (a), (b) e (e) do Artigo 6.º, n.º 1, da Lei do Fundo Petrolífero.

Embora parte deste montante corresponda, com base no esclarecimento da ANP, a vendas de produtos petrolíferos de 2022 que foram transferidas para o Fundo Petrolífero no início de 2023, esta medida de precaução visou cobrir potenciais acertos por pagamentos em excesso previstos para 2023 e assegurar o cumprimento das disposições dos PSC. Em 4 de Abril de 2023, o montante retido de USD 308.297.276, referente a dezembro, foi finalmente depositado no Fundo Petrolífero. Adicionalmente, os USD 31,26 milhões acumulados em 2023 apenas foram transferidos para o Fundo Petrolífero em julho de 2024.

Assim, após considerar ajustamentos de cutoff da ANP (transferências de caixa reportadas num período distinto), o total da receita proveniente das operações petrolíferas em 2023 foi de USD 149,54 milhões. Consultar a Secção 3.5 — “Receita gerada pelo setor extrativo” — para verificar a conciliação entre as receitas reportadas pelo Fundo Petrolífero e pelas entidades governamentais nos templates da ITIE.

O campo Bayu-Undan foi o único em operação em 2023, encontrando-se a sua produção em acentuado declínio à medida que o campo se aproxima do fim da sua vida útil. A produção atingiu o seu pico em 2012 e tem vindo a diminuir de forma consistente desde então. A produção anual continuou a cair acentuadamente em 2023, totalizando 6,8 milhões de BOE, em comparação com 16,8 milhões de BOE em 2022 — uma redução de quase 60%. Este decréscimo afetou todos os fluxos de produtos: o condensado diminuiu 47%, o GPL 59% e o gás natural 62%. As expedições de carregamentos refletiram esta tendência, com significativamente menos expedições de condensado, GPL e GNL em comparação com o ano anterior. A produção total entre 2004 e 2023 foi de 954 milhões de BOE. Para mais detalhes, consultar a Secção 1.2.

Para além dos menores volumes de produção, os preços petrolíferos foram mais fracos em 2023 do que em 2022, ano em que os preços se encontravam inflacionados por tensões geopolíticas e pela COVID-19. O preço médio do petróleo bruto Brent em 2023 foi de USD 82,47 por barril, menos USD 18 face à média do ano anterior. Os preços do GNL também abrandaram, refletindo excesso de oferta global e redução da procura. Estes fatores combinaram-se para reduzir o valor das exportações de petróleo e das receitas governamentais.

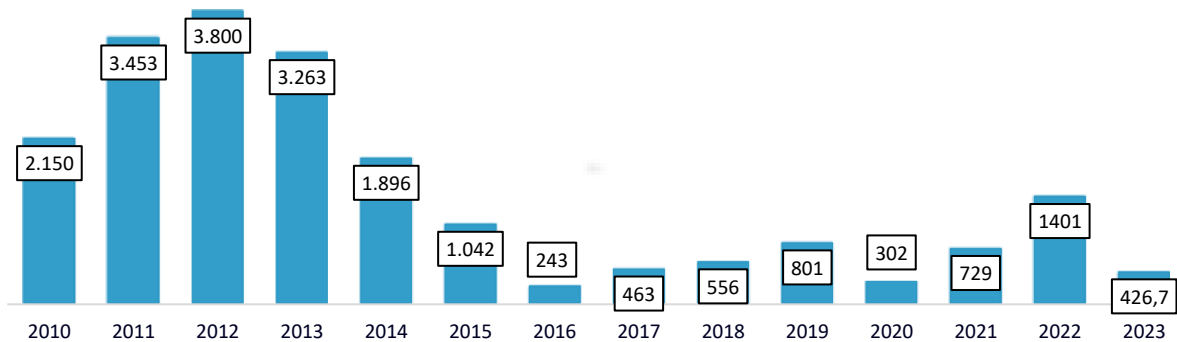
O impacto sobre a economia em geral foi significativo. O PIB petrolífero diminuiu 81,8%, passando de USD 1.533 milhões em 2022 para USD 278 milhões em 2023, enquanto o PIB não petrolífero cresceu modestamente 7,5%. As exportações de petróleo caíram 75,8%, passando de USD 1.728,6 milhões para USD 417,8 milhões, revertendo o excedente comercial de 2022 para um défice de USD -904 milhões. Os levantamentos do Fundo Petrolífero continuaram a financiar mais de 70% do orçamento do Estado, excedendo o Rendimento Sustentável Estimado em USD 600 milhões, o que suscita preocupações quanto à sustentabilidade orçamental, dado que o Fundo poderá esgotar-se por volta de 2034, se se mantiverem os atuais níveis de despesa.

Em síntese, 2023 marcou um ponto de viragem crítico para o setor do petróleo e gás de Timor-Leste. O acentuado declínio da produção e das receitas reflete o esgotamento estrutural, assinalando o fim da era Bayu-Undan. Em 13 de junho de 2025, a ANP anunciou no seu website oficial que a produção no campo Bayu-Undan cessara a 4 de junho de 2025. Nessa data, a ANP recebeu notificação formal da Joint Venture Bayu-Undan relativa à cessação da produção, motivada por um mercado de gás limitado e por elevados

custos operacionais. A produção terminou oficialmente e os contratos de partilha de produção foram rescindidos, desencadeando a ativação do Acordo de Desmantelamento.

A Figura 1.1 apresenta dados históricos sobre as receitas dos últimos doze anos, com base nos relatórios anteriores da ITIE. Ilustra o severo declínio das receitas desde 2012, o ligeiro aumento desde 2016 e a recuperação moderada desde 2020, após os impactos da COVID-19 e de desastres naturais.

Figura 1.1: Receitas de Petróleo e Gás 2010-2023 (milhões de USD)



1.2 Produção

Em 2023, todo o petróleo e gás de Timor-Leste foi produzido no campo Bayu-Undan, localizado no offshore da antiga JPDA. Três tipos de produtos petrolíferos, nomeadamente Condensado, Gás de Petróleo Liquefeito e Gás Natural, são produzidos no Bayu-Undan. O campo tem sido a única fonte de produção desde que o campo de Kitan encerrou suas operações em dezembro de 2015.

Tabela 1.1: Produção em milhares de USD ('000) por produto²

Produto	2023	2022	Varição	Varição (%)
Petróleo bruto	-	-	-	-
Condensado	105 213	231 577	-126 364	-55%
Gás Natural	308 205	1 423 138	-1 114 933	-78%
GPL	14 527	86 783	-72 256	-83%
Total	427 944	1 741 498	-1 313 554	-75,43%

Figura 1.2: Percentagem da produção por produto (em montante monetário - USD)

² Fonte: Template fornecido pela ANPM com os dados de 2023 e template das entidades extrativas.

Crude – Sem Produção	Condensado 24.59% da produção total
GPL 3.39% da produção total	Gás Natural 72.02% da produção total

A produção anual continuou a diminuir à medida que o campo alcançou o fim da sua vida útil. Em 2023, a produção foi de 6,8 milhões de barris de óleo equivalente (BOE), em comparação com 16,83 milhões de BOE em 2022.

Para além da menor produção, a queda da procura e o excesso de oferta pressionaram os preços do petróleo em baixa em 2023.

Tabela 1.2: Produção em BOE ('000) por produto

Produto (BOE em milhares)	2023	2022	Variação	Variação (%)
Petróleo bruto	-	-	-	-
Condensado	1 521	2 892	-1 371	-47,41%
Gás Natural	4 837	12 818	-7 981	-62,27%
GPL	481	1 184	-703	-59,35%
Total	6 839	16 893	-10 054	-59,52%

A empresa contratada opera no campo Bayu-Undan. O campo Bayu-Undan situa-se nas áreas contratuais dos PSC TL-SO-T 19-12 (anterior PSC JPDA 03-12) e PSC TL-SO-T 19-13 (anterior PSC JPDA 03-13). A componente upstream de Bayu-Undan produz condensado e gás de petróleo liquefeito (GPL), enquanto o gás natural liquefeito (GNL) é produzido na unidade de liquefação de Darwin, integrada nas infraestruturas downstream. O desempenho da produção referente a 2023 é apresentado abaixo.

Tabela 1.2 Produção e Exportação em volume ³ ('000) por empresa e produto

Contratante	Participação	Total		Gás Condensado		Condensado		Gás Condensado	
		Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação
SK	25,00%	1 709,70	1 611,18	380,23	371,88	1 209,17	1 209,17	120,30	30,13
ENI	10,986%	751,31	708,02	167,09	163,42	531,35	531,35	52,87	13,24
INPEX	11,378%	778,13	733,29	173,05	169,25	550,32	550,32	54,75	13,71
TTSR	9,198%	629,03	592,79	139,89	136,82	444,88	444,88	44,26	11,09
Santos	43,440%	2 970,63	2 799,45	660,65	646,15	2 100,95	2 100,95	209,03	52,36
Total	100,00%	6 838,80	6 444,73	1 520,92	1 487,53	4 836,67	4 836,67	481,22	120,53

³ Existe uma discrepância no volume de GNL entre o template submetido pela ANPM e os dados disponibilizados no website da ANPM, devido à utilização de fatores de conversão distintos. Para efeitos de reconciliação com as entidades do setor extrativo, foram utilizados os dados fornecidos pela ANPM no template submetido. Para mais detalhes, consultar a Secção 3.4.1.

1.3 Processo de Reconciliação

A EY foi contratada para apoiar o MSWG na elaboração do Relatório ITIE de Timor-Leste 2023. No âmbito deste relatório, o Administrador Independente (AI) deve definir o âmbito da conciliação ITIE aplicado ao 16.º relatório. Esta tarefa constitui a fase inicial para o arranque do processo de conciliação.

Além disso, o AI deve proceder à conciliação dos dados de 2023 submetidos pelas empresas e pelas entidades governamentais declarante. Compete igualmente ao AI obter as garantias necessárias dessas entidades quanto à integralidade e fiabilidade da informação fornecida.

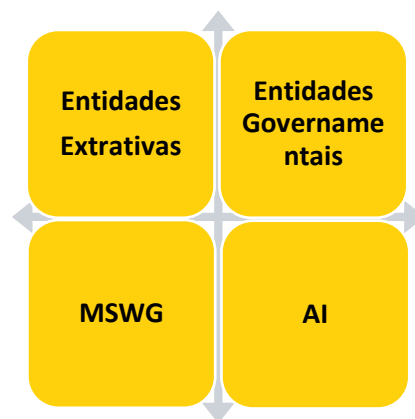
Os procedimentos conduzidos foram os seguintes:

- Efetuar a seleção de entidades com base no limiar da materialidade aprovado pelo MSWG (fluxos de pagamentos e receita acima de USD 100.000);
- Obter das empresas extrativas e das autoridades governamentais informações sobre impostos, não impostos e outros pagamentos em 2023;

O representante do Ministério do Petróleo e Minerais (MPM) emitiu instruções solicitando às entidades extrativas e agências governamentais que apresentassem relatórios de acordo com os requisitos do ITIE. Os templates de reporte foram disponibilizados eletronicamente por e-mail e as entidades foram mandatadas a reportar diretamente ao administrador, EY.

O processo de conciliação envolve quatro principais intervenientes (ver Figura 1.3): Entidades Extrativas, Entidades Governamentais, o MSWG e o Administrador Independente (AI).

Figura 1.3: Principais intervenientes no processo de conciliação



Após a recolha de dados, a EY iniciou o processo de reconciliação. As entidades que não responderam foram indicadas ao secretariado da ITIE de TL e foram feitos novos esforços de contactos para obter as respostas.

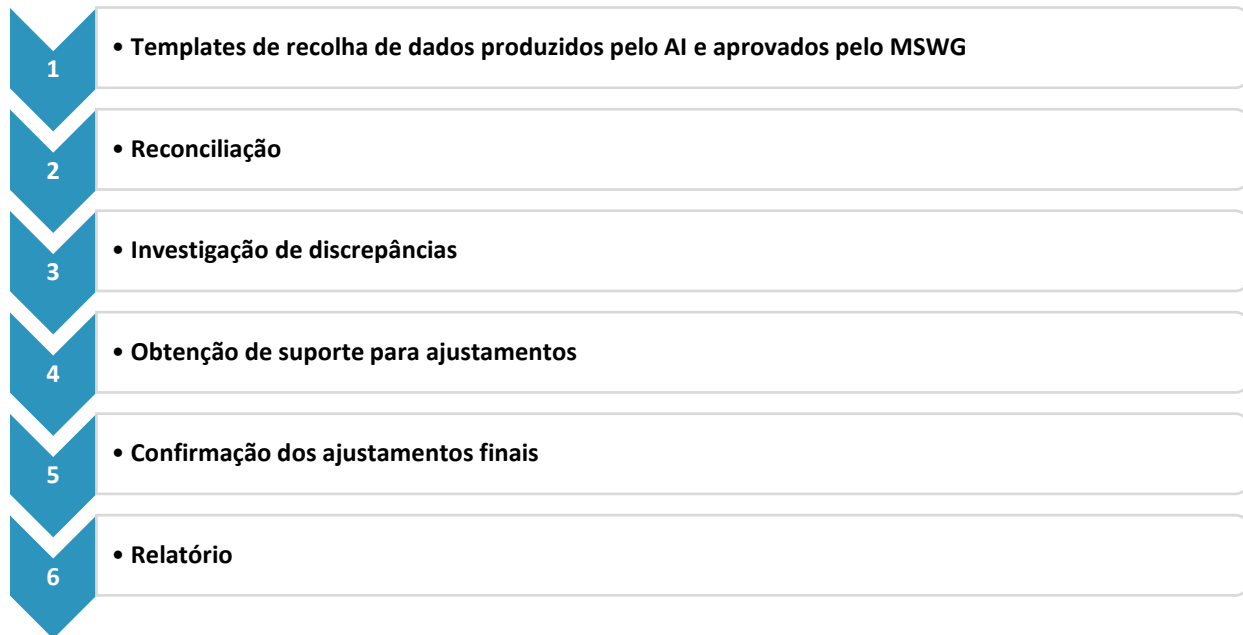
Em caso de discrepâncias, foi realizado contacto direto entre o AI e as entidades seleccionadas e foi solicitado suporte adequado (se aplicável) para apoiar o ajustamento.

Se as explicações recebidas não fossem conclusivas, eram realizados novos pedidos de esclarecimento à respetiva autoridade governamental para obter informações detalhadas sobre o pagamento.

Se, com base nas explicações recebidas das empresas e das autoridades governamentais, as discrepâncias permaneciam por explicar, então foram classificadas, no relatório da ITIE, como diferenças não reconciliadas.

O resumo do processo de conciliação é apresentado na Figura 1.4 abaixo:

Figura 1.4: Etapas do processo de conciliação



1.4 Âmbito (Receitas e Entidades)

Setor de Petróleo e Gás

As entidades governamentais envolvidas nas operações de petróleo e gás de Timor-Leste estão listadas na tabela 1.4.

Tabela 1.3 Entidades governamentais envolvidas nas operações de O&G de Timor

ENTIDADES GOVERNAMENTAIS
DIREÇÃO NACIONAL DE RECEITAS PETROLÍFERAS E MINERAIS (DNRPM)
AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO E MINERAIS (ANPM)
BANCO CENTRAL DE TIMOR-LESTE (BCTL)
TIMOR GAP E.P. (SOE)
FUNDO PETROLÍFERO (PF)

De acordo com o limiar definido e aprovado pelo MSWG, os fluxos de receita materiais de Timor-Leste relevantes para o Relatório ITIE são os seguintes

Tabela 1.4: Tipo de receitas de O&G no âmbito para os operadores em 2023

TIPOS DE RECEITAS DE PETRÓLEO E GÁS NO ÂMBITO
RECEITA FISCAL

Retenção de Salários de Residentes e Não Residentes Empregados
Imposto Retido sobre a Receita de Bens e Serviços prestados de Residentes e Não Residentes
IVA
Imposto sobre o Rendimento
IMPOSTO ANUAL SOBRE O RENDIMENTO
Imposto Adicional sobre os Rendimentos
RECEITA NÃO FISCAL
FTP
ROYALTIES
Receita de pagamentos de Petróleo & Gás
Taxa de serviços contratuais
Taxa de desenvolvimento
Taxa de Dados Sísmicos
Taxa de Aluguer de Superfície

A Norma ITIE estabelece que todas as empresas do setor extrativo que ultrapassem o limiar de materialidade devem reportar no âmbito do processo de conciliação.

A tabela 1.6 identifica **32 Operadores** que efetuaram pagamentos acima do limiar ao governo relativos às atividades de petróleo e gás (incluindo pagamentos fiscais e não fiscais), apesar de a MSWG ter concordado em selecionar todos os operadores acima do limiar.

Tabela 1.5 Operadores de O&G no âmbito para 2023

ENTIDADES DE PETRÓLEO E GÁS NO ÂMBITO OPERADORES	
BU12 Australia Pty Ltd	Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd
BU13 Australia Pty Ltd	TIMOR GAP Rarahana Unip Lda
ENI JPDA 03-13 Ltd	TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda
ENI TIMOR 22-23 BV	TIMOR GAP Chudith Unip Lda
ENI Timor-Leste S.P.A	TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda
Inpex Sahul Ltd	TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip Lda
Inpex Timor Sea Ltd	TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal
Timor Resources Pty Ltd	TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda
SundaGas Banda Unip Ltd	TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld
Santos NA (19-12) Pty Ltd	TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal
Santos NA (19-13) Pty Ltd	Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd
Santos NA Timor Sea	Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd
Sanots NA Emet	Carnarvon Petroleum Timor Unipessoal Lda
Santos NA Bayu Undan	Finder Energy (was ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)
32	

Tal como nos anos anteriores, o MSWG decidiu incluir no processo de reconciliação os pagamentos de impostos efetuados pelos Subcontratados, a fim de captar a sua contribuição para as receitas do setor em 2023. Os mesmos critérios utilizados anteriormente foram aplicados para selecionar as entidades extrativas no âmbito - pagamentos efetuados relativos a fluxo de receita significativos acima de USD 100.000. Foram selecionados os seguintes **19 Subcontratados**:

Tabela 1.6: Subcontratados O&G no âmbito para 2023

ENTIDADES DE PETRÓLEO E GÁS NO ÂMBITO SUBCONTRATADOS	
Caltech Unipessoal	TIMOR GAP Seismic Services Lda
Laloran Marine Services	TIMOR GAP Drilling Unip Lda
Baker Hughes Australia PTY Limited	Offshore Services Australasia Pty Ltd
Chandler Macleod Group Limited	Clough Wood Pty Ltd
Kotug Maritime Services	Compass Group (Australia) Pty Ltd
Schlumberger Australia Ply Ltd	Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)
Weatherford Australia Pty Ltd	SGS Australia Pty Ltd
Haliburton Australia Pty Ltd	Konnekto Unipessoal Lda
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	Tidewater Offshore Pty Ltd
Tidewater Onshore Operations Pte	
19	

A Tabela 1.8 abaixo resume as receitas relacionadas com o setor de petróleo e gás reportadas pelas autoridades designadas do Governo nos templates da ITIE durante 2023:

Tabela 1.7 Receitas associadas às operações de 2023 arrecadadas pela instituição governamental (USD)

Instituição governamental responsável pela arrecadação de receitas	Receitas Efetivas
Receita fiscal total reportada pelo MoF	50 118 958
Receita não fiscal total reportada pela ANPM	89 630 016
Receita não fiscal total reportada pela ANPM – Outras taxas	4 989 623
Total das outras taxas (gasoduto) reportadas pelo BCTL – Taxas de Gasoduto	5 333 600
Receita total reportada pelas entidades do Governo	150 072 197

Para uma análise detalhada da conciliação das receitas entre os dados constantes do Relatório Anual do Fundo Petrolífero e os templates governamentais submetidos, consultar a Secção 3.5 e a Secção 10.

A Tabela 1.9 abaixo apresenta o montante de receitas do setor do Petróleo e Gás incluído no âmbito do relatório de conciliação referente ao exercício fiscal de 2023. Importa salientar que 12 Subcontratados foram excluídos do âmbito de conciliação, dado que os seus pagamentos acumulados não ultrapassaram o limiar de materialidade definido para este processo. Embora fora do âmbito, estas entidades representam uma parcela insignificante da receita total, totalizando USD 120.704.

Tabela 1.8: Receitas do setor do Petróleo e Gás no âmbito para 2023 (USD)

Receitas de Petróleo e Gás	Total	Âmbito	
Operadores	136 437 714	136 437 714	100%
Subcontratados	8 300 884	8 180 180	98,55%
Taxas de gasoduto (BCTL)	5 333 600	5 333 600	100%
Total	150 072 197	149 951 493	99,92%

Com base na seleção efetuada, o Relatório ITIE 2023 cobre 99,92% da receita total, composta pela amostra completa de contratantes e 98,55% dos Subcontratados.

Setor Mineiro

As entidades governamentais envolvidas nas operações mineiras encontram-se listadas na Tabela 1.10.

Tabela 1.9 Entidades governamentais envolvidas nas operações de Petróleo e Gás e de Mineração em Timor-Leste

Entidades Governamentais
AUTORIDADE NACIONAL DOS MINERAIS TIMOR-LESTE, I.P.
MURAK RAI TIMOR, E.P.

Tabela 1.10 Fluxos de receita mineira no âmbito para 2023

Fluxos de Receita Mineira
Pagamento por licença mineral
Pagamento por autorizações mineiras
Compensação por atividade mineira não autorizada
Licença de exploração – taxa de superfície
Concurso Público Mineral

No contexto da receita total proveniente das indústrias extrativas em Timor-Leste, o setor mineiro contribuiu com apenas 1%, indicando um impacto relativamente reduzido nas receitas globais de 2023.

Além disso, fatores como a maturidade do setor, o estágio de desenvolvimento e o calendário operacional influenciaram a decisão do MSWG — em conformidade com os requisitos da Norma ITIE relativos a limiares significativos — de classificar o setor mineiro como imaterial neste relatório.

Contudo, em linha com as recomendações da recente Validação da ITIE de Timor-Leste, o MSWG decidiu incluir determinadas entidades mineiras no processo de conciliação para apoiar uma eventual transição futura caso o setor passe a ser considerado material.

Tabela 1.12 Identifica três entidades mineiras que efetuaram pagamentos significativos acima do limiar durante o exercício de 2023.

Tabela 1.11: Entidades mineiras voluntárias no âmbito para 2023

Entidade Mineira no Âmbito
China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG - COVEC, JV.)
Chongqing International Construction Corporation, R.P. – CICO
Li Britadeira Lda
3

1.5 Resumo do processo de conciliação das receitas

Tabela 1.13 apresenta os resultados da conciliação das receitas petrolíferas, incluindo contratantes, Subcontratados e taxas de gasoduto.

Tabela 1.12 Resultados da conciliação das receitas petrolíferas de 2023

	Resultados		Total
--	------------	--	-------

	Reconciliada	Não Reconciliada	Ajustamentos Identificados	Total no âmbito	Fora do âmbito	
Operadores	135 902 245	299 958	235 510	136 437 713	-	136 437 713
Subcontratados	5 101 687	3 106 213	-27 720	8 180 180	120 704	8 300 884
Taxas de gasoduto	5 333 600	-	-	5 333 600	-	5 333 600
Total	146 337 532	3 406 171	207 790	149 951 493	120 704	150 072 197

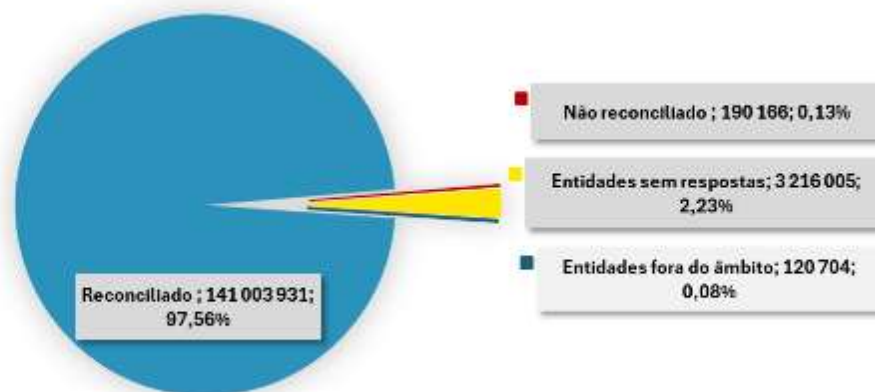
Considerando o cruzamento de informações entre entidades independentes (contratantes e Subcontratados), foi possível conciliar USD 141.003.932 (97,50%) da receita fiscal e não fiscal reportada pelas entidades governamentais.

O montante não conciliado de USD 3,4 milhões inclui:

- USD 0,19 milhões (0,13% do total) relativos a discrepâncias que permaneceram por explicar após as respostas das empresas e das autoridades; e
- USD 3,22 milhões (2,23% do total) provenientes de entidades que não responderam ao template de reporte.

Os nomes das entidades com valores não conciliados constam das Secções 10.2.6 e 10.3.6. É importante salientar que o montante de receita excluído do processo de conciliação (USD 120.704) representa apenas 0,08% da receita total das operações de 2023.

Figura 1.5: Resultados da conciliação do exercício fiscal de 2023, em percentagem



1.6 Resumo das Principais Melhorias no Relatório ITIE 2023

O Relatório ITIE 2023 incorpora melhorias significativas para reforçar a transparência e o cumprimento da Norma ITIE. Em conformidade com o Requisito 3.2(a), os dados de produção foram desagregados por projeto (Secção 3.4) e por contratante (Secção 1.2), reforçando a clareza e comparabilidade das operações. Nos termos do Requisito 2.2, o relatório descreve os processos de transferência e avalia desvios face aos procedimentos legais (Secção 7.1).

Foram também introduzidas melhorias na transparência de contratos (Requisito 2.4), incluindo hiperligações para os textos completos de todos os PSC ativos, com anexos e aditamentos (Secção 3.4).

As divulgações de beneficiários efetivos (Requisito 2.5) foram reforçadas através da recolha de dados adicionais junto das entidades reportantes, correção de hiperligações para documentos de bolsa e análise de potenciais reduções dos limiares aplicáveis a PEP e BE (Secção 7.3).

No âmbito do Requisito 6.3, os dados de emprego foram desagregados por género, empresa e ocupação (Secção 11.4), permitindo uma análise social e económica mais robusta.

Por fim, em linha com as recomendações da Validação mais recente, o MSWG decidiu incluir voluntariamente determinadas entidades mineiras no processo de conciliação, apesar de o setor, como um todo, ser considerado imaterial. Esta abordagem visa apoiar a transição para um cenário em que a atividade mineira possa vir a ser considerada material nos próximos anos.

A photograph of two workers in safety gear on an offshore platform. One worker in the foreground is wearing a red jumpsuit and a white hard hat, looking towards the right. Another worker in the background is wearing a dark jacket and a white hard hat, looking towards the left. They are standing on a yellow metal structure. The background is a clear blue sky.

Iniciativa de Transparência das Indústrias extrativas em Timor-Leste

A Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas (ITIE) é uma norma global que promove a transparência e a responsabilização na gestão das receitas provenientes dos recursos naturais. Timor-Leste é membro da ITIE desde 2008, reafirmando o seu compromisso com a governação e com a confiança pública no setor extrativo.

Em 2025, Timor-Leste entra numa nova etapa com a implementação da Norma ITIE 2023, preparando o seu segundo relatório ao abrigo deste quadro atualizado. Esta transição introduz requisitos reforçados em matéria de combate à corrupção, igualdade de género, transição energética, arrecadação de receitas e envolvimento das partes interessadas — prioridades essenciais para o desenvolvimento sustentável e para a credibilidade internacional.

Ao cumprir estes objetivos, Timor-Leste continua a respeitar os princípios da ITIE, assegurando que as receitas provenientes do petróleo, gás e minerais contribuem para o desenvolvimento nacional e beneficiam todos os cidadãos.

2

2. Iniciativa de transparência das indústrias extrativas em Timor-Leste

2.1 Contexto da ITIE

A Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas é uma norma global que visa melhorar a transparência e promover a boa governação dos recursos de petróleo, gás e minerais.

Criada em setembro de 2002, a ITIE conta agora com mais de 50 países implementadores obrigados a cumprir o mais recente padrão ITIE de 2023, a quarta edição do padrão mundial para a transparência e a boa governação do setor do petróleo, gás e mineiro. O Padrão ITIE determina que os países implementadores devem divulgar os dados financeiros e não financeiros da sua indústria extrativa, combatendo a corrupção e promovendo a transparência nacional.

Em 12 de junho de 2023, a ITIE Internacional lançou a Norma ITIE 2023, substituindo o Padrão ITIE de 2019. O padrão ITIE alterado inclui várias disposições novas e aperfeiçoadas que obrigam os países a responder aos desafios mais prementes que dizem respeito à governação dos recursos naturais. Reforça as divulgações da ITIE e os requisitos de governação para melhorar a compreensão do impacto da transição energética, abordar os riscos de corrupção, promover a igualdade de género e reforçar a cobrança de receitas.

O presente relatório é o segundo relatório de Timor-Leste elaborado ao abrigo da Norma ITIE 2023, uma vez que os países implementadores da ITIE serão avaliados em relação ao Padrão ITIE de 2023 a partir de 1 de janeiro de 2025.

2.2 Progressos da ITIE em Timor-Leste

Timor-Leste aderiu à ITIE em 2008 e teve a primeira validação em 1 de julho de 2016. O Conselho concordou que Timor-Leste alcançou progressos significativos em geral na implementação do Padrão ITIE de 2016. Ao tomar esta decisão, o Conselho da ITIE registou o forte compromisso do Governo de Timor-Leste com a implementação da ITIE e a supervisão fornecida pelo Multi-Stakeholder Working Group de Timor-Leste.

A segunda Validação de Timor-Leste teve início a 11 de janeiro de 2018. Nesta data, o Conselho da ITIE concordou que Timor-Leste abordou totalmente as ações corretivas da primeira Validação do país. Consequentemente, Timor-Leste registou um progresso global satisfatório na implementação do Padrão ITIE de 2016.

Em fevereiro de 2023, o Secretariado Internacional da ITIE emitiu o seu Relatório sobre a validação de Timor-Leste realizada em 2022, concluindo que Timor-Leste cumpriu integralmente 11 Requisitos da ITIE, maioritariamente nove e parcialmente seis. A pontuação total alcançada na implementação do Padrão ITIE de 2019 foi avaliada como "bastante baixa", com 58 pontos, refletindo a média das três pontuações das componentes sobre Envolvimento das partes interessadas, Transparência e Resultados e Impactos.

Em oito áreas, o Conselho Internacional da ITIE identificou algumas regressões em comparação com a validação anterior. O Conselho concedeu a Timor-Leste até abril de 2025 para corrigir as deficiências⁴.

Após a aprovação da Norma 2023, o Conselho da ITIE esclareceu que a validação dos relatórios ao abrigo das suas disposições terá início em 1 de Janeiro de 2025. Timor-Leste foi um dos primeiros países a implementar estes requisitos, começando pelo relatório referente ao exercício fiscal de 2022. Para apoiar esta transição, Timor-Leste alinou os seus planos de trabalho com o Requisito 1.5, centrando-se em objetivos fundamentais, divulgação sistemática e garantias de qualidade eficientes em termos de custos para os dados ITIE.

⁴ Fonte: [Timor-Leste 2022 Validation Report](#)

Este relatório representa mais do que uma obrigação de conformidade — constitui uma oportunidade para demonstrar os progressos alcançados relativamente a recomendações anteriores e para cumprir as novas disposições que reforçam o enfoque no combate à corrupção, na igualdade de género, na transição energética e na arrecadação de receitas.

O Plano de Trabalho de 2025 do MSWG da ITIE de Timor-Leste prioriza a implementação da Norma 2023 e o encerramento das lacunas identificadas na última validação. Inclui ações de reforço de capacidades, envolvimento das partes interessadas e melhoria das práticas de reporte.

O 15.º Relatório abordou várias recomendações de validação, enquanto o atual 16.º Relatório ITIE procura ir mais longe, colmatando lacunas remanescentes e reafirmando o compromisso de Timor-Leste com as melhores práticas de governação dos recursos naturais.

Implementação e gestão dos objetivos da ITIE em Timor-Leste

Em Timor-Leste, o envolvimento da ITIE tem como objetivo fornecer um relatório claro e conciso das receitas e pagamentos ao Governo de Timor-Leste provenientes das empresas do setor de petróleo e gás e empresas mineiras, em termos de pagamentos e receitas fiscais e não fiscais derivados da produção e venda destes recursos. Desta forma, é efetuada uma reconciliação financeira destes montantes, por entidades externas, para verificar os montantes reportados e se a reconciliação é publicada num relatório anual da ITIE.

Em 2010, Timor-Leste tornou-se o primeiro país do Sudeste Asiático a ser declarado em conformidade com a ITIE. No entanto, Timor-Leste ainda não oficializou a Lei ITIE. Embora tenham sido implementadas várias alterações na legislação de Timor-Leste para as indústrias extrativas para cumprir os requisitos de informação da ITIE.

Tabela 2.1 Legislação de Timor-Leste implementada para cumprir os requisitos da ITIE

Decreto/ Lei	Setor	Artigo	Requisito
Decreto-Lei n.º 32/2016 de 17 de agosto	Operações petrolíferas offshore	Artigo 97.º – Relatório de Pagamentos	O Operador deve cumprir os requisitos de reporte relacionados com a Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas de Timor-Leste (ITIE), conforme aplicável periodicamente, em conformidade com a Lei aplicável em Timor-Leste.
Decreto-Lei n.º 18/2020 de 13 de maio	Operações petrolíferas onshore	Artigo 98.º – Relatório ITIE	O Ministério e o Operador devem cumprir os requisitos de reporte relacionados com a Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas de Timor-Leste (ITIE), conforme aplicável periodicamente, em conformidade com a Lei aplicável.
Decreto-Lei n.º 43/2022 de 8 de junho	Empresa Mineira (CMTL, S.A.)	Artigo 9.º – Auditoria de Transparência	A CMTL, os seus órgãos sociais e trabalhadores devem observar os princípios, diretrizes, normas e regras da ITIE.

Decreto/ Lei	Setor	Artigo	Requisito
Lei n.º 12/2021 de 30 de junho	Atividades Mineiras	Artigo 54.º – Divulgação de Dados	Cumprimento das normas da ITIE relativas à divulgação de dados e informação.
Lei n.º 12/2021 de 30 de junho	Atividades Mineiras	Artigo 150.º – Divulgação de Receitas	O Governo deve publicar relatórios anuais sobre as receitas do Estado e benefícios económicos provenientes da atividade mineira, em alinhamento com a ITIE.

O MSWG da ITIE de Timor-Leste

No que diz respeito aos responsáveis pela gestão da ITIE, o gabinete do Secretariado da TL-ITIE foi criado em 2008 com o objetivo de apoiar o Multi-Stakeholder Working Group (MSWG) gerindo o contacto com as entidades abrangidas e disponibilizando o relatório final. Além disso, o Secretariado é responsável pela promoção da ITIE nos setores público e privado, organizar reuniões, workshops e seminários para aumentar a sensibilização sobre a importância da ITIE para Timor-Leste. Os cidadãos e as organizações da sociedade civil estão também a desempenhar um papel no acompanhamento do processo da ITIE.

O envolvimento do Administrador Independente

O enquadramento da ITIE exige que um administrador independente (AI) concilie os dados financeiros entre os pagamentos das empresas e as receitas efetivas recebidas pelo Governo.

A EY foi nomeada para estabelecer o âmbito do 16.º Relatório da ITIE para o ano de 2023, sendo que esta AI tem vindo a produzir os relatórios da ITIE para a Timor-Leste desde o Relatório da ITIE de 2014.

Tabela 2.2: Relatórios da ITIE em TL

Anos	Data de publicação	Receitas do Petróleo (milhões de USD)	Auditor Independente
2008	Outubro 2009	2 510	Deloitte
2009	Fevereiro 2011	1 764	
2010	Novembro 2012	2 150	Moore Stephens LLP
2011	Dezembro 2012	3 453	
2012	Fevereiro 2015	3 800	
2013	Dezembro 2015	3 263	
2014	Junho 2017	1 896	EY
2015	Dezembro 2017	1 042	
2016	Junho 2019	243	
2017	Dezembro 2019	463	
2018	Dezembro 2020	556	
2019	Março 2022	801	
2020	Dezembro 2022	302	
2021	Março 2024	729	
2022	Dezembro 2024	1,106	

O AI obteve as garantias necessárias das entidades reportantes quanto à exaustividade e fiabilidade dos dados. O trabalho do AI foi independente e realizado de forma coerente com o TOR. A AI prosseguiu as seguintes fases:

1. Análise preliminar, incluindo o relatório de âmbito e início;
2. Recolha de dados através de templates adequados e aprovados;
3. Reconciliação inicial dos dados apresentados pelas entidades e pelo governo;
4. Investigação das discrepâncias e reconciliação final;
5. Relatório Final, com discrepâncias mínimas.

2.3 Alterações introduzidas pelo Padrão ITIE 2023

O Norma ITIE evoluiu para responder às necessidades das partes interessadas e a um contexto global em mudança. Agora na sua quarta edição, o Norma ITIE 2023 inclui várias disposições novas e refinadas que permitem aos países responder aos desafios mais urgentes que dizem respeito à governação dos recursos naturais atualmente.

Estas abrangem quatro áreas temáticas: anticorrupção, transição energética, questões sociais e ambientais, igualdade de género e cobrança de receitas.

Figura 2.1: Novas áreas abrangidas pelo padrão ITIE de 2023



Panorama das indústrias extrativas de Timor-Leste – Petróleo & Gás

As receitas do petróleo e do gás continuam a constituir uma fonte fundamental de rendimento para Timor-Leste. O Fundo Petrolífero, que integra as receitas petrolíferas acumuladas e os rendimentos de investimento, é a principal fonte de financiamento do Orçamento do Estado, em particular para programas de infraestruturas e de desenvolvimento. Apesar do progresso limitado no crescimento económico, Timor-Leste permanece fortemente dependente do petróleo.

A presente secção foi elaborada com o objetivo de assegurar a conformidade com o Requisito 6.3 (Contributo do Setor Extrativo para a Economia) e o Requisito 3.1 (Atividades de Exploração). Apresenta divulgações relativas ao contributo do setor do petróleo e do gás para a economia de Timor-Leste, incluindo a sua participação no PIB e nas receitas públicas, bem como o grau de dependência dos recursos naturais. A secção fornece igualmente informação sobre as atividades de exploração, os volumes de produção e a valorização da produção, oferecendo uma base para a avaliação das receitas públicas expectáveis.

Tendo em conta o declínio da produção líquida do campo de Bayu-Undan desde o seu pico em 2012, a secção destaca ainda as implicações da redução do volume produzido para os fluxos de receitas futuras. Através destas divulgações, a secção visa reforçar a transparência e a compreensão pública da relevância económica e da dinâmica operacional do setor



3

3. Panorama das indústrias extrativas de Timor-Leste – Petróleo & Gás

3.1 Contribuição do setor de Petróleo & Gás na economia de Timor-Leste

O Fundo Petrolífero continua a ser a principal fonte de financiamento do Orçamento do Estado

Uma das principais prioridades do Governo consiste em reduzir a dependência do país do financiamento proveniente do Fundo Petrolífero. No Orçamento Geral do Estado (OGE) para 2024, o Governo voltou a destacar o seu compromisso com a política de “reforma fiscal”⁵, com o objetivo de melhorar o enquadramento fiscal do país e reforçar a mobilização de receitas internas provenientes de recursos e atividades não petrolíferos.

A Tabela 3.1 apresenta as fontes de financiamento do Orçamento de 2023, a respetiva retificação subsequente e as projeções para 2024. Os dados confirmam que o Fundo Petrolífero continua a ser a fonte dominante, representando 70% do financiamento total da despesa pública em 2023, prevendo-se que este valor aumente para cerca de 73% do orçamento consolidado em 2024. Em contrapartida, as receitas internas (não provenientes do petróleo e do gás) contribuíram apenas com 10% do financiamento total em 2023, prevendo-se uma ligeira diminuição em 2024. Esta tendência evidencia a persistente estagnação das receitas internas, sublinhando a contínua dependência do país em relação ao Fundo Petrolífero.

Tabela 3.1: Fontes de financiamento da despesa pública - Orçamento geral do Estado em 2024

Valores em milhões de USD	OGE Original 2023	Peso (%)	OGE Retificado 2023	Share (%)	OGE Proposto 2024	Peso (%)
Mobilizações totais do Fundo Petrolífero	1 346	70,1%	1 208	70,4%	1 378	72,9%
Rendimento Sustentável Estimado (RSE)	490	25,5%	490	28,6%	522	27,6%
Mobilizações excessivos do Fundo Petrolífero	856	44,6%	718	41,8%	856	45,3%
Receitas Internas	175	9,1%	179	10,5%	192	10,2%
Empréstimos	74	3,9%	35	2,0%	25	1,3%
Apoio Orçamental direto	5	0,3%	10	0,6%	15	0,8%
Austrália	3	0,2%	7	0,4%	13	0,7%
União Europeia	2	0,1%	3	0,2%	3	0,1%
Financiamento por saldo de caixa	318	16,5%	282	16,5%	278	14,7%
Taxas e encargos	3	0,1%	1	0,1%	2	0,1%
Total	1 920	100%	1 717	100%	1 890	100%

Os levantamentos efetivos do Fundo Petrolífero totalizaram USD 1 090,0 milhões em 2023, menos USD 118,2 milhões do que o montante aprovado no Orçamento Retificativo de 2023. Este valor corresponde a 90% da transferência prevista para 2023 e excede o Rendimento Sustentável Estimado (RSE) em USD 600 milhões (ver Tabela 3.2). Refira-se que este montante representa uma diminuição de USD 314 milhões

⁵ Fonte: <https://www.laohamutuk.org/econ/OGE24/FinalBooks/240206RelatorioEn.pdf>, página 21 (1.76 - 1.77)

face a 2022, em resultado de uma menor despesa pública e da redução do valor do défice fiscal não petrolífero. Apesar de registar uma redução, o montante anual retirado do Fundo Petrolífero continua a situar-se significativamente acima do respetivo Rendimento Sustentável Estimado, fixado em USD 490 milhões (USD 554 milhões em 2022 e USD 548 milhões em 2021), o que se traduz numa contínua diminuição das receitas acumuladas do Fundo Petrolífero.

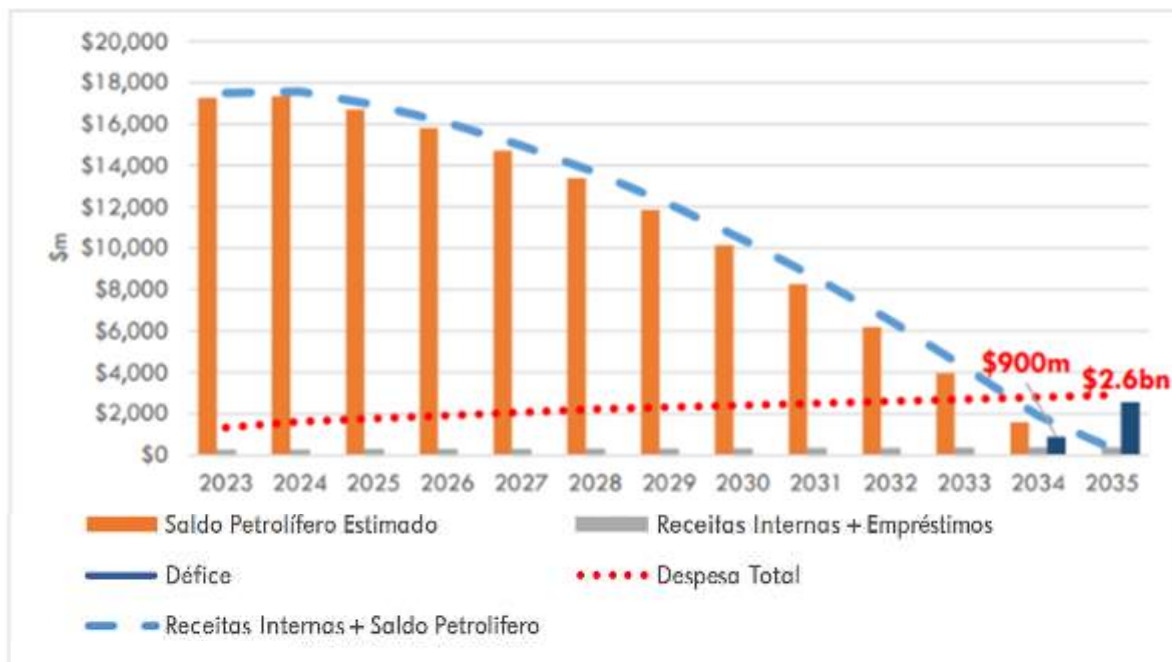
Tabela 3.2: Mobilizações efetivas do Fundo Petrolífero durante 2021-2023

Milhões de USD	2021	2022	2023	Varição 2021-2022	Varição 2022-2023
Rendimento Sustentável Estimado	548	554	490	6	-64
Mobilizações excessivos	600	850	600	250	-250
Total	1148	1404	1090	256	-314

Deste modo, o principal enfoque da análise da sustentabilidade fiscal em Timor-Leste centra-se na previsão da duração do Fundo Petrolífero. De acordo com a tendência atual da despesa, prevê-se que o Fundo Petrolífero seja totalmente esgotado até 2034.

Esta projeção encontra-se ilustrada na Figura 3.1 infra e baseia-se no limite orçamental definido para o Orçamento de 2024.

Figura 3.1 : Horizonte temporal do Fundo Petrolífero no cenário atual



Fonte: Estimativas da Direção de Política Económica Nacional, DNPE, MF, Ministério das das Finanças

As projeções indicam que a despesa pública no período de 2025 a 2028 estará alinhada com os níveis necessários para alcançar a meta de crescimento económico do Governo de 5% do PIB. Após 2028, prevê-se que a despesa pública aumente em consonância com a inflação e o crescimento populacional. Paralelamente, a modelização assenta no pressuposto de que não serão descobertos nem explorados recursos petrolíferos adicionais antes do esgotamento total do Fundo Petrolífero.

Caso o Fundo Petrolífero se esgote antes da descoberta e exploração de novas receitas petrolíferas, as consequências para a despesa pública e para a economia serão significativas. Neste cenário, quando o Fundo Petrolífero se vier a esgotar, o Governo não disporá de receitas suficientes para assegurar as suas funções mais básicas, tais como o pagamento de salários aos trabalhadores do setor público, a atribuição de prestações de segurança social aos idosos, a continuidade dos pagamentos aos veteranos e o reembolso de empréstimos.

Esta situação afetaria igualmente a capacidade do país para manter o atual nível de importações e gerir a circulação monetária interna. A economia atualmente dolarizada depende das receitas do Fundo Petrolífero para garantir um fluxo constante de dólares norte-americanos. Um défice comercial não petrolífero significativo é sustentável apenas neste enquadramento de dolarização, uma vez que as entradas provenientes do Fundo Petrolífero compensam as saídas associadas às importações. Na ausência de uma alternativa monetária viável estabelecida antes do esgotamento do Fundo Petrolífero, défices comerciais persistentes poderão conduzir a uma crise de liquidez, deixando indivíduos e empresas sem a moeda necessária para a realização de transações quotidianas.

Em síntese, estas considerações evidenciam a forte e contínua dependência do Orçamento do Estado em relação ao financiamento proveniente das receitas petrolíferas, em particular das transferências do Fundo Petrolífero, que excedem substancialmente o seu rendimento sustentável. Assim, o prolongamento da vida útil do Fundo Petrolífero permitiria ao país dispor de mais tempo para desenvolver fontes alternativas de receita e preparar a implementação de uma nova moeda.

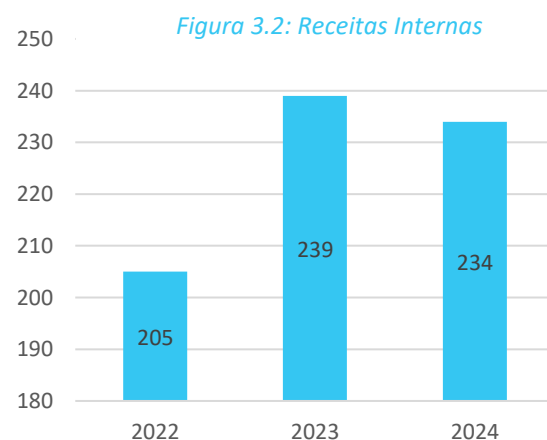
As receitas fiscais constituem consistentemente a maior fonte de receitas domésticas em Timor-Leste

Relativamente às receitas domésticas (receitas não relacionadas com o petróleo e o gás), estas aumentaram de USD 205 milhões em 2022⁶ para USD 239 milhões em 2023. Em 2024, as receitas domésticas atingiram o nível mais elevado desde 2015, totalizando USD 233,9 milhões.

Os impostos diretos mantiveram-se globalmente estáveis ao longo da maior parte do período em análise. Em contrapartida, os impostos indiretos registaram um crescimento sustentado, apoiado pelo aumento das taxas introduzidas entre 2020 e 2023. As receitas provenientes dos direitos aduaneiros atingiram um máximo de USD 36,9 milhões em 2023. As receitas do imposto sobre as vendas aumentaram de forma consistente, alcançando USD 27,0 milhões em 2024. Embora a arrecadação do imposto sobre serviços tenha permanecido modesta, mais do que duplicou no mesmo período.

A estrutura global das receitas domésticas sofreu uma alteração significativa. As receitas fiscais passaram a constituir o principal motor de crescimento, enquanto as receitas não fiscais perderam relevância. Em 2024, os impostos especiais de consumo e os impostos sobre o rendimento representavam uma maior proporção do total das receitas, refletindo tanto alterações de política como reformas estruturais.

A médio e longo prazo, prevê-se que as receitas domésticas não petrolíferas registem um crescimento anual positivo. O aumento das receitas fiscais — que constituem a principal fonte de receitas domésticas em Timor-Leste — é o principal motor desta evolução. Além disso, espera-se que as receitas fiscais sejam reforçadas pelas reformas nos sistemas de cobrança de impostos, as quais visam aumentar a capacidade da Autoridade Tributária para assegurar um maior cumprimento das obrigações fiscais.



3.2 Produto Interno Bruto (PIB)

Instituto Nacional de Estatística de Timor-Leste (INETL)

Timor-Leste compila e divulga dados estatísticos através das Contas Nacionais de Timor-Leste. Esta publicação representa um conjunto abrangente e coerente de contas macroeconómicas úteis para a análise económica, apoiando o processo de formulação e monitorização de políticas públicas. O Instituto Nacional de Estatística (INETL), sob tutela do Ministério das Finanças, é responsável pela produção destas contas, assegurando que são completas e consistentes em todas as atividades económicas e no respetivo impacto sobre os diversos agentes da economia.

Toda a compilação de dados sobre atividade económica segue o Sistema de Contas Nacionais das Nações Unidas de 2008 (SNA 2008).

Esta publicação é essencial para a definição de políticas económicas informadas por dados, desempenhando um papel fundamental nos esforços de desenvolvimento contínuo de Timor-Leste. Está acessível em <https://inetl-ip.gov.tl/>.

Alterações na Compilação dos Dados Petrolíferos

Em setembro de 2019, houve uma mudança nos dados de compilação de petróleo. Antes disso, a JPDA era considerada uma entidade não residente, o que implicava que o PIB do petróleo não seria reportado, e o PIB não petrolífero representava o PIB total, incluindo royalties. As receitas petrolíferas eram apenas consideradas no RNB (Rendimento Nacional Bruto). No entanto, devido ao novo Tratado de Fronteira Marítima ratificado em agosto de 2019, a JPDA e os seus projetos associados foram reclassificados como entidades residentes. Consequentemente, a partir de setembro de 2019, o setor petrolífero foi integrado na compilação dos dados do PIB.

Para assegurar a clareza e a continuidade dos dados, especialmente para a análise comparativa dos valores de 2019 e anteriores, as contas mantêm uma distinção clara entre as componentes petrolíferas e não petrolíferas. Esta segregação é fundamental para facilitar uma análise focalizada da contribuição substancial do setor petrolífero para a economia nacional de Timor-Leste, reafirmando a sua ênfase como pilar central da estrutura económica do país.

Como nota introdutória, importa referir que o conteúdo desta secção tem por base os dados mais recentes das Contas Nacionais de Timor-Leste para o período 2005-2024 (TL-NA 2005-2024). Em conformidade com a política de revisão das Contas Nacionais de Timor-Leste, a série TL-NA 2005-2024 incorpora fontes de dados primários atualizadas e melhorias metodológicas, o que poderá originar discrepâncias relativamente às figuras divulgadas em relatórios anteriores, incluindo o Relatório ITIE de 2022.

Sempre que são introduzidos novos métodos ou indicadores, as Contas Nacionais de Timor-Leste aplicam-nas retrospectivamente a todos os anos da série, de forma a garantir a consistência dos dados comparativos ao longo do tempo.

Por último, os montantes apresentados infra encontram-se a preços correntes, o que significa que o valor dos preços é estimado com base no período ao qual a observação se refere.

Contributo do setor petrolífero para o PIB

O ano de 2023 ficou marcado por uma desaceleração da atividade económica após a recuperação registada em 2021 e 2022, na sequência da pandemia da COVID-19. A Tabela 3.3 demonstra que o PIB a preços correntes em 2023 foi de USD 2 080 milhões, dos quais USD 1 802 milhões provenientes do setor não petrolífero e USD 278 milhões do setor petrolífero.

Uma diminuição de 81,8% na produção de petróleo anulou o dinamismo da economia não petrolífera, resultando numa queda de 35,18% do PIB total a preços correntes (setores petrolífero e não petrolífero).

Tabela 3.3 : Rendimento Nacional Bruto de TL em USD⁶

RNB	2023	Peso no PIB total (%)	2022	Peso no PIB total (%)	Varição em USD	Varição (%)
Setor petrolífero	278	13,37%	1 533	47,77%	-1 255	-81,87%
Setor não petrolífero	1 802	86,63%	1 676	52,23%	126	7,52%
Total	2 080	100%	3 209	100%	-1 129	-35,18%

Apesar desta diminuição, importa salientar que a economia de Timor-Leste continua fortemente dependente das receitas petrolíferas. Contudo, uma combinação de fatores específicos — incluindo oscilações significativas nos preços internacionais do petróleo e a redução dos níveis de produção — limitou de forma conjunta o contributo do setor petrolífero para o PIB. De acordo com os dados apresentados na Figura 3.6, Timor-Leste tem registado, desde 2019, uma dinâmica complexa entre o preço do petróleo e os volumes de produção.

Os preços do petróleo caíram no início da pandemia de coronavírus, em 2020, mas começaram depois a subir acentuadamente, atingindo USD 115,6 por barril em maio de 2022, devido ao conflito na Ucrânia. Em 2023, o preço médio do Brent fixou-se em USD 82,47/barril, ou seja, USD 18/barril abaixo da média do ano anterior. As perspetivas para os preços do petróleo permanecem incertas e poderão registar novas subidas na sequência da recente escalada do conflito no Médio Oriente.

Paralelamente, a produção anual diminuiu significativamente, passando de 17,3 milhões de barris de petróleo equivalente (BOE) em 2022 para 7 milhões de BOE em 2023, reforçando a evidência do esgotamento das reservas de petróleo e gás em Bayu-Undan.

Figura 3.3: Produção de Petróleo e Gás e preços do petróleo⁷

⁶ Fonte: [Timor-Leste National Accounts 2005-2024](#), Secção I., Tabela 1.1: Agregados macroeconómicos principais

⁷ Fonte: [Investing.com, Brent Oil Futures Historical Data](#)



Os desafios acima mencionados resultaram numa diminuição substancial de 81,8% no PIB petrolífero em comparação com o PIB petrolífero de 2022, evidenciando a vulnerabilidade da economia a choques externos e reforçando a necessidade de diversificação económica.

Em contraste, as atividades não petrolíferas registaram um crescimento de 7,5%, aumentando de USD 1 676 milhões em 2022 para USD 1 802 milhões em 2023. A expansão da economia não petrolífera foi impulsionada por vários componentes essenciais.

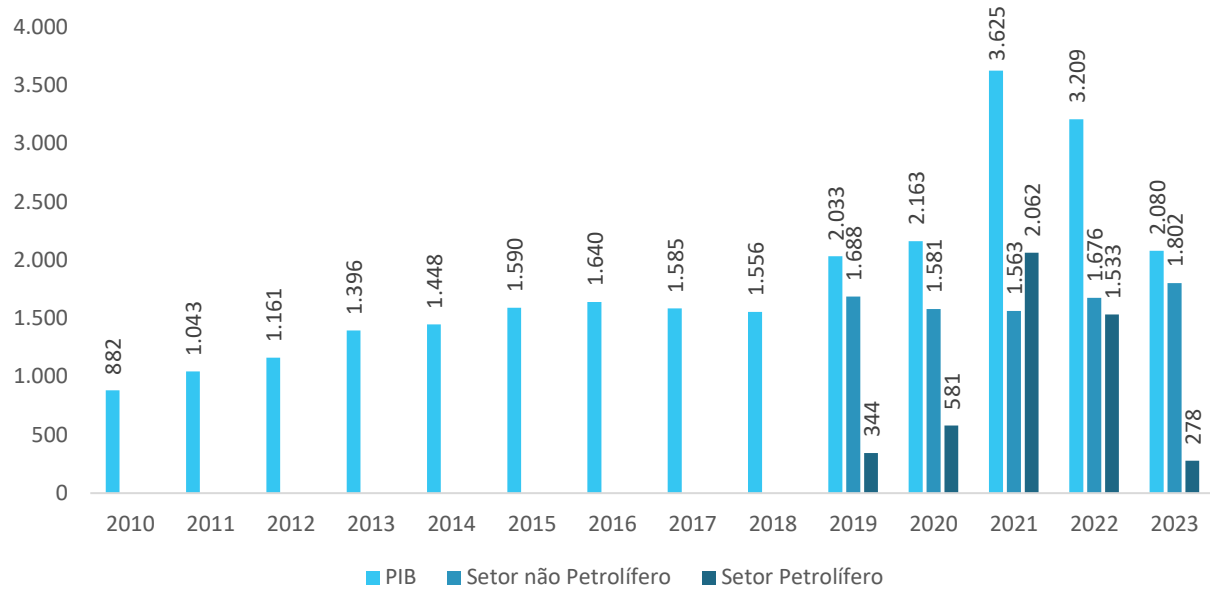
A despesa de consumo final registou um aumento significativo de 5,2% (USD 125,6 milhões) em 2023 face a 2022. A Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF), que se tinha contraído durante cinco anos consecutivos, registou uma inversão significativa em 2022, com uma taxa de crescimento de 33,8%, após uma queda de 5% em 2021; em 2023 voltou a crescer, desta vez 13,7%.

O crescimento das exportações de bens e serviços em 5,9% (USD 3,27 milhões) foi impulsionado por um aumento expressivo de 63,9% nas exportações de serviços, decorrente sobretudo do aumento dos serviços de viagens.

A variação de existências aumentou 21,8% (USD 8,97 milhões) em 2023, dando continuidade ao crescimento de 104,2% (USD 21 milhões) observado em 2022. No entanto, o aumento de 4,5% das importações de bens e serviços teve um impacto negativo no PIB não petrolífero, resultando numa perda de USD 51,79 milhões.

Na Figura 3.4 apresenta-se a evolução da trajetória do PIB desde 2010.

Figura 3.4: Evolução do PIB, milhões USD



Contributo do setor petrolífero para o Rendimento Nacional Bruto (RNB)

Em 2023, em termos nominais, o Rendimento Nacional Bruto (RNB) aumentou para USD 2 293 milhões. Este valor foi superior ao PIB nominal, que se situou em USD 2 080 milhões. Esta discrepância reflete um Excedente de Rendimentos Primários de USD 213 milhões, resultante dos elevados rendimentos de investimento provenientes do Fundo Petrolífero. Estes rendimentos superaram os pagamentos efetuados a investidores estrangeiros, tanto no setor petrolífero como no setor não petrolífero. Este foi o primeiro ano, desde 2020, em que se registou um Excedente de Rendimentos Primários.

Considerando apenas a economia não petrolífera, os investidores estrangeiros auferem cerca de USD 41 milhões a mais sobre os seus ativos em Timor-Leste do que os investidores timorenses auferem no exterior (USD 1 802,72 milhões face a USD 1 760 milhões). Isto ocorre porque praticamente todos os ativos externos de Timor-Leste estão concentrados no Fundo Petrolífero, o qual é classificado no âmbito do PIB petrolífero⁸.

Tabela 3.4: Rendimento Nacional Bruto de TL

RNB	2023	2022	Variação	Variação (%)
Setor Petrolífero	533	1 405,1	-872,1	-62,1%
Setor não Petrolífero	1 760	1 651,7	108,3	6,6%
Total	2 293	3 056,8	-763,8	-25,0%

3.3 Dados de exportação e importação

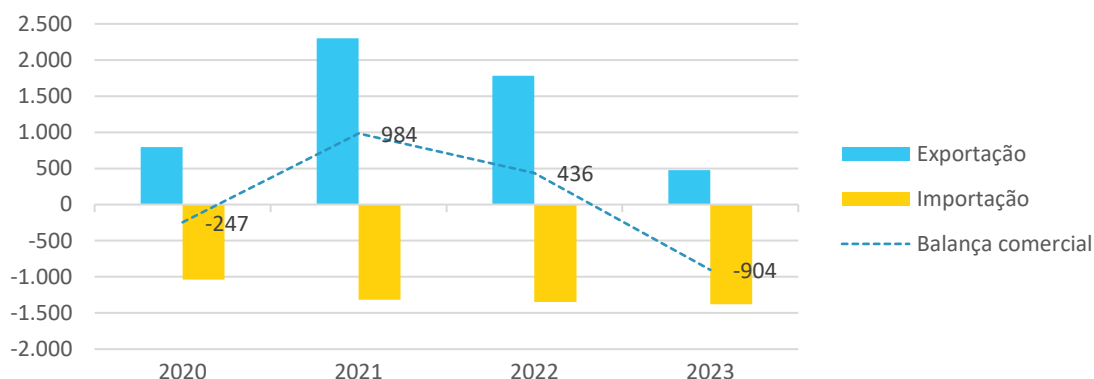
Défices comerciais em Timor-Leste

⁸ Fonte: [TIMOR-LESTE NATIONAL ACCOUNTS 2004-2023 - INETL, I.P](#)

Em 2023 Timor-Leste foi a 190.^a economia mundial em termos de exportações totais e a 182.^a em importações totais⁹.

No ano em análise, a balança comercial, conforme apresentada na Figura 3.5, incluindo as exportações de produtos petrolíferos, registou um défice de USD -904 milhões, o que representa um aumento do défice comparativamente ao excedente observado em 2022, de USD 436 milhões¹⁰.

Figura 3.5: Exportações e Importações de Timor-Leste



Esta evolução resultou sobretudo de uma redução acentuada das exportações de produtos petrolíferos (ver Tabela 3.5 — Exportações das indústrias petrolífera e não petrolífera de Timor-Leste). Contudo, excluindo as receitas do petróleo, o défice da balança comercial agravou-se ainda mais, atingindo USD -1 135 milhões em 2023. Esta deterioração deveu-se a um ligeiro aumento das importações de bens ao longo do ano, enquanto as exportações de bens do setor não petrolífero permaneceram insignificantes.

Exportações

Em comparação com 2022, as exportações do setor petrolífero registaram uma redução de valor de USD 1 728,6 milhões para USD 417,8 milhões em 2023. Isto representa uma redução significativa de USD 1 310,8 milhões (-75,8%), principalmente devido à redução das exportações de gás. Esta contração das exportações de petróleo contribuiu para a desaceleração geral do crescimento económico e refletiu alterações na procura externa. Em contrapartida, o setor não petrolífero demonstrou resiliência, com as exportações a aumentarem 5,9%, passando de USD 55,8 milhões em 2022 para USD 59 milhões em 2023. Este crescimento foi largamente impulsionado por um aumento de 63,9% nas exportações de serviços, particularmente no setor das viagens, o que ajudou a compensar parcialmente a queda das exportações de petróleo e sustentou o contributo positivo da procura externa líquida para o crescimento observado em 2023.

Tabela 3.5: Exportações da Indústria Extrativa de TL

EXPORTAÇÃO	2023	2022	Var	Var (%)	
Setor petrolífero	417,8	1 728,6	-	1 310,8	-75,8%
Bens	417,8	1 728,6	-	1 310,8	-75,8%
Serviços	-	-	-	-	0,0%
Setor não petrolífero	59	55,8	3,3	5,9%	

⁹ Fonte: [The Observatory of Economic Complexity \(OEC\) – Timor-Leste](#)

¹⁰ Fonte: [TIMOR-LESTE NATIONAL ACCOUNTS 2004-2023 - INETL, I.P](#)

EXPORTAÇÃO	2023	2022	Var	Var (%)
Bens	17,1	30,2	-13,1	-43,4%
Serviços	41,9	25,6	16,4	63,9%
Total Exportações B&S	476,8	1 784,4	- 1 307,5	-73,3%

Importações

Em 2023, a dinâmica das importações de Timor-Leste revelou um contraste significativo entre os setores petrolífero e não petrolífero. O setor petrolífero registou uma redução das importações, com uma diminuição de 9,3%, passando de USD 205,2 milhões em 2022 para USD 186,0 milhões em 2023. Esta redução refletiu-se sobretudo nas importações de bens, que diminuíram 29,5%, enquanto os serviços aumentaram 4,8% no setor. As importações relacionadas com manutenção e outros custos associados a Bayu-Undan continuarão até que o campo seja totalmente desmantelado.

Em contrapartida, as importações não petrolíferas aumentaram 4,5%, subindo de USD 1 142,7 milhões para USD 1 194,5 milhões. As importações de bens cresceram 2,2%, um aumento significativamente mais moderado face ao crescimento de 41,9% registado no ano anterior. As importações de serviços expandiram-se 9,1%, impulsionadas sobretudo pelo aumento das despesas nos setores dos transportes, viagens e serviços financeiros.

Tabela 3.6: Importações da indústria extrativa de TL

IMPORTAÇÕES	2023	2022	Var	Var (%)
Setor petrolífero	186,0	205,2	- 19,2	-9,3%
Bens	59,5	84,4	- 24,9	-29,5%
Serviços	126,5	120,8	5,7	4,8%
Setor não petrolífero	1 194,5	1 142,7	51,8	4,5%
Bens	781,3	764,2	17,2	2,2%
Serviços	413,2	378,6	34,6	9,1%
Total Exportações B&S	1 380,5	1 347,9	32,6	-4,8%

3.4 Dados da Produção

Campos

Em 2023, o campo de Bayu-Undan permaneceu como o principal campo em produção. As receitas do Governo são recebidas em numerário e não em espécie, com uma participação de 100% atribuída a Timor-Leste desde a entrada em vigor do Tratado de Fronteiras Marítimas, em 29 de agosto de 2019.

Em 2023, existiam quinze (15) Contratos de Partilha de Produção (PSC), dos quais quatro (4) localizados na área onshore, nove (9) na área offshore do território de Timor-Leste e dois (2) PSC (03-19 e 03-20) na Área do Regime Especial de Greater Sunrise, em conformidade com o Tratado de Fronteiras Marítimas. A Tabela 3.7 apresenta, de forma sucinta, o estado de cada um dos 14 PSC em 2023. No Anexo E é possível encontrar informação mais detalhada relativa aos PSC.

Tabela 3.7: Lista dos contratos de partilha de produção petrolífera atualmente em vigor, tanto no território de Timor-Leste como no regime especial, com base no Relatório Anual da ANP de 2023

N	Operador do Contrato	Número da licença (clique no nome para consultar o contrato)	Localização	Estado
1	Santos NA (19-12) Pty Ltd	TL-SO-T 19-12	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Produção
2	Santos NA (19-12) Pty Ltd	TL-SO-T 19-13	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Produção
3	Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	TL-SO-T 19-10 (Kitan Field)	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Desmantelamento
4	Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd & Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	Greater Sunrise PSC: 03-19 03-20	Área de Regime Especial de Greater Sunrise	Fase de Exploração – Estudos do Conceito de Desenvolvimento
5	Eni JPDA 11-106 Pty Ltd	TL-SO-T 19-11	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Exploração
6	Eni Timor Leste SPA	S-06-04 (PSC TLOA S06-04 Block E)	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Renúncia ¹¹
7	TIMOR GAP Offshore Unip.Ltd	TL-S0-15-01	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Exploração
8	Carnarvon Petroleum LTD	TL-SO-T 19-14	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Renúncia ¹²
9	Timor Resources Pty Ltd	TL-OT-17-08	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Exploração
10		TL-OT-17-09	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Exploração
11	Sunda Gas Banda	TL-SO-T 19-16	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Exploração
12	TIMOR GAP Pualaca Block	TL-OT-21-17	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Exploração
13	TIMOR GAP Rarahana Unip. Ltd	TL-OT-22-18	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Exploração
14	Eni Timor 22-23 B.V	TL-SO-22-23	Território Offshore de Timor-Leste	Fase de Exploração

Introdução às atualizações dos PSC após 2023

Embora o âmbito deste relatório esteja limitado ao exercício fiscal de 2023, importa salientar diversos desenvolvimentos relevantes relacionados com os Contratos de Partilha de Produção (PSC) que ocorreram após o período de referência. Estas atualizações não estão incluídas na análise detalhada nem

¹¹ O aviso público da cessação do PSC do Bloco E da ENI encontra-se disponível em: [The Public Announcement for the Termination of Authorization of PSC S-06-04 – AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO, I.P.](#)

¹² O aviso público da cessação do PSC da Carnarvon encontra-se disponível em: [TERMINATION OF AUTHORIZATION OF PSC TL-SO-T 19-14 – AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO, I.P.](#)

nos anexos do presente relatório; contudo, são pertinentes por refletirem mudanças contínuas no setor petrolífero de Timor-Leste.

A presente secção descreve os principais desenvolvimentos relativos aos PSC após 2023, incluindo a assinatura de novos contratos, a rescisão de acordos existentes e as alterações introduzidas em PSC em vigor.

Assinatura de novo Contrato de Partilha de Produção (PSC) TL-OT-22-22

Em março de 2024, a ANP assinou o PSC TL-OT-22-22 com a HTS Exploration Ltd (HTS) para a realização de atividades de exploração na área contratual do Bloco F. A HTS é uma empresa de exploração e produção de petróleo e gás sediada no Cazaquistão.

O PSC prevê a participação de Timor-Leste nas operações petrolíferas através da empresa petrolífera nacional, TIMOR GAP E.P., quer na fase de exploração, quer na fase de desenvolvimento.

Este PSC não está incluído no Anexo E por não se encontrar dentro do âmbito temporal do Relatório ITIE de 2023. Não obstante, considera-se pertinente mencionar os PSC recentemente assinados, uma vez que refletem a atividade operacional atual no país.

Cessação do Contrato de Partilha de Produção PSC TL-SO-T 19-14

O PSC TL-SO-T 19-14 foi cessado com efeitos a 16 de dezembro de 2024, devido aos resultados insatisfatórios da perfuração de exploração e à inviabilidade comercial do desenvolvimento do campo.

Assinatura da Escritura de Alteração ao PSC TL-SO-T 19-11

Em agosto de 2024, a ANP aprovou a alteração de controlo, a alteração do operador e a transferência de participações, na qual a FINDER adquiriu os interesses da INPEX e da ENI, passando a ser a Operadora do PSC TL-SO-T 19-11.

Esta alteração inclui condições essenciais, nomeadamente uma extensão de três anos do prazo do PSC, que engloba os Compromissos Mínimos de Trabalho de Exploração a serem executados pela FINDER TIMOR-LESTE B.V., FINDER PSC 19-11 Pty Ltd e TIMOR GAP PSC 11-106 Unipessoal, Lda.

Assinatura da Alteração ao Acordo de Operação Conjunta (JOA) do PSC TL-SO-T 19-16

A assinatura da alteração ao Acordo de Operação Conjunta (Joint Operating Agreement) entre a SundaGas Banda e a TIMOR GAP teve por objetivo ajustar as participações, aumentando a quota da TIMOR GAP de 25% para 40% e reduzindo a participação da SundaGas Banda de 75% para 60%.

Assinatura do Acordo para a Cedência e Aceitação da Participação do Estado nas Operações Petrolíferas ao abrigo do PSC TL-SO-22-23

Com a assinatura deste Acordo, Timor-Leste, através da sua empresa petrolífera nacional TIMOR GAP, adquiriu uma participação de 12,5%, correspondente à participação do Estado no PSC TL-SO-22-23.

Retirada da Santos NA Timor-Leste Pty Ltd da Área Offshore (Bloco R)

A ANP aprovou a retirada da Santos NA Timor-Leste Pty Ltd da área offshore (Bloco R) devido a alterações circunstanciais e a uma redefinição das orientações estratégicas da empresa. A Santos NA Timor-Leste tinha sido adjudicatária do Bloco R na segunda ronda de licenciamento, em 22 de abril de 2022.

Bayu Undan

O campo de gás Bayu-Undan está localizado no Mar de Timor, a cerca de 250 km a sul de Timor-Leste e a cerca de 500 km da costa de Darwin, Austrália. O campo está dentro das áreas de contrato PSC TL-SO-T 19-12 e PSC TL-SO-T 19-13. Santos tornou-se o Operador do campo através da aquisição dos ativos da ConocoPhillips em maio de 2020.

Bayu-Undan gerou a maior receita de qualquer campo de Timor-Leste e tem sido o único campo em produção desde 2015¹³.

A descoberta inicial foi no início de 1995, quando o poço Bayu-1 intersectou uma coluna de condensado de gás de 177m, a uma profundidade de reservatório de 3.923m. Em julho de 1995, Undan foi descoberto a 10 km a noroeste de Bayu, onde se encontrou uma coluna de hidrocarbonetos bruta de 141m. O campo Bayu-Undan ao nível do reservatório tem uma área de cerca de 160Km², com uma profundidade de água de cerca de 80m. O total de reservas varia entre 350 e 400 milhões de barris de hidrocarbonetos líquidos e 3,4tcf de gás.

Em 2015, a perfuração da terceira fase de desenvolvimento acrescentou um poço de produção submarina para manter a produção de líquidos e gás.

O projeto Bayu-Undan inclui duas instalações operacionais. As instalações incluem um Complexo Central de Produção e Processamento (DPP e CUQ), FSO, WP1, gasodutos submarinos no campo e gasoduto de exportação para Darwin. O campo de Bayu-Undan está a atingir a sua maturidade e a produtividade dos poços existentes têm vindo a diminuir com o aumento da produção de água resultante da sua afluência. Todos os poços injetores foram convertidos em produção desde 2021, tendo sido o D15 o último poço injetor a ser convertido. À medida que a cessação da produção se aproximava, não havia intenção de reinjetar o gás magro produzido, exceto os requisitos técnicos, ou seja, paragem DLNG ou manutenção da instalação DLNG.

Para o período de referência de 2023¹⁴:

- O total da produção de gás húmido foi de 42,28 Bcf (102,84 Bcf em 2022 com uma taxa de produção média de 3,52 MMscf por mês, o que é menor do que os anos anteriores devido ao esgotamento do campo;
- A exportação acumulada de gás para a DLNG foi de 2,00 Bcf com uma taxa de exportação mensal de 0,16 MMscfd;
- A injeção de gás pobre ao longo do ano totalizou 1,61 bscf, com uma taxa média mensal de injeção de 0,13 bscf, devido a vários eventos planeados e não planeados que afetaram as operações do DNLG e de Bayu-Undan (BU).

Em 2023, a produção do campo de Bayu-Undan continuou a diminuir, à medida que o campo atingia a sua maturidade e se aproxima do fim da sua vida produtiva. Para otimizar a produção no último trimestre de 2023, a ANP aprovou o acordo de venda de gás destinado ao fornecimento do gás produzido e preservado no campo de Bayu-Undan à Power and Water Corporation, para responder à procura energética do Território do Norte da Austrália.

Kitan

O campo de Kitan está localizado na área offshore de Timor-Leste, aproximadamente 170 km a sul da costa timorense. Atualmente, não existe produção no campo de Kitan, uma vez que a produção foi cessada em 16 de dezembro de 2015 devido à queda do preço do petróleo na altura, associada a custos operacionais elevados do FPSO (Floating Production Storage and Offloading).

¹³ Em 4 de junho de 2025, a Autoridade Nacional do Petróleo, I.P. (ANP) recebeu uma notificação formal da Bayu-Undan Joint Venture (BUJV) relativa à cessação da produção no campo, motivada pela limitação do mercado de gás e pelos elevados custos operacionais. A produção foi oficialmente cessada às 10h52, hora de Díli, e os contratos de partilha de produção foram terminados, resultando na ativação do Acordo de Descomissionamento. Fonte: [BAYU-UNDAN CESSATION OF PRODUÇÃO – AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO, I.P.](#)

¹⁴ Fonte: [ANP Annual Report 2023](#)

As linhas de fluxo (flowlines) e os risers associados à produção foram desativados e deixados in situ após a desconexão do FPSO. As atividades de limpeza do FPSO e das instalações de processamento — incluindo operações de flushing e purging da planta de produção — foram concluídas. O FPSO deixou o campo de Kitan em 27 de fevereiro de 2016.

A ANP esteve em discussão contínua com a Eni JPDA 06-105 Pty Ltd (Operador Contratual) sobre o método de P&A dos poços Kitan e o tempo para o abandono final do sistema submarino do campo, enquanto avaliava as opções de redesevolvimento do campo com o objetivo de maximizar a recuperação do campo.¹⁵

Chuditch

O campo de Chuditch está localizado aproximadamente 185 quilómetros a sul de Timor-Leste, 100 quilómetros a leste do campo em produção de Bayu-Undan e 50 quilómetros a sul do potencial desenvolvimento de Greater Sunrise, cobrindo uma área de cerca de 3 571 km², em profundidades de água entre 40 e 120 metros.

O poço de descoberta Chuditch-1, perfurado pela Shell em 1998, em 64 metros de profundidade de água, identificou uma coluna líquida de gás de 25 metros nos reservatórios de arenito da Formação Plover (Jurássico), a cerca de 2 900 metros de profundidade, na zona de flanco de uma grande estrutura falhada. A descoberta e os prospectos adjacentes encontram-se maioritariamente cobertos por um levantamento sísmico 3D adquirido em 2012 e subsequentemente reprocessado pela Baron.

Os dados sísmicos 3D reprocessados foram entregues em 2022 e a sua avaliação, juntamente com um conjunto de estudos geológicos e de engenharia, foi concluída em 2023.

A SundaGas contratou a consultora ERC Equipoise Ltd (“ERCE”) para preparar um Relatório de Pessoa Competente (“CPR”), fornecendo uma avaliação independente dos recursos de Chuditch, em conformidade com as normas SPE PRMS. O CPR foi publicado em 28 de fevereiro de 2023. Para a descoberta Chuditch-1, a ERCE avaliou Recursos Contingentes brutos de 1,16 Tcf de gás. A classificação dos recursos como Contingentes, e não prospectivos, representou um marco significativo, refletindo a melhoria do conhecimento sobre a descoberta decorrente do reprocessamento sísmico e dos estudos de apoio.

Adicionalmente, o CPR identificou Recursos Prospectivos brutos agregados de 1 562 Bcf de gás em três prospectos: Chuditch SW, Chuditch NE e Quokka. As Probabilidades Geológicas de Sucesso (GCOS) para estes prospectos variam entre 52% e 26%, oferecendo um potencial significativo de exploração adicional, de baixo risco, que poderá complementar qualquer desenvolvimento futuro de Chuditch-1. Tabelas detalhadas de recursos e análises adicionais encontram-se disponíveis no anúncio RNS da empresa, datado de 28 de fevereiro de 2023, bem como no CPR completo publicado no website da SundaGas.

Em 7 de fevereiro de 2024, a SundaGas celebrou um Acordo de Farm-Up com a TIMOR GAP, ao abrigo do qual a TIMOR GAP aumentou a sua participação no PSC de Chuditch de 25% para 40%. A participação incremental de 15% atribuída incluiu uma partilha proporcional da obrigação de encargos associada à participação inicial de 25% da TIMOR GAP. Assim, a participação de 60% do Grupo passa a ser responsável por 80% dos custos do projeto Chuditch, enquanto a TIMOR GAP assume 20% dos custos.

Uma atualização operacional foi disponibilizada a 28 de maio de 2024, contendo uma descrição detalhada do estado do planeamento operacional. Está previsto que o poço Chuditch-2 seja iniciado no primeiro semestre de 2026 (H1 2026), tendo como objetivos validar os recursos avaliados pelo trabalho da SundaGas e pelo CPR, bem como realizar um teste de fluxo de produção (TFP) para determinar os potenciais caudais que poderão ser alcançados num eventual desenvolvimento futuro.

¹⁵ Fonte: [ANP Annual Report 2023](#)

Greater Sunrise

Os campos de Greater Sunrise estão localizados aproximadamente 450 quilómetros a noroeste de Darwin, na Austrália, e 150 quilómetros a sul de Timor-Leste. O desenvolvimento engloba os campos de gás e condensado Sunrise e Troubadour, originalmente descobertos em 1974 durante atividades de exploração offshore no Território do Norte da Austrália.

Embora os campos tenham passado por várias fases de avaliação, o desenvolvimento permaneceu suspenso devido a uma combinação de desafios geopolíticos e tecnológicos. Estes incluem longas negociações sobre fronteiras marítimas, jurisdições regulamentares e fiscais, bem como a definição estratégica da localização das instalações de processamento de GNL e de exportação.

Após a ratificação do novo tratado de fronteiras marítimas entre a Austrália e Timor-Leste, em 2019, prosseguiram as negociações entre ambos os governos e os participantes da Sunrise Joint Venture (SJV) relativamente a um contrato de partilha de produção para Greater Sunrise. O desenvolvimento proposto, incluindo a construção de um gasoduto para a costa sul de Timor-Leste, é considerado essencial para o crescimento económico e o desenvolvimento a longo prazo do país.

Em 2023, os participantes da SJV — TIMOR GAP (56,56%), Operadora Woodside Energy (33,44%) e Osaka Gas Australia (10%) — adjudicaram o contrato do Greater Sunrise Concept Study à Wood Australia Pty Ltd (Wood PLC)¹⁶. O estudo visa avaliar aspetos essenciais relacionados com o desenvolvimento, processamento e comercialização do gás, com forte ênfase na opção de entrega do gás a Timor-Leste para processamento e exportação sob a forma de GNL. Uma alternativa que prevê a entrega para a Austrália também permanece em análise.

Em dezembro de 2024, o Governo de Timor-Leste anunciou no seu site oficial que o estudo conceptual confirmou a viabilidade do desenvolvimento de Greater Sunrise em Timor-Leste. Realizado de forma independente pela britânica Wood entre abril e novembro de 2024, o estudo concluiu que a opção baseada em Timor-Leste é tecnicamente viável e economicamente vantajosa, oferecendo benefícios económicos e sociais substanciais para o país.

O estudo analisou quatro cenários principais de desenvolvimento: Timor-Leste Liquefied Natural Gas (TLNG), Darwin LNG (DLNG), LNG e uma nova instalação de GNL na Austrália. Todas as opções foram consideradas tecnicamente viáveis, cada uma com o seu conjunto de riscos, mas todas reputadas como exequíveis¹⁷.

De acordo com o sítio oficial da TIMOR GAP, prevê-se que a produção de gás natural do projeto Greater Sunrise tenha início entre 2028 e 2030¹⁸.

Figura 3.6: Mapa dos campos do Greater Sunrise

¹⁶ Fonte: Comunicado de Imprensa – Woodside: [Progress continues on Greater Sunrise development](#)

¹⁷ Fonte: Site oficial do Governo de Timor-Leste. Notícias: Estudo confirma a viabilidade do desenvolvimento de Greater Sunrise em Timor-Leste - <https://timor-leste.gov.tl/?p=41344&lang=en&n=1>

¹⁸ Fonte: [Greater Sunrise - TIMOR GAP E.P.](#)



Campos petrolíferos descobertos em Timor-Leste após 2023

Em agosto de 2024, a Finder Energy Holdings Limited (Finder) anunciou a aquisição de uma participação operacional de 76% no PSC TL-SO-T 19-11, localizado na área offshore de Timor-Leste, passando a assumir a função de operadora. Os restantes 24% de participação pertencem à TIMOR GAP¹⁹, a empresa petrolífera nacional de Timor-Leste. Os termos da aquisição incluem um pagamento inicial de USD 2 milhões, bem como pagamentos adicionais até USD 6,5 milhões, dependentes da Decisão Final de Investimento (FID). Adicionalmente, está previsto o pagamento de uma royalty de 5% sobre a futura produção. Esta aquisição coloca a Finder como operadora de quatro campos descobertos e não desenvolvidos: Kuda Tasi, Jahal, Krill e Squilla, que em conjunto possuem 45 milhões de barris de recursos contingentes.

O PSC 19-11 abrange blocos com elevado potencial petrolífero, situados aproximadamente 160 quilómetros a sudeste de Suai, em Timor-Leste. Inicialmente assinado a 28 de agosto de 2019, o contrato tinha data de expiração prevista para agosto de 2024. A Finder negociou com sucesso uma extensão de três anos, ficando agora previsto expirar em 2027, para permitir a realização de atividades de exploração, avaliação e produção. O objetivo estratégico incide no desenvolvimento acelerado dos campos totalmente avaliados de Kuda Tasi e Jahal, com planos de desenvolvimento centrados num sistema de ligação submarina a uma unidade flutuante FPSO.

O cronograma da Finder prevê alcançar a FID até 2025 e iniciar a primeira produção de petróleo em 2027. A empresa planeia investir no reprocessamento dos dados sísmicos Ikan 3D e em trabalhos de exploração adicionais destinados a reduzir o risco associado aos prospectos Krill e Squilla.

¹⁹ Fonte: [JOINT PRESS RELEASE PSC 19-11 \(ANP, Finder Energy, TIMOR GAP\) - TIMOR GAP E.P.](#)

Fonte: [Finder Energy makes big splash with 34 milhões barrels of net discovered oil in Timor-Leste | The Australian](#)

Os campos de Kuda Tasi e Jahal possuem, em conjunto, 22 milhões de barris de recursos contingentes 2C, enquanto os campos Krill e Squilla contêm mais 23 milhões de barris. Existe ainda um potencial significativo de exploração próximo, com cerca de 116 milhões de barris de recursos prospectivos identificados na área. Timor-Leste é reconhecido como uma província petrolífera comprovada, caracterizada por uma elevada taxa de sucesso exploratório de 71% e excelentes condições de reservatório, incluindo petróleo de elevada gravidade API.

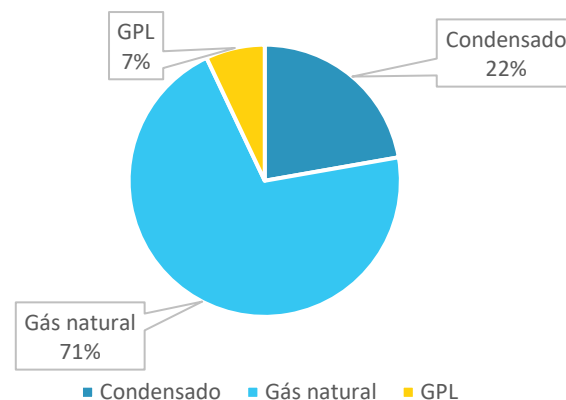
O desenvolvimento do PSC 19-11 deverá trazer benefícios significativos para a economia de Timor-Leste. As perspetivas económicas do país estão estreitamente ligadas à exploração dos seus recursos de petróleo e gás. O desenvolvimento bem-sucedido destes campos deverá gerar receitas substanciais através de impostos, royalties e oportunidades de emprego local. O Governo de Timor-Leste manifestou forte apoio à estratégia de desenvolvimento delineada pela Finder.

3.4.1 Produção em BOE

O campo de Bayu-Undan produz três produtos petrolíferos, condensado, gás de petróleo liquefeito (GPL) e gás natural registando uma diminuição contínua da produção de líquidos desde o seu pico em 2012. A redução global da produção petrolífera em Timor-Leste deve-se principalmente ao esgotamento natural do campo de Bayu-Undan, agravado pela interrupção da produção no campo de Kitan em 2015.

A produção de produtos petrolíferos diminuiu significativamente, passando de 16,8 milhões de barris de petróleo equivalente em 2022 para 6,8 milhões em 2023 (ver Figura 3.7 — Dados de Produção).

Figura 3.7: Dados de produção



De acordo com o Requisito 3.2(a), os dados de produção devem ser desagregados por projeto. Para o ano de 2023, apenas os PSC de Bayu-Undan se encontravam em fase de produção. Embora os dois Contratos de Partilha de Produção, PSC-TL-SO-T 19-12 e PSC-TL-SO-T 19-13, tenham sido objeto de unitização ao abrigo de um Acordo de Unitização, de modo a permitir a realização das atividades petrolíferas na área contratual de Bayu-Undan e a facilitar a partilha dos direitos de petróleo, foi possível divulgar os dados de produção por PSC, conforme apresentado na Tabela 3.8.

Importa salientar que, à medida que o campo Bayu-Undan se aproximava do fim da sua vida útil, as taxas de produção diminuíram. Consequentemente, determinados volumes de produção — em particular de condensado e GPL — foram armazenados em inventário até que fossem acumuladas quantidades suficientes para cumprir os requisitos mínimos de volume de carga para venda.

Tabela 3.8: Produção e Exportação em 2023

PSC	Total de Produtos		Condensado		Gás natural		GPL	
	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação
TL-SO-T 19-12	4 050	3 816	901	881	2 864	2 864	285	71
TL-SO-T 19-13	2 789	2 630	620	607	1 973	1 973	196	50
Total	6 839	6 446	1 521	1 488	4 837	4 837	481	121

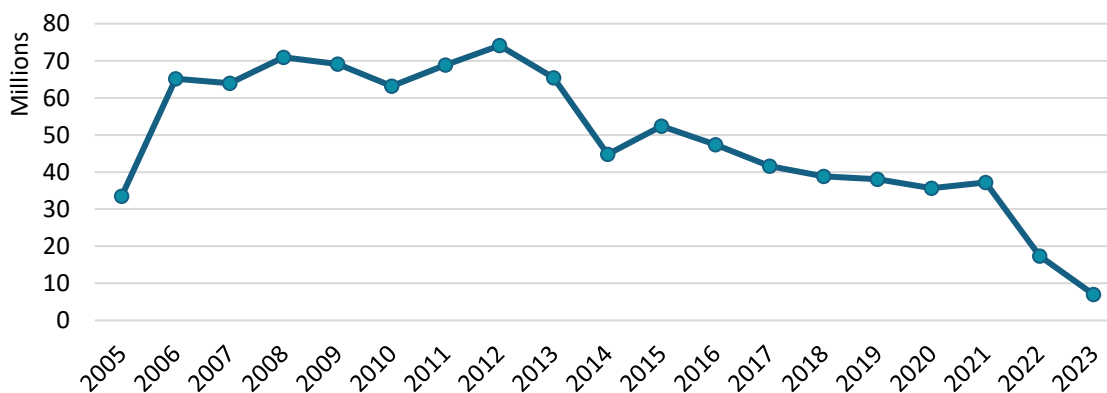
***Nota:** A discrepância no volume de GNL entre o Relatório Anual da ANP e os dados do website resulta da utilização de diferentes fatores de conversão.

Os volumes e valores de produção são obtidos principalmente a partir dos relatórios mensais de produção submetidos pelo Contratante. Nestes relatórios, tanto o condensado de gás como o GPL são reportados em barris (bbl). Já os volumes de exportação são apresentados, de forma consistente, em mil metros cúbicos padrão (kSm³) ou milhões de pés cúbicos padrão (MMscf)

Para converter os volumes de gás destinados à exportação em barris de petróleo equivalente (BOE), aplica-se o fator de conversão padrão de 6 000. Adicionalmente, os contratos de venda especificam os volumes de condensado de gás em barris, os volumes de GPL em toneladas métricas (MT) e os volumes de gás de exportação em milhões de British Thermal Units (MMBtu).

As informações relativas à produção total estão disponíveis no site da ANPM (base de dados Lafaek), que contém informações sobre a produção dos campos de Bayu-Undan e Kitan, contratos, entre outras. Estas informações encontram-se geralmente acessíveis ao público²⁰. A Figura 3.8 infra ilustra a evolução histórica da produção total em BOE desde 2005, com base em fontes publicamente disponíveis.

Figura 3.8: Produção total BOE



Dando seguimento à Figura, a Tabela 3.9 apresenta uma comparação detalhada dos volumes de produção entre 2022 e 2023, expressos em BOE, destacando a variação por produto e a correspondente variação percentual.

Tabela 3.9: Variação da Produção entre 2022 e 2023 em BOE ('000)

Produto (Milhares BOE)	2023	2022	Variação	Variação (%)
Petróleo Bruto	-	-	-	-

²⁰ Fontes: [ANPM website - JPDA Produção, Barrels of Oil Equivalent \(BOE\)](#) e Template fornecido pela ANP com os dados de 2023

Produto (Milhares BOE)	2023	2022	Varição	Varição (%)
Condensado	1 521	2 892	-1 371	-47,41%
Gás Natural	4 837	12 818	-7 981	-62,27%
GPL	481	1 184	-703	-59,35%
Total	6 839	16 893	-10 054	-59,52%

Mecanismos existentes para monitorizar e verificar a exatidão dos dados de produção

A ANP estabeleceu mecanismos para monitorizar e verificar a exatidão dos dados de produção, incluindo a autoridade para realizar auditorias de medição nos pontos de medição fiscal acordados. No campo de Bayu-Undan, o gás é medido na instalação de Darwin LNG, enquanto as medições fiscais de GNL ocorrem nos navios de GNL. No caso dos líquidos, como o condensado e o GPL, as medições fiscais são efetuadas no terminal de carregamento (offtake terminal).

Para reforçar a precisão, são contratadas entidades independentes para verificar tanto a quantidade como a qualidade dos produtos petrolíferos vendidos. Além disso, a ANP mantém o direito de realizar inspeções e auditorias às quantidades de produção e de venda.

Reservas económicas comprovadas de petróleo e gás

Com base na resposta da ANP, não existem reservas económicas comprovadas provenientes dos PSC de exploração em vigor até 2023.

3.4.2 Produção em USD

A informação que se segue apresenta a produção desagregada por produto.

A produção e exportação em milhares de USD ('000) em 2023 foram as seguintes:

Tabela 3.10: Produção e exportações em USD ('000) em 2023

PSC	Total de Produtos		Condensado		Gás natural		GPL	
	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação
TL-SO-T 19-12	253 371	245 557	62 293	60 925	182 478	182 478	8 601	2 154
TL-SO-T 19-13	174 573	169 190	42 920	41 978	125 727	125 727	5 926	1 485
Total	427 944	414 747	105 213	102 903	308 205	308 205	14 527	3 639

A variação dos valores de produção foi a seguinte²¹:

Tabela 3.11: Variação dos Valores de Produção entre 2022 e 2023 em USD ('000)

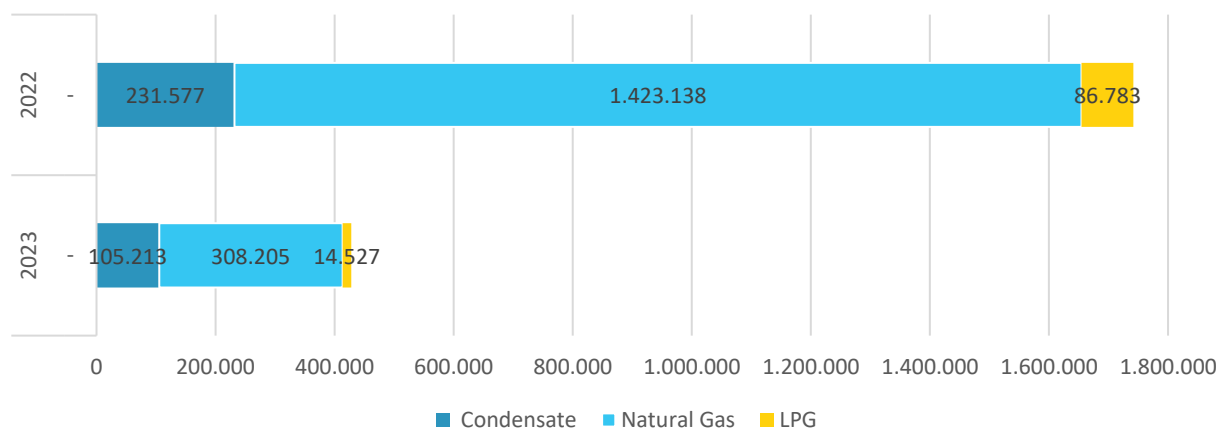
Produto	2023	2022	Varição	Varição (%)	2023; %	2022; %
Petróleo Bruto	-	-	-	-	-	-
Condensado	105 213	231 577	-126 364	-55%	24,59%	13,30%

²¹ Fonte: Modelo fornecido pela ANP com dados de 2023

Produto	2023	2022	Variação	Variação (%)	2023; %	2022; %
Gás Natural	308 205	1 423 138	-1 114 933	-78%	72,02%	81,72%
GPL	14 527	86 783	-72 256	-83%	3,39%	4,98%
Total	427 944	1 741 498	-1 313 554	-75,43%	100%	100%

A figura 3.9 ilustra a repartição da produção em termos de USD. Em 2023, a proporção dos produtos produzidos manteve-se constante, sendo o gás natural (GNL) o produto com maior representatividade.

Figura 3.9: Produção por produto em USD, milhões



3.5 Receitas geradas pelo setor extrativo

Em 2023, a receita do Governo diminuiu significativamente em comparação com 2022. As receitas geradas pelo setor do petróleo e do gás, incluindo os valores recebidos de Subcontratados, totalizaram USD 426,7 milhões, representando uma redução de USD 679,7 milhões (61%) face ao ano anterior. Importa salientar que estes valores refletem o montante das receitas reportadas pelo Fundo Petrolífero (FP) segundo o regime de caixa, e não as receitas efetivamente apuradas durante o ano. O método de reconciliação aplicado neste relatório é explicado mais adiante.

Adicionalmente, a receita fiscal diminuiu 89% (USD 437,2 milhões), devido a uma queda substancial nas receitas do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (Corporate Income Tax) e do APT anual.

Tabela 3.12: Receitas do setor extrativo (em milhões de USD)

Receitas	2023	%	2022	%	Varição	%
Receita Fiscal	54,6	13%	491,8	35%	-437,2	-89%
Royalties petrolífero e Lucro	366,8	86%	611,7	65%	-244,9	-40%
Outras taxas	5,3	1%	2,9	0%	2,4	84%
Total	426,7	100%	1 106,4	100%	-679,7	-61%

O relatório anual da ANP inclui as receitas provenientes do Lucro Petrolífero e da Primeira Tranche Petrolífera (FTP) recebidas do Operador. No entanto, com base no esclarecimento prestado pela ANP, parte destes montantes corresponde a vendas de derivados de petróleo realizadas em 2022, que foram transferidas para o Fundo Petrolífero apenas no início de 2023. Por exemplo, o montante de cutoff de USD 308,42 milhões, reportado como receita de royalties petrolíferos e de Lucro Petrolífero em 2023, diz respeito à produção do 4.º trimestre de 2022. Adicionalmente, USD 31,26 milhões apurados em 2023 só foram transferidos para o Fundo Petrolífero em julho de 2024.

Assim, o verdadeiro valor das receitas de royalties petrolíferos e de Lucro Petrolífero em Timor-Leste, quando considerado o cutoff no período em que a receita foi efetivamente gerada, é de USD 89,63 milhões, calculado da seguinte forma: USD 366,79 milhões (receita de 2023) menos USD 308,42 milhões (cutoff de 2022), acrescido de USD 31,26 milhões (cutoff de 2023).

Para comparação, em 2022 a receita totalizou USD 534,4 milhões (ou seja, USD 906 milhões – USD 371,6 milhões referentes ao cutoff de 2021). Isto representa uma diminuição de 83% entre 2022 e 2023. Esta redução é consistente com a queda da produção de petróleo e gás, que passou de 16,8 milhões de BOE em 2022 para 6,8 milhões de BOE em 2023.

As royalties e as participações nos lucros do Operador são cobradas pela ANP, enquanto autoridade reguladora das atividades petrolíferas em Timor-Leste. Os impostos relacionados com o petróleo são pagos diretamente pelo Contratante para o Fundo Petrolífero. Estes impostos são administrados pela Direção Nacional de Receitas Petrolíferas (DNRP) da Autoridade Tributária, sob tutela do Ministério das Finanças, enquanto o Banco Central de Timor-Leste (BCTL) é responsável pela escrituração contábilística do Fundo Petrolífero em nome do Ministério das Finanças.

A tabela 3.13 apresenta as receitas relacionadas com o petróleo reportadas pelas autoridades designadas pelo governo nos templates da ITIE durante o ano de 2023. Uma reconciliação entre os dados do Relatório Anual do Fundo Petrolífero e os templates do governo é fornecida mais adiante no relatório.

Tabela 3.13: Receitas geradas pelas Autoridades Governamentais em 2023, (milhões de USD)

	2023	2022	Varição	Varição (%)
Receitas geradas pelas atividades de extração de petróleo e gás (Operadores):	141.8	1 390.5	-1 248.7	-90%
Direção Nacional de Receitas Petrolíferas (DNRP)	41.82	479.7	-437.9	-91%
Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM)	89.63	906.0	-816.4	-90%

	2023	2022	Varição	Varição (%)
Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM) – Taxas	4.99	4.8	0.2	4%
Receitas geradas por atividades relacionadas com o petróleo e o gás (Subcontratados):	5.3	0.0	5.3	100%
Direção Nacional de Receitas Petrolíferas (DNRP)	8.30	10.5	-2.2	-21%
Receitas totais geradas pelo setor de petróleo e gás	8.30	10.5	-2.2	-21%
Receitas totais geradas pelo setor mineiro	150.07	1 401.0	-1 250.9	-89%

Reconciliação entre o Relatório Anual do Fundo Petrolífero de 2023 e os dados submetidos pelo Governo

O objetivo desta secção do relatório é assegurar plena transparência na divulgação dos pagamentos efetuados pelas empresas e das receitas recebidas pelo Governo provenientes do setor do petróleo e do gás. O objetivo inicial consistiu em determinar o montante total de receita atribuída ao exercício fiscal de 2023. Para apoiar esta análise, a Tabela 3.14 apresenta um resumo das receitas cobradas pelas instituições governamentais durante 2023.

Importa salientar que, para efeitos de consistência no processo de reconciliação, todos os montantes apresentados nas Tabelas foram arredondados ao milhão mais próximo.

Tabela 3.14: Receitas cobradas pelas Entidades Públicas em 2023 (em milhões de USD)

Receitas geradas em 2023	Total de Receitas
Receita fiscal total reportada pelo MoF	50.12*
Receita não fiscal total reportada pela ANPM	89.63*
Receita não fiscal total reportada pela ANPM - Taxas	4.99*
Total de outras taxas (gasoduto) reportadas pelo BCTL – Taxas de gasoduto	5.33
Receitas totais reportadas por entidades do GoV	150.07
Ajustes para fins de reconciliação com relatório do FP relacionados aos honorários e juros da ANPM	-0.53**
Receitas totais reportadas por entidades do Gov	149.54

Notas: * No template ITIE apresentado pela ANP, foram reportadas taxas no montante total de USD 4,99 milhões, correspondentes às taxas anuais pagas pelo Contratante. No que respeita ao pagamento destas taxas, o Operador transfere os montantes diretamente para o Fundo Petrolífero, exceto no caso das taxas relativas ao PSC Sunrise (USD 320 000), que são reconhecidas como receita da Autoridade Designada, conforme previsto no Anexo B do Tratado de Fronteiras Marítimas. No entanto, no Relatório Anual do Fundo Petrolífero de 2023, estas taxas foram registadas como receita fiscal ao abrigo do Artigo 6.1(a).

**** Adicionalmente, para efeitos de reconciliação com o Fundo Petrolífero, incluímos um ajustamento relativo a outros pagamentos da ANP. Este ajustamento corresponde a um acréscimo de USD 0,53 milhões nas contas do Fundo Petrolífero, composto por:**

- **Remoção de taxas duplicadas:** USD 40 292,83 (ENI JPDA 11-106 BV Branch), USD 75 523,29 (ENI Timor-Leste S.P.A) e USD 94 527,96 (Timor GAP Pualaca Block Unipessoal, Lda.). Estes montantes tinham sido inicialmente reportados pela Autoridade Tributária sob a categoria de impostos; contudo, com base na clarificação fornecida pela ANP, a Autoridade Tributária confirmou que estes valores correspondem a pagamentos de taxas e não a impostos. Os montantes foram, assim, ajustados durante o processo de reconciliação (ver secção 10.2.2).
- **Exclusão de USD 320 000 da categoria “Outras taxas”,** montante que não se encontrava registado nas contas do Fundo Petrolífero (ver explicação acima*).

Com base nos dados submetidos pelo Governo, o total das receitas provenientes das operações petrolíferas em 2023 ascendia a USD 149,54 milhões. Para garantir rigor e fiabilidade, este valor foi reconciliado com o Relatório Anual do Fundo Petrolífero.

O Relatório Anual do Fundo Petrolífero indicou que o total das receitas cobradas provenientes do setor petrolífero em 2023 foi de USD 426,70 milhões. Estes valores incluem USD 54,58 milhões em impostos petrolíferos, USD 366,79 milhões em royalties e lucros petrolíferos e USD 5,3 milhões em Outras Taxas de Gasoduto.

Estas cobranças foram efetuadas de acordo com os Artigos 6.1(a), (b) e (e) da Lei do Fundo Petrolífero.

Conforme referido anteriormente, dado que os montantes constantes no Relatório Anual do Fundo Petrolífero são apresentados segundo o regime de caixa, foi necessário considerar os ajustamentos de cutoff fornecidos pela ANP (transferências em numerário registadas num período diferente daquele em que a receita foi gerada).

Os detalhes da reconciliação encontram-se apresentados na Tabela 3.15.

Tabela 3.15: Reconciliação das receitas do Fundo Petrolífero em 2023, (em milhões de USD)

Receitas geradas em 2023	Valor
Receitas do Artigo 6.1 (a)	54.58
Receitas do Artigo 6.1 (b)	366.79
Receitas do Artigo 6.1 (e)	5.33
Montante reportado pelo Fundo Petrolífero	426.70
Caixa ANPM 01-01-2023	-308.42*
Caixa ANPM 31-12-2023	31.26**
Receitas geradas reconciliadas pelo Setor Extrativo	149.54

Notas: *O saldo de abertura foi distribuído ao Fundo Petrolífero no início de 2023.

****Devido à incerteza e ao declínio acentuado na produção do campo de Bayu-Undan, a ANP reteve montantes provenientes do Lucro Petrolífero e do gás, em vez de os distribuir ao Fundo Petrolífero do Banco Central de Timor-Leste, de forma a permitir eventuais reembolsos em caso de pagamentos em excesso. Além disso, esta abordagem visa garantir que a ANP, enquanto parte nos PSC, cumpre integralmente as disposições previstas nesses contratos. No entanto, em julho de 2024, aquando da realização do ajustamento final referente ao ano fiscal de 2023, o montante retido de USD 31,26 milhões foi subsequentemente distribuído ao Fundo Petrolífero.**

Divulgação de Receitas Fiscais e Não Fiscais

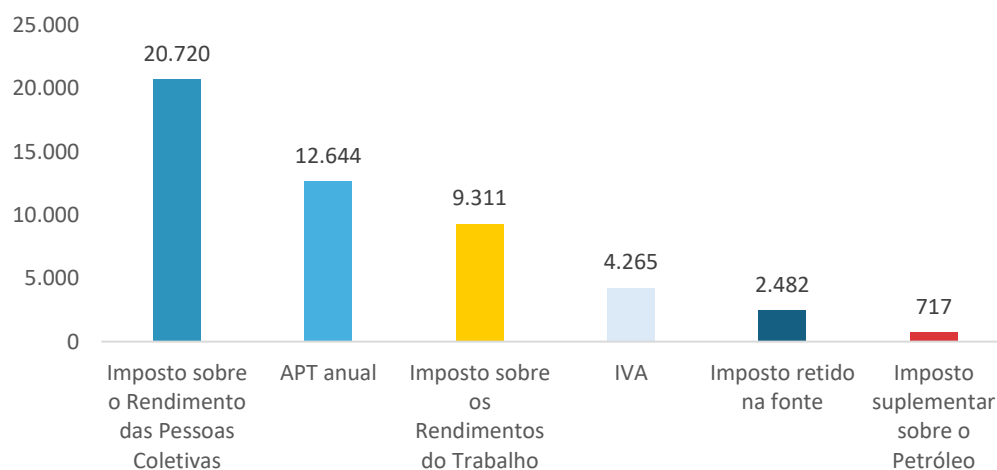
A Norma ITIE 2023 exige a divulgação das receitas governamentais em conformidade com o Requisito 4.1 (Divulgação Abrangente de Impostos e Receitas) e o Requisito 4.7 (Nível de Desagregação).

Na sequência dos exercícios de validação de alto nível apresentados acima, foi confirmada a consistência dos dados divulgados no Relatório do Fundo Petrolífero e pelas entidades governamentais. Assim, a informação abaixo resume os pagamentos fiscais e não fiscais relativos ao exercício fiscal de 2023.

Para complementar o relatório e em conformidade com o Requisito 4.1, estes pagamentos serão sujeitos a um processo de reconciliação, de modo a garantir a fiabilidade da informação financeira divulgada para o setor do petróleo e do gás.

A Figura 3.10 apresenta a receita fiscal. A receita fiscal mais significativa em 2023 corresponde ao Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (CIT), seguida do APT anual. A composição da receita fiscal manteve-se idêntica à registada em 2022.

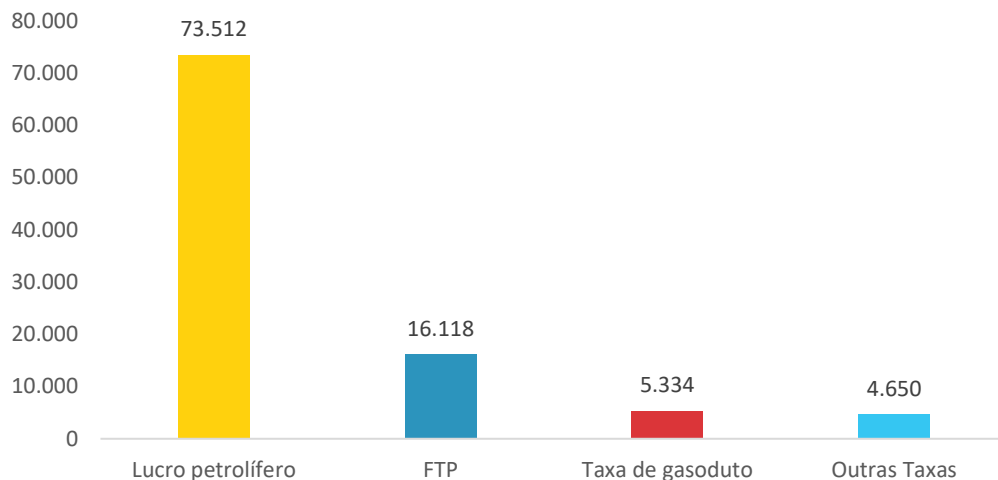
Figura 3.10: Receita fiscal em 2023 (USD'000)



O Lucro Petrolífero tem sido a principal fonte de receita não fiscal que contribui para o Fundo Petrolífero. A Primeira Tranche Petrolífera e as diversas taxas — incluindo taxas de serviços contratuais, taxas de desenvolvimento, taxas de arrendamento de superfície e taxas de dados sísmicos — constituem igualmente fontes adicionais de receita para o Fundo Petrolífero, conforme ilustrado na Figura 3.11.

Dado que os montantes individuais destas taxas são considerados imateriais, a Taxa de Desenvolvimento, a Taxa de Serviços Contratuais, a Taxa de Arrendamento de Superfície e a Taxa de Dados Sísmicos foram agregadas na categoria “Outras Taxas”.

Figura 3.11: Receitas não fiscais de 2023 (USD'000)



A recolha de dados relativos a pagamentos fiscais e não fiscais, desagregados por contribuinte, incluindo Operador e Subcontratante no setor extrativo, constitui um elemento essencial deste relatório. Esta informação será divulgada e objeto de reconciliação na Secção 10 do presente relatório, tendo em consideração o limiar de materialidade estabelecido.



Enquadramento legal do Setor de Petróleo e Gás em Timor-Leste

4

O objetivo desta secção é assegurar uma divulgação abrangente da informação, em conformidade com o Requisito 2.1 — Enquadramento Jurídico da Norma ITIE 2023.

Até 2023, Timor-Leste continuou a reforçar o seu quadro regulamentar para o setor do petróleo e do gás. Importa destacar que a Autoridade Nacional do Petróleo foi reestruturada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 62/2023, reforçando o seu papel enquanto autoridade reguladora primária responsável pelas atividades petrolíferas. Adicionalmente, os preparativos para o desmantelamento do campo de Bayu-Undan tornaram-se uma prioridade regulamentar central, exigindo a atualização de orientações e de medidas de conformidade destinadas a assegurar uma gestão eficaz dos aspetos ambientais e operacionais associados ao processo de desativação.

4. Enquadramento legal do setor de Petróleo e Gás em Timor-Leste

O setor do petróleo e do gás de Timor-Leste tem sido um pilar fundamental da economia nacional desde a restauração da soberania em 2002. O enquadramento regulamentar que rege este setor evoluiu de forma significativa ao longo do tempo, moldado por desenvolvimentos geopolíticos, negociações internacionais e sucessivas reformas jurídicas internas. A presente secção do Relatório tem como objetivo apresentar uma visão abrangente do contexto empresarial das indústrias extrativas em Timor-Leste, estabelecendo a base necessária para uma correta compreensão da informação setorial através de uma síntese das instituições envolvidas no setor e das Leis e regulamentos relevantes.

4.1 Enquadramento institucional do setor – ANP e Fundo Petrolífero

O enquadramento institucional que regula o setor do petróleo e do gás em Timor-Leste integra as seguintes entidades governamentais essenciais:

- **Autoridade Nacional do Petróleo (ANP):** Responsável por administrar, supervisionar e regular as atividades petrolíferas, tanto offshore como onshore, nas áreas sob jurisdição de Timor-Leste.
- **Fundo Petrolífero:** Um fundo soberano criado ao abrigo da Lei n.º 9/2005, destinado a gerir as receitas petrolíferas, garantir a transparência e apoiar a sustentabilidade orçamental de longo prazo (ver Secção 4.4). O Fundo não constitui, por si só, uma instituição. O Ministério das Finanças é responsável pela gestão global do Fundo, enquanto o Banco Central de Timor-Leste atua como gestor operacional.

O enquadramento regulamentar do setor do petróleo e do gás em Timor-Leste tem passado por transformações significativas, nomeadamente com a criação da Autoridade Nacional do Petróleo (ANP), anteriormente designada por Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais (ANPM). A seguir apresenta-se uma síntese das principais alterações que moldaram o atual quadro operacional da ANP, salientando as implicações destas transformações para a gestão dos valiosos recursos petrolíferos de Timor-Leste.

Transformações regulamentares da ANPM antes do Decreto-Lei n.º 62/2023: da criação à reforma.

A ANPM foi criada pelo Decreto-Lei n.º 1/2016, de 9 de fevereiro, que alterou o Decreto-Lei n.º 20/2008, de 19 de junho. Esta alteração reconheceu a ANPM como a autoridade responsável por administrar e regular as atividades petrolíferas e mineiras nas águas territoriais de Timor-Leste, incluindo a Área Conjunta de Desenvolvimento Petrolífero (JPDA), em conformidade com a Lei das Atividades Petrolíferas de Timor-Leste, com o Tratado do Mar de Timor e com o Código Mineiro.

A segunda alteração ao Decreto-Lei da ANPM (Decreto-Lei n.º 27/2019) esteve associada à delimitação final da fronteira marítima entre Timor-Leste e a Austrália, estabelecida pelo Tratado (Resolução n.º 15/2019). Esta alteração afetou igualmente a definição da titularidade, jurisdição e gestão dos recursos petrolíferos no Mar de Timor.

Após a Resolução n.º 15/2019, a autoridade da ANPM foi alargada para incluir a Área do Regime Especial de Greater Sunrise e a antiga JPDA, que passaram a estar exclusivamente sob jurisdição de Timor-Leste. A antiga ANPM passou, assim, a administrar e regular as atividades petrolíferas e mineiras dentro da Jurisdição Exclusiva de Timor-Leste, incluindo:

- Lei das Atividades Petrolíferas de Timor-Leste, alterada pela Lei n.º 1/2019 e pela Lei n.º 6/2019;
- Resolução n.º 15/2019, que alterou o Tratado do Mar de Timor;
- Nova legislação adotada na sequência da ratificação do Tratado de Fronteiras Marítimas, em agosto de 2019
- Código de Atividades Petrolíferas e Mineiras e respetivos instrumentos jurídicos aplicáveis à Área do Regime Especial de Greater Sunrise.

A ANPM era responsável por supervisionar a regulamentação e a gestão das atividades petrolíferas a montante (*upstream*), garantindo o cumprimento das normas de saúde, segurança e ambiente. Competia-lhe igualmente regular as atividades petrolíferas a jusante (*downstream*), incluindo o fornecimento, processamento, armazenamento, transporte, comercialização e distribuição de produtos petrolíferos. Adicionalmente, supervisionava as atividades mineiras em todo o território nacional

Os objetivos da ANPM incluem:

- Assegurar uma exploração, desenvolvimento, gestão e regulamentação eficazes dos recursos petrolíferos e mineiros;
- Gerar benefícios económicos para os Estados contratantes;
- Maximizar as oportunidades de emprego para cidadãos de Timor-Leste;
- Promover a excelência organizacional;
- Garantir o cumprimento das melhores práticas de saúde, segurança e ambiente;
- Regular todas as atividades petrolíferas a jusante;
- Reforçar as atividades económicas nos setores petrolífero e mineiro.

Estabelecimento da ANP e da ANM: uma nova era na gestão dos recursos

Em 2023, o Decreto-Lei n.º 62/2023, promulgado a 6 de setembro, marcou a reestruturação da ANPM em duas entidades distintas: a Autoridade Nacional do Petróleo (ANP) e a Autoridade Nacional dos Minerais (ANM). Esta divisão reflete os diferentes estágios de desenvolvimento dos setores petrolífero e mineiro e visa reforçar a eficiência regulatória.

A ANP mantém os objetivos e responsabilidades da antiga ANPM, com foco exclusivo no setor do petróleo e do gás, enquanto a ANM passa a regular o setor dos recursos minerais.

A ANP continua a gerir e a regular as atividades petrolíferas *upstream* e *downstream* em Timor-Leste e na Área do Regime Especial de Greater Sunrise, conforme definido no Tratado de Fronteiras Marítimas celebrado com a Austrália. As suas responsabilidades foram alargadas e incluem agora:

- Supervisão e regulamentação das atividades de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS);
- Gestão da produção, armazenamento, transporte e comercialização de hidrogénio;
- Supervisão de combustíveis sintéticos e das atividades a eles associadas.

A ANP mantém o compromisso de cumprir todas as obrigações decorrentes dos contratos em vigor, devendo comunicar estas alterações a todas as partes relevantes.

4.2 Contexto histórico do enquadramento regulamentar

A presente subseção apresenta uma visão geral dos marcos legais e institucionais que definiram o desenvolvimento e a regulação do setor petrolífero em Timor-Leste antes de 2019.

Tratado do Mar de Timor (TST)

Timor-Leste recuperou oficialmente a sua soberania em 20 de maio de 2002. Nesse mesmo dia, foi assinado o Tratado do Mar de Timor entre o Governo de Timor-Leste e o Governo da Austrália, estabelecendo a Área Conjunta de Desenvolvimento Petrolífero (JPDA) — uma área delimitada no Mar de

Timor destinada ao desenvolvimento conjunto de recursos petrolíferos. Importa salientar que este tratado não determinou a fronteira marítima entre os dois países.

O Tratado do Mar de Timor criou o quadro jurídico inicial para a exploração e produção petrolífera na JPDA, instituindo um modelo de partilha de receitas segundo o qual Timor-Leste recebia 90% das receitas provenientes dos recursos petrolíferos e a Austrália recebia 10%.

As operações petrolíferas na JPDA eram reguladas através de PSCs celebrados entre as empresas extrativas e a ANPM (designada ANP desde setembro de 2023), que atuava como entidade reguladora do setor.

Em 2005, foi promulgada a Lei das Atividades Petrolíferas (Lei n.º 13/2005), estabelecendo o regime jurídico aplicável às operações petrolíferas na área sob jurisdição de Timor-Leste.

Acordos específicos com a Austrália relativos à exploração de petróleo e gás.

Em 2006, Timor-Leste e a Austrália assinaram acordos internacionais adicionais destinados a regular disposições específicas no Mar de Timor, incluindo:

- O Tratado do Mar de Timor
- O Tratado sobre Certas Disposições Marítimas no Mar de Timor, que deixou de ser aplicável a partir de 2016;
- O Acordo Internacional de Unitização para Greater Sunrise;
- O Memorando de Entendimento sobre Greater Sunrise, que definiu disposições adicionais sobre a gestão deste campo

Greater Sunrise e a antiga área da JPDA

Um marco particularmente relevante ocorreu em 27 de agosto de 2019, quando o Parlamento Nacional aprovou a Resolução n.º 15/2019, ratificando o Tratado de Fronteiras Marítimas entre Timor-Leste e a Austrália. Este tratado teve implicações profundas na titularidade, jurisdição e gestão dos recursos petrolíferos no Mar de Timor. Com esta resolução, a área anteriormente designada JPDA passou a estar 100% sob Jurisdição Exclusiva de Timor-Leste e a ser regulada pela ANPM (ANP desde 2023) e consequentemente, Timor-Leste passou a receber 100% das receitas petrolíferas provenientes da antiga JPDA. O tratado também alterou o Tratado do Mar de Timor e o Acordo Internacional de Unitização, estabelecendo uma nova linha geodésica provisória na Área de Greater Sunrise.

O Tratado de Fronteiras Marítimas reforçou significativamente a posição de Timor-Leste relativamente à gestão dos recursos de Greater Sunrise. De acordo com o novo regime, Timor-Leste recebe 70% da receita upstream caso o gasoduto seja direcionado para uma unidade de processamento de GNL em Timor-Leste Ou 80% da receita caso o gasoduto seja direcionado para uma instalação na Austrália.

Timor-Leste, a Austrália e os participantes da Sunrise Joint Venture continuam a negociar o plano de desenvolvimento de Greater Sunrise.

Após a entrada em vigor do tratado, todos os PSCs e respetivos regimes fiscais anteriormente aplicáveis à JPDA ou à jurisdição australiana foram totalmente integrados quer no enquadramento regulamentar de Timor-Leste, quer na Área do Regime Especial de Greater Sunrise, nos termos do Anexo B do Tratado de Fronteiras Marítimas.

4.3 Legislação do Território de Timor-Leste

A “Área de Timor-Leste” refere-se ao Território de Timor-Leste conforme definido na Lei das Atividades Petrolíferas (Lei n.º 13/2005, de 2 de setembro, alterada pela Lei n.º 1/2019, de 18 de janeiro de 2019, e

pela Lei n.º 6/2019, de 4 de dezembro de 2019) da República Democrática de Timor-Leste. Esta Lei aplica-se às operações petrolíferas realizadas no mar territorial, incluindo a zona económica exclusiva e a plataforma continental, onde, de acordo com o Direito Internacional, Timor-Leste detém direitos soberanos para efeitos de prospeção e exploração de recursos.

O quadro legal relevante para as operações petrolíferas que se enquadram no mandato da Autoridade Nacional do Petróleo (ANP) e os contratos petrolíferos existentes é o seguinte:

- Lei das Atividades Petrolíferas (n.º 6/2019, de 4 de dezembro, 2.ª alteração à Lei n.º 13/2005, de 2 de setembro);
- Regime de Concurso Público para a Atribuição de Contratos Petrolíferos (Decreto-Lei n.º 7/2005);
- Atividades a Jusante do Setor Petrolífero (Decreto-Lei n.º 1/2012);
- Decreto-Lei sobre Operações Petrolíferas Offshore em Timor-Leste (Decreto-Lei n.º 32/2016);
- Resolução n.º 15/2019, de 27 de agosto, relativa à ratificação do Tratado de Fronteiras Marítimas entre a Austrália e a República Democrática de Timor-Leste;
- Lei n.º 4/2019, de 27 de agosto, que estabelece o regime especial laboral e migratório aplicável ao projeto Bayu-Undan;
- Resolução do Governo n.º 23/2019, de 27 de agosto;
- Resolução do Governo n.º 24/2019, de 28 de agosto;
- Decreto-Lei n.º 24/2019, de 27 de agosto, relativo à transição de títulos petrolíferos e à regulamentação das atividades petrolíferas no campo de Bayu Undan;
- Decreto-Lei n.º 25/2019, de 27 de agosto, relativo à Transição de Títulos Petrolíferos e à Regulação das Atividades Petrolíferas da Área Conjunta de Desenvolvimento Petrolífero;
- Decreto-Lei n.º 26/2019, de 27 de agosto, relativo à transição de títulos petrolíferos e à regulação das atividades petrolíferas no campo de Buffalo;
- Decreto-Lei sobre Operações Petrolíferas Onshore em Timor-Leste (Decreto-Lei n.º 18/2020);
- Decreto-Lei n.º 62/2023, de 6 de setembro, terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 20/2008, de 19 de junho (reestruturação da ANPM em ANP e ANM);
- Decreto-Lei n.º 25/2023, relativo à realização das atividades de desmantelamento no campo de Bayu-Undan.

Segue, abaixo, um resumo das principais disposições das Leis acima referidas. Para consultar os textos oficiais na íntegra, visite o sítio eletrónico da ANP²².

Lei N.º 13/2005 – Lei das Atividades Petrolíferas

Nos termos do Direito Internacional, Timor-Leste detém direitos soberanos para efeitos de prospeção, exploração e gestão dos seus recursos naturais, incluindo os recursos petrolíferos. A Lei das Atividades Petrolíferas (Lei n.º 13/2005, de 2 de setembro), alterada pela Lei n.º 1/2019 e pela Lei n.º 6/2019, aplica-se às operações petrolíferas no mar territorial, na zona económica exclusiva e na plataforma continental, onde Timor-Leste exerce direitos soberanos para a exploração e gestão dos seus recursos. Timor-Leste é titular de todos os recursos petrolíferos existentes no subsolo do seu território, tanto em

²² Fonte: [Timor-Leste Territory – AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO, L.P.](#)

terra (onshore) como no mar (offshore). O objetivo da Lei das Atividades Petrolíferas (“a Lei”) é assegurar que estes recursos proporcionem o maior benefício possível a Timor-Leste e ao seu povo, através da criação de um regime regulatório que permita às empresas petrolíferas desenvolver tais recursos de forma eficiente, sustentável e transparente.

A Lei confere ao Ministério competente a autoridade para conceder autorizações a empresas petrolíferas para prospeção e exploração dos recursos petrolíferos. Para estabelecer um regime competitivo e alinhado com práticas internacionais, foram considerados outros regimes petrolíferos internacionais com vista a atrair investimento para atividades de prospeção, desenvolvimento e produção.

Os recursos petrolíferos detidos por Timor-Leste constituem um elemento estratégico da economia, possuem elevado potencial de valor e espera-se que gerem receitas substanciais para o país.

Além de procurar maximizar as receitas petrolíferas, a Lei visa contribuir para o alcance dos objetivos globais de desenvolvimento do país. As receitas provenientes do petróleo, e o desenvolvimento deste setor, permitirão a Timor-Leste, responder de forma mais eficaz às necessidades e prioridades nacionais, reforçar o desenvolvimento de recursos humanos, consolidar os progressos económicos e sociais alcançados, acelerar e sustentar o crescimento económico, reduzir a pobreza e melhorar o bem-estar do povo timorense.

Outro objetivo essencial da Lei é garantir estabilidade, previsibilidade e transparência na regulação do desenvolvimento dos recursos petrolíferos. Para tal, a Lei articula-se com diversos requisitos de transparência já aplicados ou a implementar em Timor-Leste, incluindo, a publicação de informação relevante, a divulgação e gestão transparente das receitas petrolíferas e os princípios de boa governação e prestação de contas.

A alteração à Lei (Lei n.º 6/2019) preserva o direito de participação do Estado, direta ou através de pessoas coletivas públicas ou entidades controladas por estas, até um máximo de 20% em qualquer autorização atribuída ao abrigo da Lei. Esta participação pode exceder 20%, desde que acordado entre as partes envolvidas na transação comercial no âmbito de uma autorização petrolífera.

A alteração entrou em vigor imediatamente e começou a ser aplicada no ano de reporte de 2019.

Artigo 13 da Lei das Atividades Petrolíferas: Convite à apresentação de candidaturas

- a) O Ministério convidará, através de aviso público, a apresentar pedidos de Autorização;
- b) Não obstante o disposto na alínea a) do ponto 13.1 supra, o Ministério pode optar por conceder Autorizações através de negociação direta, sem emitir tais convites:
 - i. No caso das Autorizações de Acesso; ou
 - ii. No caso de todos os outros tipos de autorização, quando tal for do interesse público;
- c) Caso o Ministério conceda uma Autorização sem convidar à apresentação de candidaturas, conforme previsto na alínea b) do número 13.1 supra, deverá apresentar razões fundamentadas para o fazer.

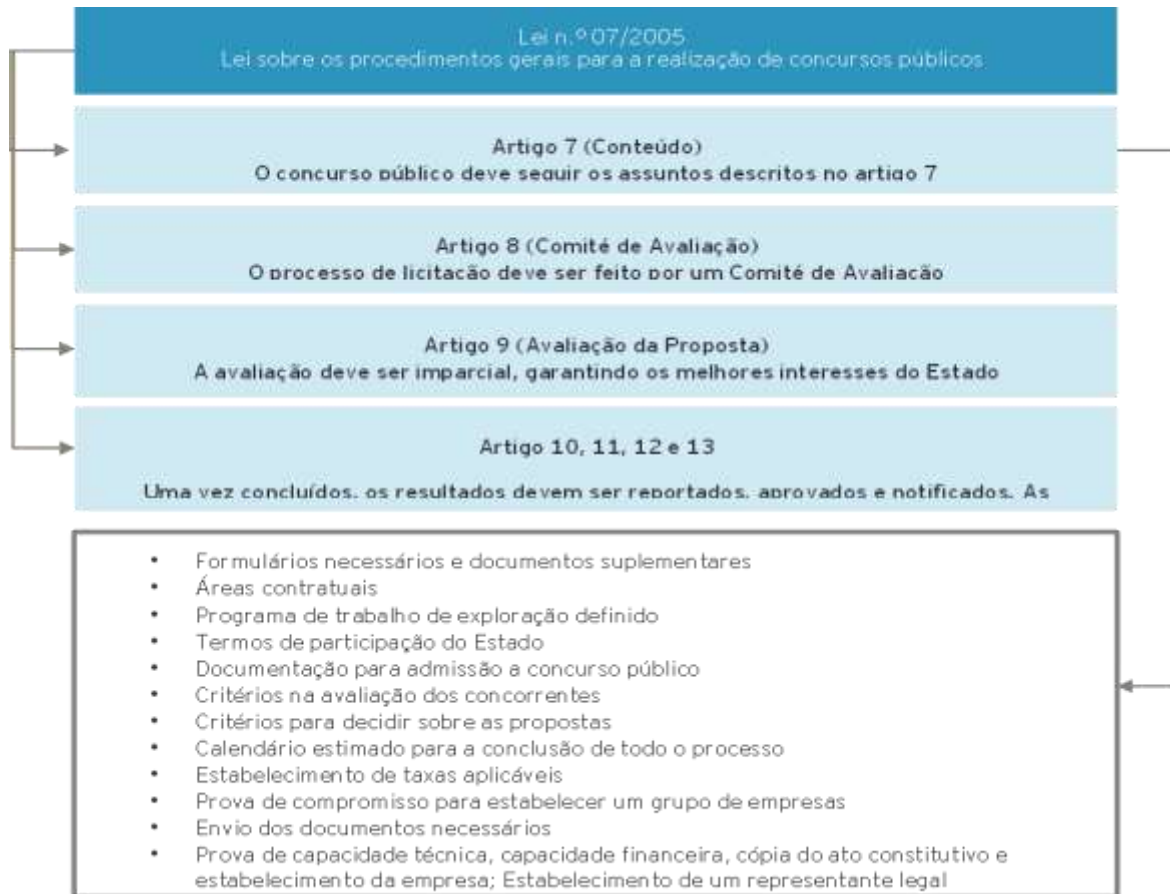
A Lei n.º 6/2019, de 4 de dezembro (Lei das Atividades Petrolíferas) estipula que a concessão de autorizações, incluindo a adjudicação de contratos petrolíferos, seja precedida de concurso público. Esta Lei estabeleceu princípios que visam beneficiar tanto quanto possível Timor-Leste e a sua população, estabelecendo um regime regulatório para as empresas petrolíferas.

Concurso Público para a Adjudicação de Contratos Petrolíferos (Decreto-Lei n.º 7/2005)

O Decreto-Lei n.º 7/2005 estabelece as condições de procedimento do Ministério para autorizar as atividades petrolíferas. Estabelece a participação do Estado nas atividades petrolíferas e também como elas são desenvolvidas. A transparência e a informação pública são igualmente abordadas, sendo as informações enganosas penalizadas conforme declarado.

As empresas e/ou grupos de empresas serão selecionados com base nas propostas apresentadas e no anúncio público emitido pelo Ministro dos Petróleos e Recursos Minerais, da Política Mineral e Energética relativo ao concurso público relevante. O referido Ministro será responsável por todo o processo de concurso e será também o responsável pela concessão das autorizações de prospeção.

Figura 4.1: Lei n.º 07/2005 - Resumo



Atividades downstream em Timor-Leste (Decreto-Lei n.º 1/2012)

O Decreto-Lei n.º 1/2012 define as atividades a jusante (*downstream activities*) como quaisquer atividades realizadas após a fase de exploração e produção de petróleo bruto e gás natural — desde que não afetem qualquer reservatório — bem como após o processamento de matérias-primas utilizadas na produção de biocombustíveis ou de quaisquer outras formas alternativas de combustíveis. Estas atividades incluem o fornecimento, processamento, transporte, armazenamento, comercialização e distribuição de produtos petrolíferos, sendo executadas de forma independente das operações de exploração e produção (*upstream*) e para fins comerciais.

A Lei orienta-se por um conjunto de princípios estruturantes do artigo 5, incluindo:

- Licenciamento prévio pela ANPM (ANP desde setembro de 2023);
- Maximização da participação de Timor-Leste;
- Garantia de capacidade técnica e económica dos licenciados;
- Neutralidade e não discriminação;
- Transparência e acesso à informação não confidencial;
- Concorrência justa no mercado;
- Cumprimento das normas ambientais e de saúde e segurança;
- Disponibilidade universal de combustíveis e lubrificantes.

Estes princípios visam promover um setor downstream competitivo, seguro, transparente e inclusivo.

Um dos elementos operacionais essenciais do Decreto-Lei é o regime de licenciamento, desenvolvido no Capítulo III. O Artigo 9.º estabelece os requisitos mínimos para as entidades que pretendam exercer atividades downstream, nomeadamente Constituição da empresa ao abrigo da Lei timorense, Capital

social mínimo, conforme definido por regulamento da ANP, capacidade organizacional e financeira demonstrada, cumprimento da legislação aplicável em matéria de ambiente, saúde e segurança no trabalho, existência de um escritório operacional em Timor-Leste e uma participação mínima de 5% detida por cidadãos timorenses ou entidades do Estado.

Estes requisitos asseguram que apenas operadores tecnicamente competentes e financeiramente capazes participem no setor downstream, protegendo simultaneamente o interesse público e promovendo o conteúdo local.

Decreto-Lei sobre as Operações Petrolíferas Offshore em Timor-Leste (Decreto-Lei n.º 32/2016)²³

O Decreto-Lei regula as operações petrolíferas dos recursos petrolíferos offshore do Território de Timor-Leste, com o objetivo de alcançar práticas eficientes de pesquisa e exploração e evitar desperdícios e poluição.

Resolução n.º 15/2019, de 27 de agosto — Ratificação do Tratado de Fronteiras Marítimas entre a Austrália e a República Democrática de Timor-Leste

A Resolução n.º 15/2019, de 27 de agosto, refere-se à ratificação do Tratado de Fronteiras Marítimas celebrado entre a Austrália e a República Democrática de Timor-Leste. No que se refere à Área do Regime Especial de Greater Sunrise, o tratado estabelece um regime de partilha da totalidade do petróleo produzido, através da partilha das receitas upstream — nomeadamente a primeira tranche de petróleo, *lucro de petróleo* e tributação associada à exploração upstream dos campos de Greater Sunrise²⁴:

- 70% para Timor-Leste e 30% para a Austrália, caso o desenvolvimento dos campos de Greater Sunrise seja realizado através de um gasoduto para Timor-Leste; ou
- 80% para Timor-Leste e 20% para a Austrália, caso o desenvolvimento ocorra através de um gasoduto para a Austrália.

De acordo com a Resolução n.º 15/2019, de 27 de agosto, a área da JPDA passou a estar 100% sob Jurisdição Exclusiva de Timor-Leste e a ser regulada pela ANP. Além disso, é exigida uma “cooperação entre a ANP, o DIIS e a NOPSEMA relativamente à regulação segura e eficiente do Campo de Gás de Bayu-Undan, incluindo as Instalações de Bayu-Undan e o Gasoduto de Bayu-Undan, este último atravessando tanto a plataforma continental de Timor-Leste como a da Austrália, sobre a qual a Austrália exerce jurisdição exclusiva relativamente ao Gasoduto”.

Assim:

- I. A ANPM (ANP desde setembro de 2023) será exclusivamente responsável pela regulamentação das Instalações de Bayu-Undan, ou seja, a infraestrutura offshore upstream instalada no Campo de Gás de Bayu-Undan que extrai e processa gás e líquidos e armazena os líquidos produzidos no Campo de Bayu-Undan, não incluindo o Gasoduto de Bayu-Undan.
- II. O Department of Industry, Innovation and Science (DIIS) da Commonwealth da Austrália será responsável pelo regime aplicável aos direitos petrolíferos e às atividades na área costeira adjacente (“watershed area”), para além das 3 milhas náuticas após o mar territorial, até ao limite da Zona Económica Exclusiva australiana.

²³ Fonte: <https://www.anp.tl/wp-content/uploads/2018/08/Decreto-Lei-Offshore-Petroleum-Operations-in-Timor-Leste-EN-CLEAN.docx> 27.09.2016.pdf

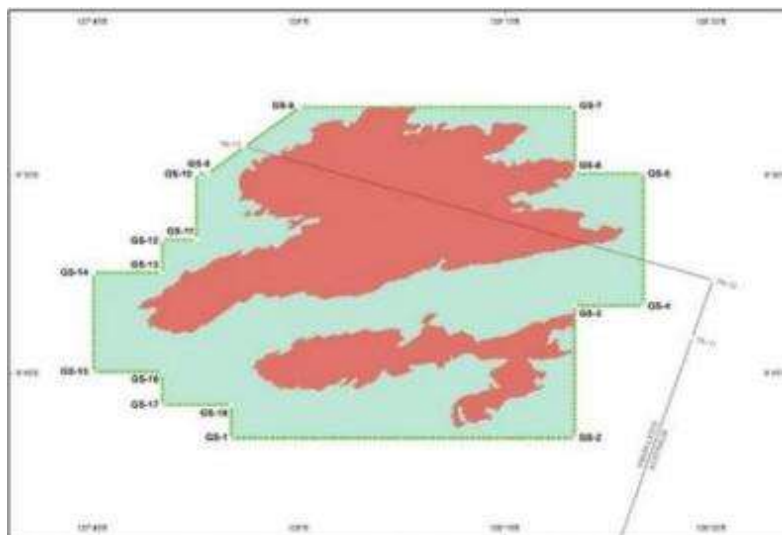
²⁴ Fonte: <http://www.anpm.tl/wp-content/uploads/2019/09/Resolu%C3%A7%C3%A3o-do-Parlamento-Nacional-No-15-2019-de-27-de-Agosto.pdf>

III. A Australian National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA) será exclusivamente responsável pela regulação do Gasoduto de Bayu-Undan, abrangido pelas licenças BU-1-PL, WA-8-PL e NT/PL1.

Figura 4.2: Acordos específicos com a Austrália: Fronteiras marítimas – Resolução do Parlamento n.º 15/2019²⁵



Figura 4.3: Acordos específicos com a Austrália: Fronteiras marítimas – Resolução do Parlamento n.º 15/2019²⁶



Lei n.º 4/2019

A Lei n.º 4/2019 estabelece um regime especial laboral e migratório aplicável ao projeto petrolífero e gasífero de Bayu-Undan, na sequência da ratificação do tratado de fronteiras marítimas entre Timor-Leste e a Austrália. A Lei introduz um regime laboral dual e um sistema simplificado de migração para o pessoal offshore. Os trabalhadores timorenses que exercem atividades offshore ficam sujeitos à Lei laboral de Timor-Leste, enquanto os trabalhadores estrangeiros podem operar ao abrigo da legislação do seu país de origem ou de um regime mutuamente acordado. O Artigo 2.º estabelece esta distinção, salientando que “os trabalhadores envolvidos em atividades de apoio a partir do território de Timor-Leste estão

²⁵ Fonte: <http://www.anpm.tl/wp-content/uploads/2019/09/Resolucao-do-Governo-No-22-2019-de-27-de-Agosto.pdf>

²⁶ Fonte: <http://www.anpm.tl/wp-content/uploads/2019/09/Resolucao-do-Parlamento-Nacional-No-15-2019-de-27-de-Agosto.pdf>

sujeitos à Lei laboral de Timor-Leste, independentemente da sua nacionalidade. O Artigo 5.º permite regimes de trabalho rotativo até quatro semanas, com limites específicos de horas de trabalho e regras relativas ao pagamento de trabalho suplementar. O Artigo 3.º determina que as normas de saúde e segurança devem estar alinhadas com as referências internacionais da indústria petrolífera, enquanto o Artigo 6.º exige que as empresas mantenham cobertura de seguro para os trabalhadores timorenses. Os procedimentos migratórios são simplificados através da criação de três categorias de visto — Visto de Trabalho, Visto de Estada Temporária e Visto de Curta Duração Bayu-Undan — definidas nos Artigos 13.º e 14.º. A Lei estabelece a ANPM (ANP desde setembro de 2023) como a entidade supervisora responsável por assegurar o cumprimento das normas laborais, dos protocolos de saúde e segurança, e dos procedimentos migratórios.

Resolução do Governo n.º 23/2019, de 27 de agosto

A Resolução do Governo n.º 23/2019, de 27 de agosto, aprova formalmente o Memorando de Entendimento (MoU) entre a ANPM (ANP desde setembro de 2023) de Timor-Leste, o Department of Industry, Innovation and Science da Commonwealth da Austrália e a Australian National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA). Este MoU estabelece um quadro de cooperação entre as autoridades reguladoras no que respeita ao Campo de Gás de Bayu-Undan e ao Gasoduto de Bayu-Undan, em alinhamento com a implementação do Tratado de Fronteiras Marítimas assinado em 2018 entre a Austrália e a República Democrática de Timor-Leste.

A resolução funciona como instrumento jurídico para facilitar a cooperação bilateral, reconhecendo o MoU como documento anexo e vinculativo. Sublinha a importância da regulação coordenada do Gasoduto de Bayu-Undan, que transporta gás de Timor-Leste para a Austrália. Tal como estipulado no Artigo 3(1) do Anexo D do Tratado, a Austrália mantém jurisdição exclusiva sobre o gasoduto, incluindo para efeitos fiscais. Simultaneamente, o Artigo 2(6) determina que ambas as nações acordem mecanismos regulamentares que assegurem a gestão segura e eficiente do Campo de Gás de Bayu-Undan.

O MoU operacionaliza estas disposições do tratado ao atribuir à NOPSEMA a autoridade reguladora sobre a infraestrutura do gasoduto, enquanto a ANPM (ANP desde setembro de 2023) mantém a supervisão das instalações petrolíferas upstream. Este quadro de cooperação foi concebido para garantir segurança, eficiência e responsabilidade ambiental na gestão dos recursos petrolíferos partilhados.

Resolução do Governo n.º 24/2019, de 28 de agosto

A Resolução do Governo n.º 24/2019 foi adotada para facilitar uma transição harmoniosa do projeto petrolífero de Bayu-Undan para a jurisdição exclusiva de Timor-Leste, na sequência da ratificação do Tratado de Fronteiras Marítimas com a Austrália. O seu objetivo principal é garantir a continuidade regulamentar e a estabilidade operacional ao longo do período de transição.

No âmbito desta medida, a ALTUS Oil & Gas Services, Unipessoal, Lda., foi temporariamente licenciada como Despachante Oficial para a ConocoPhillips (que era o operador contratual dos PSC de Bayu-Undan). Esta nomeação respeita os acordos contratuais existentes e visa minimizar perturbações operacionais.

A resolução fundamenta-se em várias disposições legais e constitucionais, nomeadamente no Artigo 14.º da Lei n.º 13/2005, alterada pela Lei n.º 1/2019, e nos Artigos 115.º, alíneas (e) e (o), da Constituição da República.

Os principais Artigos da resolução incluem:

Artigo 1.º: Aprova a nomeação da ALTUS Oil & Gas Services como Despachante Oficial para a ConocoPhillips, especificamente para atividades de importação e exportação relacionadas com o projeto Bayu-Undan. A nomeação é expressamente limitada à representação aduaneira.

Artigo 2.º: Estabelece que a aprovação se torna efetiva após a ratificação e entrada em vigor do Tratado, e expira em 6 de fevereiro de 2022, garantindo alinhamento com as disposições transitórias do Tratado.

Artigo 3.º: Esclarece que a aprovação é válida exclusivamente para atividades aduaneiras relacionadas com Bayu-Undan, reforçando o caráter limitado e específico da aplicação da resolução.

Decreto-Lei n.º 24/2019, de 27 de agosto, relativo à transição de títulos petrolíferos e à regulamentação das atividades petrolíferas no campo de Bayu-Undan

O Decreto-Lei n.º 24/2019 estabelece um regime jurídico especial aplicável às atividades petrolíferas no campo de Bayu-Undan, especificamente nas áreas contratuais TL-SO-T 19-12 e TL-SO-T 19-13.

Esta legislação facilita a transição dos PSCs do anterior regime do Tratado do Mar de Timor para a jurisdição de Timor-Leste. Garante a preservação dos direitos e obrigações do Operador ao abrigo dos PSC anteriores, mantendo condições equivalentes relativamente aos termos fiscais, responsabilidades operacionais e cumprimento regulamentar. Todas as operações petrolíferas offshore nestas áreas passam a estar sujeitas ao sistema jurídico de Timor-Leste, incluindo as disposições transitórias e os regulamentos emitidos pela ANPM (ANP desde setembro de 2023), a autoridade reguladora nacional.

O Decreto-Lei define a estrutura e o conteúdo dos PSC, estabelecendo os direitos de explorar, desenvolver e produzir petróleo, bem como os mecanismos de partilha de receitas. Especifica igualmente obrigações relacionadas com a proteção ambiental, a segurança operacional e a prestação de informação técnica. Além disso, estabelece procedimentos para a aprovação de infraestruturas, gestão de dados petrolíferos e atividades de desmantelamento.

Importa salientar que o Artigo 52.º prevê estabilidade regulamentar, protegendo o Operador contra alterações legislativas adversas. O Artigo 47.º promove a cooperação regulamentar com as autoridades australianas, particularmente no que se refere ao gasoduto de Bayu-Undan.

Decreto-Lei n.º 25/2019, de 27 de agosto

O Decreto-Lei n.º 25/2019, de 27 de agosto de 2019, relativo à Transição de Títulos Petrolíferos e à Regulação das Atividades Petrolíferas provenientes da JPDA, estabelece um regime jurídico especial para as operações petrolíferas nas áreas contratuais designadas TL-SO-T 19-10 e TL-SO-T 19-11 (anteriormente abrangidas pelos PSC-JPDA-06-105 (Campo de Kitan) e PSC-JPDA-11-106). Define o âmbito dos direitos, obrigações e supervisão regulamentar aplicáveis, incluindo a conversão dos Contratos de Partilha de Produção (PSCs) existentes em novos acordos sob a jurisdição de Timor-Leste.

Decreto-Lei n.º 26/2019, de 27 de agosto

O Decreto-Lei n.º 26/2019 foi adotado pelo Governo de Timor-Leste para regular a transição de títulos e operações petrolíferas no campo de Buffalo, na sequência da ratificação do tratado de fronteiras marítimas entre Timor-Leste e a Austrália.

Entre as suas disposições principais, o Decreto-Lei autoriza a celebração de um Contrato de Partilha de Produção (PSC) para substituir a anterior licença australiana de exploração WA-523-P. O enquadramento do PSC inclui uma fase de exploração de seis anos, com extensões opcionais, seguida de um período de desenvolvimento e produção de 25 anos. Esta estrutura visa garantir certeza jurídica e estabilidade operacional, apoiando assim o investimento de longo prazo no campo.

Uma característica notável do Decreto-Lei é a sua ênfase no *conteúdo local* e nas aquisições. Exige que o Operador priorize fornecedores timorenses de bens e serviços, desde que cumpram as normas estabelecidas e os critérios de preço. A Lei define ainda limiares financeiros para contratos que carecem de aprovação ministerial e impõe obrigações detalhadas de reporte, promovendo a transparência e o cumprimento regulamentar.

Decreto-Lei n.º 18/2020 — Operações Petrolíferas Onshore em Timor-Leste²⁷

O objetivo deste Decreto-Lei é regulamentar as operações petrolíferas relativas aos recursos petrolíferos onshore, em conformidade com o Artigo 31.º da Lei n.º 13/2005 (Lei das Atividades Petrolíferas).

O presente Decreto-Lei visa:

- i. Assegurar a recuperação máxima dos Recursos Petrolíferos de Timor-Leste;
- ii. Prevenir o desperdício e a poluição;
- iii. Impor a utilização de práticas seguras e eficazes de prospeção e exploração;
- iv. Permitir a monitorização, supervisão e inspeção eficazes das operações petrolíferas;
- v. Prevenir a violação ilícita dos direitos das pessoas afetadas;
- vi. Contribuir para a concretização dos objetivos gerais e das prioridades de desenvolvimento de Timor-Leste.

Decreto-Lei n.º 62/2023

O Decreto-Lei n.º 62/2023, de 6 de setembro de 2023, terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 20/2008, de 19 de junho, relativo ao estabelecimento da Autoridade Nacional do Petróleo, atribuiu a esta entidade, entre outras competências, a responsabilidade de regular e supervisionar os setores/indústrias relativos ao petróleo, ao gás natural e aos seus derivados no país, atuando assim como autoridade reguladora nacional.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2023, de 6 de setembro — a terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 20/2008, de 19 de junho de 2008 (o Decreto-Lei Alterado) — a ANP é responsável por gerir e regular as atividades petrolíferas *upstream* e *downstream* na Área de Timor-Leste, bem como na área regulada ao abrigo do Regime Especial de Greater Sunrise, previsto no Tratado de Fronteiras Marítimas entre Timor-Leste e a Austrália. Estas competências incluem a supervisão e a regulação, entre outras, de: (a) Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono; (b) Produção, armazenamento, transporte e comercialização de hidrogénio e outras atividades relacionadas; (c) Produção, armazenamento, transporte e comercialização de combustíveis sintéticos e outras atividades associadas, em conformidade com o Decreto-Lei Alterado, a Lei das Atividades Petrolíferas de Timor-Leste e o Tratado de Fronteiras Marítimas.

Decreto-Lei No. 25/2023 on the Carrying out of Decommissioning Activities in the Bayu-Undan Field²⁸

O Decreto-Lei n.º 25/2023, de 24 de maio de 2023, estabelece o enquadramento das atividades de desmantelamento relacionadas com as operações de Bayu-Undan em Timor-Leste, com foco na proteção da saúde, segurança e ambiente. O Decreto visa regulamentar o desmantelamento de instalações e equipamentos associados à exploração de petróleo e gás, garantindo que as atividades sejam realizadas em conformidade com as normas nacionais. Atribui à autoridade territorial de Timor-Leste a responsabilidade de supervisionar e assegurar o cumprimento das atividades de desmantelamento. Sublinha a necessidade de cumprimento das Leis nacionais e dos regulamentos ambientais durante o processo de desmantelamento e define as responsabilidades das empresas, incluindo a apresentação de planos e relatórios sobre as atividades realizadas. O Operador do Contrato é obrigado a remover todas as infraestruturas relacionadas com o petróleo após o término da Produção. A remoção deve cumprir o Artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 24/2019 e a secção 5.2(e) dos Contratos de Partilha de Produção, seguindo as normas internacionais. Deve ser celebrado um Acordo Formal de Desmantelamento entre a ANP

²⁷ Fonte: [Decreto-Lei No. 18/2020, of 13 May](#)

²⁸ Fonte: [Decreto-Lei No. 25/2023](#)

(ANPM até setembro de 2023) e o Contratante de Bayu-Undan, definindo as responsabilidades técnicas, financeiras e ambientais do contratante. O Operador de Bayu-Undan é igualmente obrigado a fornecer garantias financeiras para cobrir os custos de desmantelamento, assegurando que o Governo não seja onerado caso o contratante não cumpra as suas obrigações.

4.4 Fundo Petrolífero

O Fundo Petrolífero foi criado para cumprir o requisito constitucional estabelecido no artigo 139.º da Constituição da República que determina uma utilização justa e equitativa dos recursos naturais de acordo com os interesses nacionais, devendo as receitas provenientes da exploração desses recursos conduzir à constituição de uma reserva financeira obrigatória.

O Parlamento de Timor-Leste estabeleceu o enquadramento jurídico do Fundo Petrolífero através da Lei do Fundo Petrolífero n.º 9/2005, de 3 de agosto, posteriormente alterada pela Lei n.º 12/2011, de 28 de setembro, e pela Lei n.º 2/2022, de 10 de fevereiro.

A Lei do Fundo Petrolífero:

- Fornece mecanismos que ajudam Timor-Leste a gerir de forma sustentável as suas receitas petrolíferas;
- Detalha os parâmetros de funcionamento e gestão do fundo petrolífero;
- Define a alocação de ativos e limites de risco;
- Regula a cobrança e gestão das receitas associadas à riqueza petrolífera;
- Regula as transferências para o orçamento do Estado, e
- Prevê a responsabilização e supervisão do governo sobre essas atividades.

Lei do Fundo Petrolífero exige que todas as receitas petrolíferas sejam inteiramente transferidas para o Fundo e investidas no estrangeiro em ativos financeiros. As únicas despesas do Fundo são transferências para o orçamento do governo central, nos termos da aprovação parlamentar pela Lei n.º 9/2005 (3 de agosto de 2005).

O Fundo Petrolífero está estruturado como uma conta detida pelo gestor operacional designado, o Banco Central de Timor-Leste (BCTL), o banco central de Timor-Leste. A Figura 4.4 abaixo apresenta o BCTL e as Outras instituições envolvidas no Fundo Petrolífero.

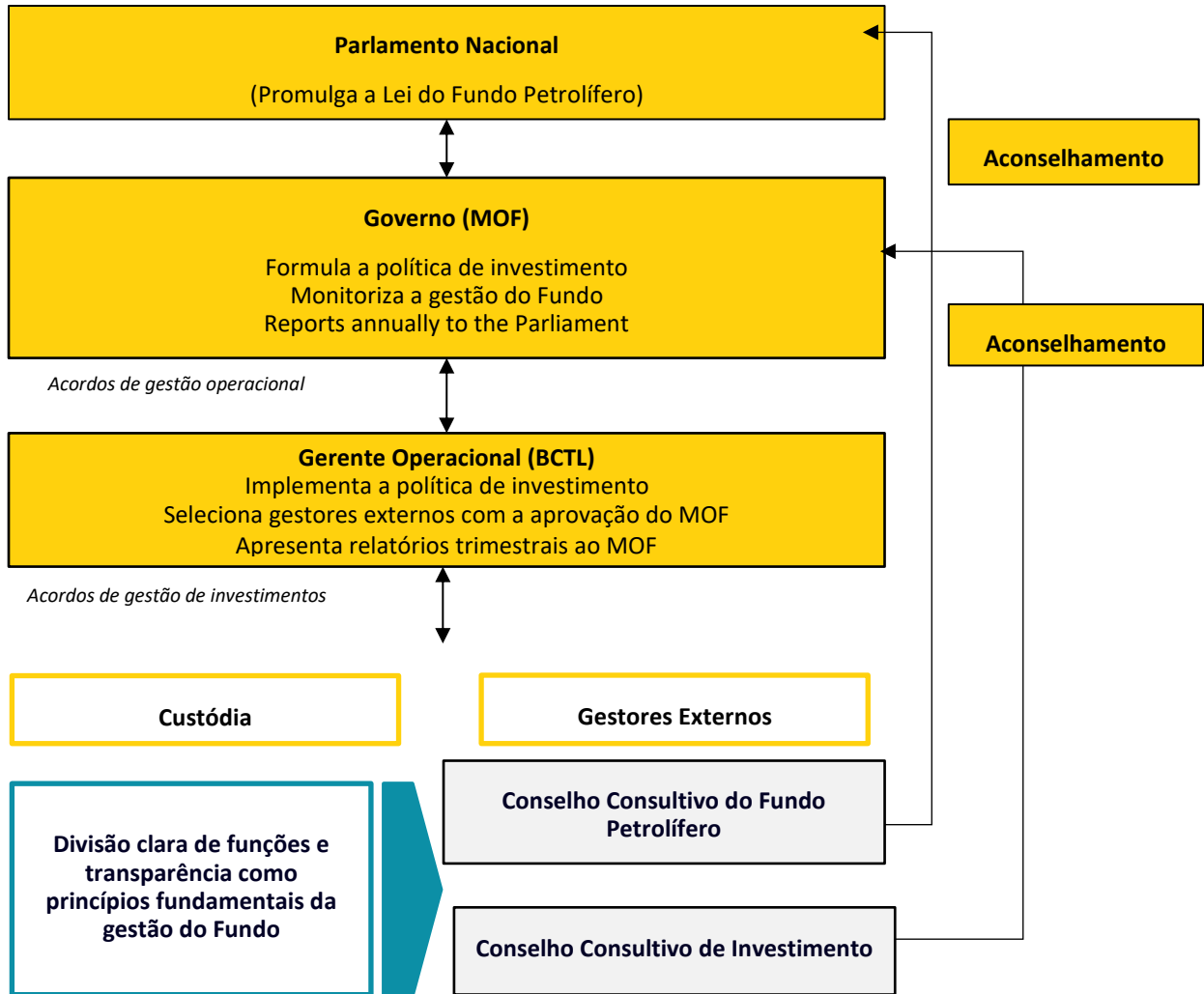
O Parlamento Nacional define os parâmetros essenciais do Fundo na Lei do Fundo Petrolífero. Estes incluem os objetivos do Fundo, as funções das suas instituições, os investimentos elegíveis, as orientações para a afetação de ativos e os limites de risco. O Parlamento complementou o enquadramento jurídico do Fundo Petrolífero em 2019, ao aprovar uma alteração à Lei das Atividades Petrolíferas que permitiu ao Fundo investir em operações petrolíferas.

O Ministério das Finanças é responsável pela gestão global do Fundo Petrolífero e o BCTL é responsável pela gestão operacional. Nos termos de um Acordo de Gestão datado de 12 de outubro de 2005 e alterado em 25 de junho de 2009 entre o Ministério das Finanças e o BCTL, o BCTL é igualmente responsável por manter a escrituração contabilística do Fundo Petrolífero em nome do Diretor-Geral do Tesouro.

A Lei do Fundo Petrolífero exige que o Ministro das Finanças solicite parecer ao Conselho Consultivo de Investimento (IAB) antes de tomar decisões relativas aos investimentos e à gestão do Fundo. O IAB é um órgão consultivo que presta aconselhamento independente, imparcial e não vinculativo, a pedido do Ministro ou por iniciativa do próprio Conselho.

Por fim, o Conselho Consultivo do Fundo Petrolífero (PFCC) assessora o Parlamento sobre o desempenho e o funcionamento do Fundo Petrolífero, bem como sobre as Mobilizações provenientes do Fundo, incluindo se as transferências estão a ser utilizadas de forma eficaz para benefício das gerações presentes e futuras.

Figura 4.4: Estrutura de governação do Fundo Petrolífero



A transparência é um princípio fundamental que rege o Fundo, e a Lei do Fundo Petrolífero estabelece os requisitos de reporte para cada instituição. Os relatórios do Fundo Petrolífero estão descritos na Tabela 4.1.

O Ministério das Finanças é responsável pela publicação do Relatório Anual do Fundo Petrolífero. Este inclui as demonstrações financeiras, que são elaboradas pelo BCTL, na qualidade de Gestor Operacional, submetidas a auditoria externa e aprovadas pelo Diretor de Tesouro do Ministério das Finanças. Um auditor internacionalmente acreditado emite um relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras anuais e sobre a declaração de recebimentos do Fundo Petrolífero. O Ministério das Finanças realiza igualmente os cálculos do Rendimento Sustentável Estimado (ESI), os quais são certificados por um auditor independente e incluídos no Orçamento Geral do Estado apresentado ao Parlamento Nacional.

O BCTL compila relatórios trimestrais de desempenho para o Ministro das Finanças. O BCTL reporta ainda ao Ministério das Finanças sobre os mandatos que gere internamente. Os relatórios anuais e os relatórios

trimestrais de desempenho são disponibilizados às principais partes interessadas e encontram-se acessíveis ao público nos sites do Ministério das Finanças e do Banco Central²⁹.

Tabela 4.1: Relatórios do Fundo Petrolífero

Relatório	Instituição Responsável
Relatório Anual	Publicado pelo Ministério das Finanças juntamente com as demonstrações financeiras auditadas
Demonstrações Financeiras Anuais Auditadas	O BCTL compila as contas Auditor externo nomeado pelo Ministério das Finanças Aprovado como verdadeiro e apropriado pelo Diretor-Geral do Tesouro, Ministério das Finanças
Relatórios Trimestrais de desempenho – desempenho dos investimentos e situação financeira	O BCTL compila as contas
Relatórios mensais – Desempenho dos investimentos e situação financeira	O BCTL compila as contas

Objetivo de investimento, Rendimento Sustentável Estimado (ESI) e Transferências

A Lei do Fundo Petrolífero prevê que o Orçamento do Estado seja financiado através de transferências anuais provenientes do Fundo Petrolífero. O objetivo de investimento do Fundo Petrolífero é investir os ativos do Fundo de forma que, com uma probabilidade razoável a longo prazo, o Fundo consiga assegurar transferências para o Governo a um nível sustentável (Rendimento Sustentável Estimado), mantendo simultaneamente o valor real dos ativos no longo prazo. O objetivo implícito de investimento é alcançar uma rentabilidade real de 3%. Este objetivo alinha a política de investimento com a política fiscal, conforme refletido na regra do ESI. No entanto, a Lei do Fundo Petrolífero permite transferências acima do ESI quando devidamente justificadas pelo Governo e aprovadas pelo Parlamento Nacional.

O modelo de fundo permanente não tem sido aplicado na prática desde 2009, dado que os Governos têm optado por antecipar Mobilizações em vez de seguir a orientação do ESI. Com receitas petrolíferas reduzidas, as Mobilizações têm de ser financiadas através da venda de ativos do Fundo Petrolífero. Prevê-se que o Fundo se esgote, a menos que ocorram entradas de receita significativas ou uma alteração substancial na política fiscal. O esgotamento projetado do Fundo constitui um desafio para o período de investimento prolongado necessário para garantir uma rentabilidade superior proveniente de ações³⁰.

Assim, para evitar este cenário, em dezembro de 2022 o Ministério das Finanças apresentou a estratégia de reforma da Gestão das Finanças Públicas (PFM) 2022-2027, que define como Timor-Leste irá reforçar a mobilização de receitas e fortalecer o seu sistema de finanças públicas.

As seguintes atividades deverão ser implementadas para reforçar a administração do Fundo Petrolífero³¹:

²⁹ Fonte: Website do Ministério das Finanças: <https://www.mof.gov.tl/>. Website do Banco Central de Timor-Leste: <https://www.bancocentral.tl/en>

³⁰ Fonte: [Petroleum Fund Annual Report for the Fiscal Year of 2023.pdf](#)

³¹ Fonte: [Timor-Leste Public Financial Management Reform Strategy 2022-2027](#)

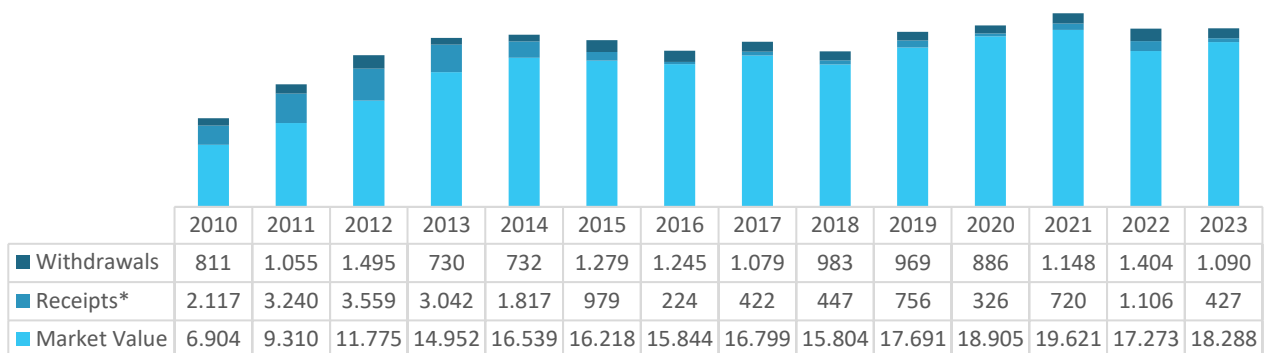
*Os montantes apresentados para as receitas consideram o imposto petrolífero, os royalties e o lucro petrolífero e de gás.

- a) Revisão do regime do Fundo Petrolífero no âmbito da Estratégia de Investimento. Esta atividade visa ajustar as estratégias de investimento e de retirada, de forma a garantir a sustentabilidade do Fundo Petrolífero.
- b) Reforço dos recursos do Gabinete de Política e Gestão do Fundo Petrolífero (PFPMO). Os técnicos que trabalham nesta área devem ver as suas capacidades reforçadas para gerir eficazmente a riqueza petrolífera e reduzir a dependência de especialistas internacionais. Devem ser definidos padrões de competência para assegurar que o processo de recrutamento seja baseado no mérito.

Saldo do Fundo Petrolífero

O saldo do Fundo aumentou USD 1.015,4 milhões em 2023, terminando o ano com USD 18.288,4 milhões. O saldo do Fundo é determinado pelas entradas provenientes das receitas petrolíferas, pelos rendimentos dos investimentos e pelas saídas resultantes das Mobilizações do Governo. As receitas petrolíferas contribuíram com USD 426,7 milhões para o Fundo, enquanto o rendimento anual dos investimentos foi de USD 1.678,7 milhões. Um total de USD 1.090,0 milhões foi retirado para financiar a despesa do Governo. As secções seguintes apresentam mais detalhes sobre cada componente.

Figura 4.5: Movimentos do FP em ativos líquidos, milhões USD



Receitas Petrolíferas

As receitas do Fundo dependem da Produção e dos preços. Bayu-Undan é o único campo em operação e, por ser um campo maduro, apresenta declínio natural de produção, associado à redução de pressão e à infiltração de água no reservatório. A produção atingiu o pico em 2012 e tem diminuído desde então. A perfuração de poços adicionais em 2018 e a Fase 3C em 2021 prolongaram a produção, embora se tenha verificado uma redução acentuada do volume produzido em 2022 e 2023.

Tabela 4.2: Receita Petrolífera Anual, milhões de USD

Ano	Receitas fiscais	Royalties e petróleo-lucro	Outros recebimentos	Receita total
2010	920,2	1 190,0	7,0	2 117,2
2011	1 286,8	1 946,9	8,0	3 241,6
2012	1 612,5	1 937,7	8,9	3 559,1
2013	1 167,1	1 866,3	8,4	3 041,8
2014	752,1	1 057,5	7,3	1 817,0
2015	460,8	537,1	5,9	1 003,8
2016	90,5	127,1	6,2	223,9
2017	181,0	234,0	6,7	421,7
2018	260,0	244,0	6,1	510,1

Ano	Receitas fiscais	Royalties e petróleo-lucro	Outros recebimentos	Receita total
2019	327,4	428,9	0,0	756,3
2020	145,5	164,6	16,1	326,2
2021	400,5	309,8	9,2	719,5
2022	491,8	611,7	2,9	1 106,4
2023	54,6	366,8	5,3	426,7

Em linha com a menor Produção e a descida dos preços, as receitas petrolíferas totais recebidas em 2023 fixaram-se em USD 426,70 milhões, menos de metade do observado no ano anterior. Este montante ficou USD 300 milhões acima das estimativas conservadoras do ESI consideradas no orçamento inicial de 2023 e alinhou-se com as previsões do orçamento rectificativo de 2023, que já refletiam as entradas verificadas até à data. No total, as receitas integraram USD 54,6 milhões em impostos petrolíferos, USD 366,8 milhões em royalties petrolíferos e Lucro Petrolífero (Profit Oil), e USD 5,3 milhões em Outros pagamentos, cobrados nos termos dos Artigos 6.1 (a), (b) e (e) da Lei do Fundo Petrolífero (ver Secção 3.5). A Tabela 4.2 apresenta as receitas anuais desde 2010.

A Santos é o Operador da Joint Venture de Bayu-Undan. Em 2023, o momento exato da cessação de Produção permanece incerto³², embora se antecipem receitas baixas; é evidente, contudo, que a maioria da riqueza petrolífera de Timor-Leste proveniente de Bayu-Undan já foi materializada. Considerando ainda a Produção dos campos Kakatua e Kitan, o output total desde 2004 atinge 954 milhões de BOE, gerando aproximadamente USD 25,4 mil milhões de receitas petrolíferas acumuladas para o Fundo Petrolífero.

Desempenho do investimento do Fundo Petrolífero

Em 2023, o Fundo registou uma rentabilidade total de 9,99%. Excluindo o empréstimo à TIMOR GAP E.P., a rentabilidade dos investimentos de mercado foi de 10,11%. A carteira de liquidez rendeu 4,25%, beneficiando da subida das taxas de juro de curto prazo, enquanto a carteira de crescimento atingiu 11,37%, combinando 4,91% em instrumentos de taxa fixa com 23,67% em ações. O empréstimo do Fundo à TIMOR GAP E.P. apresentou 6,43%, após a última avaliação independente.

Este desempenho forte em 2023 compensou as perdas significativas de 2022 e elevou a rentabilidade anualizada desde a criação para 4,27% (face a 3,95% no final de 2022). Desde 2005, a alocação a taxa fixa — que engloba liquidez e crescimento — rendeu, em média, 2,11% ao ano; por sua vez, a alocação a ações apresenta 9,97% ao ano desde o primeiro investimento, em 2010. Considerando apenas o período desde outubro de 2010 (quando se introduziram ações), a taxa fixa registou 1,16% ao ano.

Em termos reais (isto é, após dedução da inflação dos EUA), a rentabilidade anualizada desde a criação situa-se em 1,76%, aquém do objetivo implícito de 3% associado ao modelo de fundo permanente. Este modelo deixou de ser seguido: as Mobilizações elevadas obrigaram a reduzir o risco de investimento, através da segmentação do Fundo.

4.5 Resumo do processo de pagamento

A figura abaixo apresenta uma visão geral dos fluxos de receitas petrolíferas provenientes das entidades extrativas e dos respetivos Subcontratados para o Governo de Timor-Leste, os quais são, em última instância, depositados no Fundo Petrolífero.

As receitas fiscais associadas ao petróleo — como Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (CIT), Imposto Retido na Fonte (WHT), Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRT) e Imposto

³² Em 13 de junho de 2025, a ANP anunciou que a Produção de Bayu-Undan tinha cessado em 4 de junho de 2025 ([BAYU-UNDAN CESSATION OF PRODUÇÃO – Autoridade Nacional do Petróleo, I.P.](#)).

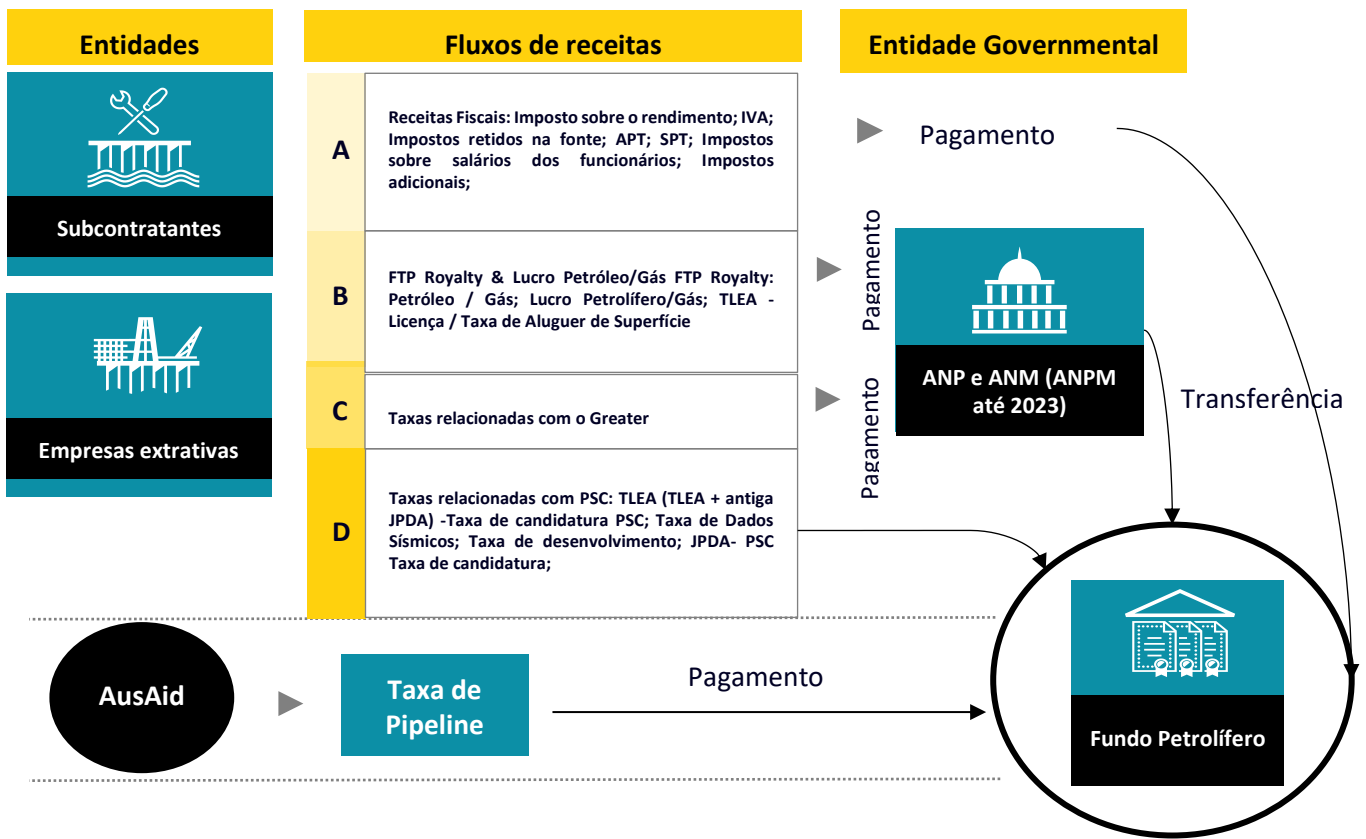
Adicional sobre os Rendimentos (APT) — são pagas diretamente para o Fundo Petrolífero e administradas pela Direção Nacional de Receitas Petrolíferas (DNRP), no âmbito da Autoridade Tributária do Ministério das Finanças.

A ANP (anteriormente ANPM até setembro de 2023) atua como autoridade reguladora das operações petrolíferas e arrecada a maior parte das receitas não fiscais, incluindo Primeira Tranche Petrolífera/royalties petrolíferos, Lucro Petrolífero, taxas de licença, taxas de arrendamento de superfície e encargos associados aos PSC. Uma vez arrecadadas, estas receitas são transferidas para o Fundo Petrolífero nos termos dos Artigos 6.1(b) e 6.1(e) da Lei do Fundo Petrolífero.

A figura inclui ainda as Taxas de gasoduto anteriormente pagas pela AusAid e transferidas diretamente para o Fundo de acordo com o Artigo 6.1(e); estes pagamentos foram descontinuados após 2020.

Em síntese, o setor petrolífero opera maioritariamente offshore, com ligação limitada à cadeia de valor doméstica: a Produção é realizada integralmente por Operadores estrangeiros e as receitas associadas afluem offshore para o Fundo Petrolífero. O único canal pelo qual a riqueza petrolífera entra na economia interna é o das Mobilizações anuais do orçamento, que financiam a atividade económica não petrolífera.

Figura 4.6: Componentes das receitas petrolíferas e processo de pagamento.



Regime Fiscal das operações de Petróleo e Gás

Nos termos do Requisito 2.1 da Norma ITIE 2023, Timor-Leste deve divulgar uma descrição completa do regime fiscal que regula as indústrias extrativas.

Em 2019, entrou em vigor um novo quadro legislativo fiscal na sequência da Resolução n.º 15/2019, que ratificou o Tratado de Fronteiras Marítimas entre Timor-Leste e a Austrália. De acordo com a Lei n.º 5/2019, foram introduzidas alterações significativas à legislação fiscal aplicável aos Operadores que atuavam na antiga JPDA, ajustando-a ao novo enquadramento jurídico e às obrigações decorrentes do Tratado.

Em conformidade com o Tratado e com o novo regime fiscal, foi igualmente necessário formular o Regime Especial de Greater Sunrise, estabelecendo as regras fiscais adaptadas à exploração e desenvolvimento deste campo transfronteiriço. Esta secção apresenta um resumo consolidado do regime fiscal aplicável em cada jurisdição relevante ao setor petrolífero de Timor-Leste.

A large, white, stylized number '5' is positioned on the left side of the page, partially overlapping the background image of an offshore oil rig. The number is bold and has a slight shadow effect.

5. Regime fiscal para as operações de petróleo e gás em Timor-Leste

5.1. Quadro institucional para taxas administrativas

A administração das receitas fiscais está atualmente sob a alçada do Ministério das Finanças.

A Autoridade Tributária de Timor-Leste (ATTL) e instituições da Autoridade Tributária são historicamente as seguintes:

1. Autoridade Fiscal Central (CFA) instituída ao abrigo do Regulamento n.º 2000/1 da UNTAET.
2. Serviços de Receitas de Timor-Leste (ETRS), estabelecidos ao abrigo do Regulamento n.º 2000/18 da UNTAET.
3. Direção-Geral das Receitas e Alfândegas (DGRC), criada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 13/2009, Diploma Ministério n.º 3/2009.
4. Direção-Geral das Receitas (DGR) criada ao abrigo do Diploma do Ministério n.º 39/2014.
5. Autoridade Tributária de Timor-Leste (ATTL) criada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 13/2017.
6. ATTL instituída ao abrigo do Decreto-Lei 31/2019 como primeira alteração do Decreto-Lei n.º 13/2017 e do Diploma Ministério n.º 52/2021.

A Direção Nacional de Receitas do Petróleo e Minerais (NDPMR-ATTL), integrada no Ministério das Finanças, é a entidade responsável pela administração e cobrança dos impostos estabelecidos por Lei, no âmbito das atividades petrolíferas e mineiras. As suas funções abrangem o processamento, cálculo, monitorização e asseguramento da contabilidade, bem como a cobrança, controlo, reembolso, declaração e liquidação das receitas provenientes destes setores.

Nos últimos vinte anos, Timor-Leste realizou investimentos significativos na modernização da administração fiscal, reforçados por atualizações recentes que incluíram a implementação do SIGITAS-V3 (Standard Integrated Government Tax Administration System)³³. Esta plataforma permite que os contribuintes do setor de petróleo e gás submetam as suas declarações fiscais online, garantindo maior eficiência, rapidez e precisão no processo declarativo. Este serviço digital reflete o compromisso da Autoridade Tributária em modernizar e simplificar a administração fiscal, promovendo processos mais transparentes e fiáveis.

Tributação do petróleo e gás em Timor-Leste

De acordo com o requisito 2.1 do Padrão ITIE 2023, Timor-Leste deve divulgar uma descrição do regime fiscal que rege as indústrias extrativas.

O setor petrolífero de Timor-Leste é atualmente composto por duas jurisdições diferentes com regimes jurídicos e fiscais diferentes:

- i. A Área do Regime Especial de Greater Sunrise prevê a gestão conjunta da receita fiscal entre a Austrália e Timor-Leste, nos termos do Anexo B do Tratado de Fronteiras Marítimas;
- ii. Área Exclusiva de Timor-Leste (TLEA) gerida por Timor-Leste em Offshore e Onshore.

Timor-Leste adota um regime de Contratos de Partilha de Produção (PSC) e uma administração tributária específica aplicável às atividades petrolíferas. Em 2019, na sequência da Resolução n.º 15/2019 que ratificou o Tratado de Fronteiras Marítimas, entrou em vigor um novo enquadramento legal que ajustou

³³ Fonte: <https://attl.gov.tl/>

as regras fiscais do setor. De acordo com a Lei n.º 5/2019, foram introduzidas alterações à legislação tributária aplicável quer à antiga JPDA, quer à Área Exclusiva de Timor-Leste (TLEA), com remissões para a Lei Geral Tributária n.º 8/2008, nomeadamente o seu Capítulo IX, harmonizando princípios, competências e obrigações declarativas no novo contexto jurisdiccional.

5.2 Legislação fiscal no Território de Timor-Leste

A localização geográfica das operações petrolíferas determina qual o regime fiscal aplicável. O regime fiscal aplicável à jurisdição exclusiva da TLEA de Timor-Leste é:

- Regulamento da UNTAET n.º 2000/18, com as respetivas alterações
- Lei dos Impostos e Taxas (Decreto-Lei n.º 8/2008), alterada pela Lei n.º 5/2019.

Para a antiga JPDA, com exceção de Bayu Undan e Greater Sunrise, está prevista a seguinte disposição fiscal ao abrigo da Lei n.º 5/2019, de 27 de agosto, e da Primeira Alteração à Lei n.º 8/2008, de 30 de junho, que aprova a Lei de Impostos e Taxas. As alterações específicas introduzidas são as seguintes:

- Os impostos sobre serviços designados e as retenções na fonte são reduzidos em 90% durante as fases de exploração e desenvolvimento. Esta redução só será aplicada na data das primeiras produções;
- Isenção de direitos aduaneiros para todas as operações de importação de petróleo na antiga Área de Contrato da JPDA e só estará sujeita a direitos aduaneiros quando esses bens de importação forem transferidos permanentemente para o território de Timor-Leste que não seja a Área de Contrato da antiga JPDA.

Tipo de taxas em detalhe

1. Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre o rendimento aplica-se aos Operadores à taxa de 30%.

2. Imposto Suplementar sobre o Petróleo (SPT). Na Área Exclusiva de Timor-Leste (TLEA), aplica-se uma taxa de 22,50% ao SPT, conforme o regime fiscal específico do setor petrolífero

3. Imposto retido sobre receita de bens e serviços (WHT)

A taxa de 6% será aplicada sobre a Receita Bruta de Bens e Serviços (WHT) para Subcontratados e outros fornecedores que prestam serviços em atividades petrolíferas na TLEA.

4. Imposto retido sobre salários (WIT)

Os trabalhadores que prestam serviços relacionados com as atividades petrolíferas na TLEA estão sujeitos ao imposto sobre o rendimento das pessoas singulares (WIT) em Timor-Leste sobre a sua remuneração.

A taxa de WIT de Timor-Leste aplicável aos trabalhadores residentes em Timor-Leste é de 10% (abaixo de USD 550) e 30% x montante salarial (acima de USD 550) sobre o rendimento bruto dos salários ou remuneração similar do trabalhador residente.

É igualmente aplicado um crédito fiscal mensal de 10 USD ao trabalhador residente que seja uma pessoa singular.

No caso de um trabalhador não residente, a taxa fixa de IRS é de 20% da remuneração.

Regime de impostos indiretos (TDA n.º 8/2008, Secção 71):

1. Imposto sobre as vendas na importação de bens

Imposto sobre as vendas na importação de bens é aplicada uma taxa de 6% sobre bens importados.

2. Direitos de Importação

Direitos de importação é aplicada uma taxa de 6% sobre bens importados em Timor-Leste.

3. Imposto sobre serviços designados

Imposto sobre serviços designados é de 12% (para hotelaria, restauração e alojamento prestados a Contratantes no âmbito das atividades petrolíferas (nos termos do TDA).

5.3. Antiga JPDA — Campos Bayu-Undan e Greater Sunrise

Enquadramento aplicável:

1. Bayu-Undan:

- Regulamento UNTAET n.º 18/2000
- Tratado do Mar de Timor substituído pelo Tratado de Fronteiras Marítimas após 30 de agosto de 2019
- Lei 5/2019 (altera as Leis 3/2003 e 4/2003) após 30 de agosto de 2019

2. Greater Sunrise:

- Regulamento n.º 1/1999 da UNTAET, de 25 de outubro de 1999
- Tratado do Mar de Timor substituído pelo Tratado de Fronteiras Marítimas após 30 de agosto de 2019
- Lei do Imposto sobre o Rendimento em 25 de outubro de 1999
- Regulamento UNTAET n.º 18/2000

3. Antiga JPDA – Regime fiscal de Bayu-Undan

O campo de Bayu-Undan (abrangendo as PSC TL-SO-T 19-12 e TL-SO-T 19-13 (antiga JPDA 03-12 e 03-13 pré-MBT) esteve na antiga JPDA e, como tal, foi regido pelo Tratado do Mar de Timor (TST) até 30 de agosto de 2019, no qual se torna legalmente parte do território de Timor-Leste MBT. A lei geral tributária (referida como Lei do Imposto sobre o Rendimento - legislação fiscal da indonésia de 25 de outubro de 1999) foi sujeita a novas alterações em resultado do ToBuca e da Lei do Desenvolvimento Petrolífero do Mar de Timor (Lei de Estabilidade Fiscal), diplomas alterados pela Lei 5/2019 após a Resolução 15/2019. Nova lei formalizou a transição das condições fiscais anteriores para o novo tratado.

1. Detalhe das taxas de Bayu-Undan:

Imposto sobre o rendimento

- Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas para Operadores à taxa fixa de 30% sobre o Rendimento Tributável Anual;
- O Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas para Subcontratados segue uma taxa progressiva: 10%, 15% e 30% sobre o Rendimento Tributável Anual.

Imposto retido sobre receita de bens e serviços (WHT)

Existem várias taxas que serão aplicadas sobre a Receita Bruta de Bens e Serviços (WHT) para Subcontratados e outros fornecedores que prestam serviços em atividades petrolíferas na JPDA, conforme mencionado no artigo 8º da Lei 3/2003 revista. As taxas WHT aplicáveis variam dependendo do

tipo de serviços (ou seja, serviços de perfuração (plataforma); serviços de construção; serviços técnicos, de gestão, jurídicos e contabilísticos, royalties e outros).

IVA com base na Lei n.º 11/1994

O IVA à taxa de 9% é aplicado aos "serviços tributáveis" prestados na JPDA a partir dos serviços prestados ou aluguer de bens pela empresa fornecedora (ou seja, Subcontratados).

Imposto Adicional sobre os Rendimentos (APT)

O Operador de Bayu-Undan está igualmente sujeito ao APT à taxa de 21,50%, aplicável aos lucros apurados de acordo com o regime fiscal do setor petrolífero.

Imposto retido sobre salários (WIT)

Os trabalhadores que prestam serviços relativos a atividades petrolíferas constantes do Anexo E da JPDA estão sujeitos ao imposto sobre o rendimento das pessoas singulares (WIT) em Timor-Leste sobre a sua remuneração. A taxa de WIT de Timor-Leste aplicável aos trabalhadores residentes em Timor-Leste é de 10%, 15% e 30% sobre o Rendimento Bruto dos salários do trabalhador residente ou remuneração similar.

No caso de um trabalhador não residente, a taxa fixa WIT é de $20\% \times 90\% = 18\%$ da remuneração.

2. Detalhes do regime fiscal do campo Greater Sunrise

O Regime Especial de Greater Sunrise (abrangendo os PSC JPDA 03-19 e 03-20) localiza-se parcialmente na área abrangida pelo Tratado de Fronteiras Marítimas, sobre a antiga JPDA, e parcialmente sob jurisdição exclusiva da Austrália.

Após 30 de agosto de 2019, o regime fiscal passou a ser definido nos termos do Anexo B do Tratado de Fronteiras Marítimas, que exige que Timor-Leste, a Austrália e o Contratante de Greater Sunrise discutam, negociem e acordem o regime tributário aplicável. Estas negociações estão em curso e serão formalizadas quando concluídas.

Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas

- O imposto sobre o rendimento das pessoas coletivas prevê uma taxa única de 30% para contratante e joint venture;
- O imposto passa a ser progressivo de 10%,15% e 30% para Subcontratados.

IVA com base na Lei n.º 11/1994

O IVA tem uma taxa de 9% sobre serviços tributáveis prestados na JPDA por empresas fornecedoras (incluindo aluguer de bens).

Branch Profits Tax (BPT)

O Operador de Greater Sunrise está sujeito a BPT de 20% sobre 90% de 20,1% dos lucros pós-impostos; ao abrigo do TST, a taxa de 20% reduz-se para 15% se a sociedade for residente na Austrália ou em Timor-Leste.

Imposto retido na fonte (WHT)

Aplicam-se taxas de WHT sobre a remuneração bruta de bens e serviços prestados por Subcontratados e outros fornecedores no âmbito das atividades petrolíferas em Greater Sunrise (a especificar no acordo final do regime especial).

Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (WIT)

Os trabalhadores que prestam serviços no âmbito de atividades petrolíferas ficam sujeitos ao WIT em Timor-Leste sobre a sua remuneração.

Para trabalhadores residentes, aplicam-se taxas progressivas de 10%, 15% e 30% sobre o rendimento bruto proveniente de salários ou remuneração similar.

Para não residentes, aplica-se uma taxa efetiva de 18% (resultado de 20% × 90%) sobre a remuneração, em conformidade com o Regulamento UNTAET n.º 1999/1 (25 de outubro), com remissão para a Lei do Imposto sobre o Rendimento n.º 10/1994.

3. Antiga JPDA – regime fiscal para campos além de Bayu-Undan:

O regime fiscal aplicável às operações petrolíferas realizadas na antiga JPDA (Kitan PSC TL-SO-T 19-10 e Kkanase PSCc TL-SO-T 19-11), para além de Bayu-Undan e Greater Sunrise, está igualmente sujeito a uma base de 90% devido ao TST, regime fiscal aplicável em Timor-Leste.

Regime fiscal noutros campos da antiga JPDA:

- Tratado de Fronteiras Marítimas
- Regulamento UNTAET n.º 2000/18 (com alterações)
- Taxas do Decreto-Lei n.º 8/2008, alterada pela Lei n.º 5/2019.
- Com referência à Lei do IVA n.º 11/1994 com base na Lei Fiscal n.º 5/2019

Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (CIT)

Em termos de tributação direta, aplica-se o Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (CIT) à taxa de 30% ao Operador e à joint venture.

Imposto retido na fonte (WHT)

No plano das retenções, incide com uma taxa de 5,4% sobre a remuneração bruta de bens e serviços paga a Subcontratados e outros fornecedores nas atividades petrolíferas da antiga JPDA.

Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (WIT)

Os trabalhadores afetos a atividades petrolíferas na antiga JPDA ficam sujeitos a tributação em Timor-Leste sobre a sua remuneração: para residentes, aplica-se 10% até USD 550 e 30% acima desse montante, calculado sobre o rendimento bruto (salários ou remunerações similares), beneficiando ainda de um crédito fiscal mensal de USD 10 para pessoas singulares; para não residentes, aplica-se taxa fixa de 20% sobre a remuneração.

Imposto Suplementar sobre o Petróleo (SPT)

Os Operadores na TLEA estão sujeitos ao Imposto Suplementar sobre o Petróleo (SPT) sobre lucros upstream positivos, à taxa de 19,8%, quando existam receitas líquidas acumuladas no ano.

IVA referente à Lei n.º 11/1994 com base no MBT ao abrigo da 1.ª alteração do TDA na Secção 71.1

No âmbito do IVA, aplicam-se 9% sobre serviços tributáveis prestados na antiga JPDA por empresas fornecedoras (incluindo prestação de serviços e aluguer de bens, como típico nos contratos de Subcontratados).

Visão geral das indústrias extrativas de Timor-Leste

6

Timor-Leste já distinguiu (através do Diploma Ministerial) as definições de artesanal, médio e grande. A mineração em pequena escala não é considerada nas definições devido à atividade real (produção e taxas cobradas) ser uma pequena parcela, em comparação com o setor do Petróleo & Gás e mesmo comparando com outros setores da economia.

Além disso, artesanal refere-se à mineração manual pura com a utilização máxima de 60 toneladas/mês de materiais de construção.

De acordo com os dados disponíveis, o setor mineiro em Timor-Leste é a pequena escala artesanal e a decisão foi de utilizar com orientação o Padrão ITIE (de acordo com o volume / atividade) e divulgar as informações disponíveis sobre o setor com algumas informações adicionais sobre as receitas (receitas de licenciamento).

6. Visão Geral da Indústria Extrativa de Timor-Leste

6.1 O enquadramento institucional do setor – AMN

Conforme já referido, até 2023, a Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais desempenhava a função de entidade governamental responsável pela regulação e supervisão do setor mineiro em Timor-Leste, em conformidade com a Constituição da República e com o Código Mineiro. Contudo, em 2023, registou-se um realinhamento estratégico dos setores do petróleo e dos recursos minerais. O Governo aprovou o Decreto-Lei n.º 63/2023, de 6 de setembro, que estabeleceu a Autoridade Nacional dos Minerais (ANM) como a nova entidade reguladora dedicada exclusivamente ao setor mineiro.

Enquanto Autoridade Reguladora do setor mineral, a ANM é responsável por assegurar o cumprimento das disposições legais e regulamentares ao longo de todas as fases da atividade mineira, nomeadamente: prospeção, exploração e avaliação, desenvolvimento, processamento, transporte, comercialização e encerramento de minas. A fiscalização do cumprimento é realizada através de mecanismos de monitorização e supervisão, com vista a garantir que os detentores de direitos mineiros cumprem os requisitos em matéria de saúde e segurança, proteção ambiental e conteúdo local, no exercício das atividades mineiras em todo o Território de Timor-Leste.

Além disso, o Decreto-Lei N.º 64/2023³⁴ introduziu a Murak Rai Timor, E.P. (MRT), uma empresa pública mineira recentemente constituída. Desde setembro de 2023, a MRT passou a assumir o papel de principal entidade pública representativa dos interesses do Estado no setor mineiro. O seu mandato inclui a realização de atividades mineiras alinhadas com as políticas governamentais e a promoção do desenvolvimento sustentável dos recursos minerais.

Enquanto empresa de criação recente, a MRT encontra-se a desenvolver ativamente projetos direcionados para minerais industriais, metais de base e preciosos e minerais críticos, incluindo elementos de terras raras. O portefólio da MRT visa diversificar a indústria mineira de Timor-Leste, através da disponibilização de serviços como estudos de viabilidade mineira, estimativa de recursos, planeamento da produção e auditorias de segurança. Por meio da integração de tecnologias avançadas de cartografia e monitorização, a MRT procura reforçar os níveis de produtividade e os padrões de segurança no setor.

Com vista a reforçar a transparência e o envolvimento das partes interessadas, a MRT mantém um website oficial (<https://mrt.com.tl/>) no qual são divulgados os projetos e iniciativas em curso. Esta plataforma funciona como um recurso de referência para a disponibilização de atualizações sobre atividades de prospeção e exploração, marcos dos projetos e desenvolvimentos estratégicos no âmbito do setor.

6.2 Enquadramento jurídico do setor mineiro

A ANM é responsável pela gestão e regulação do setor mineral no Território de Timor-Leste, em conformidade com o respetivo Decreto-Lei de criação e com a Lei n.º 12/2021, de 30 de junho (Código Mineiro).

Adicionalmente, a ANM encontra-se mandatada para supervisionar os aspetos ambientais do setor mineral. Nos termos do artigo 31.º, n.º 1, alínea s), do Decreto-Lei n.º 46/2023, que aprova a Orgânica do IX Governo Constitucional, é atribuída ao Ministério do Petróleo e dos Recursos Minerais a competência para acompanhar o processo de licenciamento e aprovar as Licenças Ambientais aplicáveis aos setores do Petróleo e dos Minerais.

³⁴ Fonte: [Decreto-Lei No. 64/2023](#)

Esta responsabilidade é ainda sustentada pelo Decreto-Lei de criação da ANM e pelo Decreto-Lei n.º 39/2022, de 8 de junho, que constitui a primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 5/2011, de 9 de fevereiro, relativo ao Licenciamento Ambiental e a outra legislação aplicável em Timor-Leste.

A legislação aplicável ao setor mineiro inclui³⁵:

- Diploma Ministerial n.º 64/2016, de 16 de novembro;
- Lei n.º 12/2021, de 30 de junho — Código Mineiro;
- Decreto-Lei n.º 5/2011 — Licenciamento Ambiental;
- Diploma Ministerial n.º 55/2022, de 16 de novembro de 2022;
- Resolução do Governo n.º 35/2022;
- Decreto-Lei n.º 63/2023, de 6 de setembro — Autoridade Nacional dos Minerais (ANM);
- Despacho Ministerial n.º 001/2024, de 16 de fevereiro de 2024.

O ano de 2022 marcou um período de transição na aplicação do enquadramento jurídico que rege o setor mineiro em Timor-Leste. A Lei n.º 12/2021, de 30 de junho, que estabelece o Código Mineiro, foi plenamente implementada no início do ano. A entrada em vigor desta Lei conduziu a alterações nos procedimentos administrativos aplicáveis aos pedidos mineiros, nos processos de avaliação documental e, em última instância, à revisão do processo de atribuição de Direitos Mineiros.

Em 2024, foi emitido o Despacho Ministerial n.º 001/2024, que delegou competências na ANM para a atribuição de Autorizações Mineiras para Materiais de Construção e de Licenças Mineiras. Esta medida visa simplificar os procedimentos, atrair investimento para o setor mineiro e contribuir para o desenvolvimento socioeconómico de Timor-Leste.³⁶

Diploma Ministerial n.º 64/2016, de 16 de novembro

O Diploma Ministerial n.º 64/2016³⁷ de 16 de novembro, de Timor-Leste, clarifica a necessidade de reforçar a melhoria dos procedimentos administrativos de licenciamento, bem como as obrigações gerais dos titulares de licenças, a classificação das atividades e a avaliação das taxas associadas. O diploma visa ainda aperfeiçoar os requisitos técnicos aplicáveis à avaliação, planeamento, implementação e monitorização, bem como aos processos de inspeção, auditoria e reporte das atividades mineiras.

Este Diploma promove a participação de cooperativas ou de empresas timorenses constituídas ao abrigo da legislação de Timor-Leste em atividades de prospeção e exploração relacionadas com materiais de construção, exigindo uma participação mínima superior a 50% detida e controlada por nacionais timorenses.

As licenças emitidas pela ANPM, nomeadamente a Licença de Prospeção, a Licença de Exploração e a Licença de Exploração Mineira, com exceção das relativas a pedras dimensionais e ornamentais, têm uma duração de um (1) ano, salvo se o despacho de aprovação respetivo estipular de forma diversa.

O Diploma Ministerial esclarece ainda, em conformidade com a Constituição do país, que todos os recursos minerais existentes em terrenos públicos e privados no território de Timor-Leste são

³⁵ Fonte: [Autoridade Nacional dos Minerais Timor-Leste, I.P.](#)

³⁶ Fonte: [Jornal da República - Despacho N.º 14/PGR/2024](#)

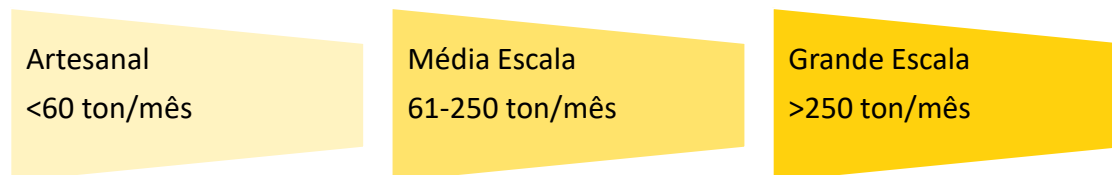
³⁷ Fonte: [Ministerial Diploma No. 64/2016](#)

considerados pertencentes ao domínio público do Estado, podendo este adquirir, incluindo por via de expropriação, os terrenos privados onde tais recursos existam ou venham a ser descobertos.

1. Taxas e Classificação

As Taxas e Classificação para Licença Mineira em 2016 aplicam-se de acordo com o Diploma Ministerial n.º 2/2014 de 19 de fevereiro de janeiro a novembro de 2016 e o Diploma n.º 64/2016 de 16 de novembro aplica-se de dezembro de 2016 até ao presente.

Figura 6.1: Classificação das taxas de licença artesanais, médias e grandes



Taxa de licença – Art. 7º

As taxas de licença aplicadas para as diferentes atividades, conforme classificação acima, são as seguintes.

Tabela 6.1: Taxas de licenciamento para pedidos novos/de extensão em conformidade com o artigo 7.º

Actividade	Taxas (em USD)
Artesanal	Sem taxas
Prospecção	500
Exploração	1,500
Mineração/Extração (Média escala)	500
Mineração/Extração (Grande escala)	1,500

Taxa de Mineração/Extração – Art. 8º

As taxas de exploração aplicáveis ao valor dos Materiais de Construção, Materiais de Transformação e Rochas Ornamentais são estabelecidas pelo presente Decreto. As taxas de exploração mineira, de acordo com a classificação do total de toneladas extraídas, são as seguintes:

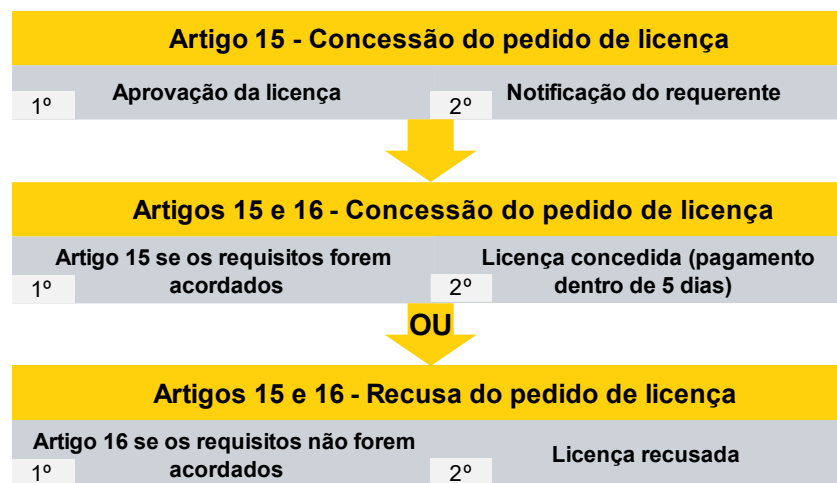
Tabela 6.2: Taxa de exploração mineira por tonelada

	MATERIAIS DE CONSTRUÇÃO (em USD/tonelada explorada)		MATERIAIS DE TRANSFORMAÇÃO (em USD/tonelada explorada)			PEDRAS ORNAMENTAIS (em USD/tonelada explorada)	
	Outros ?16mm	Areia (tamanho =16mm)	Calcário	Argila	Gesso	Calcário, Granito e Mármore	Outros previstos no artigo 28.º
Artesanal	0.00	0.00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Média escala	3.00	2.00	0.75	0.50	0.75	8.00	7D.00
Grande escala							

2. Licenciamento

O âmbito da licença inclui a investigação científica, a licença de prospeção e a licença mineira (artigos 12º e 13º do DM 64/2016 de 16 de novembro). O requisito da licença deve ser aplicado da seguinte forma:

Figura 6.2: Requisito para pedido de licença de acordo com os artigos 15.º e 16.º



Lei n.º 12/2021, de 30 de junho, Código Mineiro

A Lei n.º 12/2021, de 30 de junho, estabelece o Código Mineiro para o território de Timor-Leste. Este Código, aprovado pela Assembleia da República e promulgado pelo Presidente da República Democrática de Timor-Leste, estabelece um quadro jurídico abrangente para regular a indústria mineira.

Objetivos do Código de Mineiro:³⁸

- Proporcionar o desenvolvimento económico e social sustentado do País;

³⁸ Fonte: [Lei No. 12/2021 30 of June Mining Code](#)

- Criar emprego e melhorar as condições de vida das pessoas que vivem nas áreas mineiras;
- Proteger o ambiente, minimizando o impacto negativo que as operações geológicas e mineiras possam causar ao ambiente, bem como a sua recuperação ambiental;
- Assegurar o desenvolvimento do capital humano nacional, nomeadamente através de programas de formação e desenvolvimento de recursos humanos em colaboração entre o setor público e privado;
- Garantir a igualdade de género e combater as práticas discriminatórias neste setor;
- Assegurar receitas fiscais para o Estado;
- Prevenir práticas ilegais de mineração;
- Estabelecer um regime eficiente e transparente para a concessão de direitos mineiros;
- Incentivar o reinvestimento no país;
- Promover a utilização dos recursos minerais nacionais.

Entre as principais disposições contam-se o artigo 140.º, que especifica os requisitos para a comunicação de infrações administrativas, e o artigo 141.º, que define os procedimentos para a adoção de sanções administrativas. Estas disposições sublinham a importância da manutenção de registos pormenorizados e de uma tomada de decisões transparente para defender a responsabilização do setor. O artigo 147 prevê a criação de um Registo Mineiro para registar os direitos mineiros, reforçando assim a transparência. Além disso, o artigo 150 obriga o governo a publicar relatórios anuais sobre as receitas mineiras, garantindo uma visão pública dos ganhos económicos da mineração. Os artigos 160.º e 161.º definem mecanismos de resolução de litígios e disposições transitórias para contratos pré-existentes, assegurando um alinhamento sem descontinuidades com o novo Código.

O Código Mineiro foi concebido para estabelecer um ambiente regulatório equilibrado e robusto que promova práticas de mineração responsáveis em Timor-Leste, contribuindo assim para o desenvolvimento sustentável do país.

Diploma Ministerial n.º 55/2022, de 16 de novembro

O Diploma Ministerial n.º 55/2022, de 16 de novembro de 2022, é um diploma legislativo que estabelece as taxas administrativas relativas ao setor mineiro nos termos do artigo 152.º do Código Mineiro. Este diploma foi necessário devido à necessidade de formalizar as taxas associadas à obtenção e manutenção de direitos mineiros, à expansão de áreas de concessão, à extensão de direitos existentes e à realização de outros procedimentos administrativos previstos no Código Mineiro, que foi ratificado pela Lei n.º 12/2021, em 30 de junho de 2021. O diploma define os honorários específicos por serviços prestados por autoridades públicas na concessão e exercício de direitos mineiros, bem como pelo acesso a informações e dados mineiros pertinentes. Parte integrante deste diploma é a tabela anexa de taxas, que detalha os encargos pelos serviços acima mencionados.

Resolução do Governo n.º 35/2022, de 16 de dezembro

Em 2022, a Resolução do Governo n.º 35/2022 aprovou a abertura de áreas para o exercício de atividades mineiras e determinou os termos de referência para o edital de atribuição de direitos mineiros para a exploração e produção de materiais de construção em três áreas de concessão.

Nos termos do artigo 116.º da Constituição, a par dos artigos 8.º e 10.º do Código Mineiro, ratificado pela Lei n.º 12/2021, de 30 de junho, foram adotadas as seguintes deliberações: designar regiões específicas no território nacional, conforme delineado no Anexo I da presente resolução, para a execução de operações de exploração mineira destinadas a materiais classificados como materiais industriais e de construção. Isso está sujeito às limitações descritas no artigo 58 do Código Mineiro. Além disso, são ratificados os termos de referência para o início de um processo licitatório para a atribuição de direitos mineiros. Trata-se da exploração e extração de materiais de construção dentro de três zonas de concessão, conforme recomendação do Ministro do Petróleo e Minerais, detalhado no Anexo II, com ênfase na areia e gravilha.

Despacho Ministerial n.º 001/2024, de 16 de fevereiro de 2024

O Despacho Ministerial n.º 001/2024, publicado em fevereiro de 2024, atribui à ANM a competência para conceder Autorizações e Licenças Mineiras, com vista a melhorar o processo de licenciamento no setor mineiro de Timor-Leste.

Nos termos da Constituição e do Código Mineiro, o Estado é o proprietário de todos os recursos minerais existentes no território nacional, competindo ao Ministério do Petróleo e dos Recursos Minerais a gestão e regulação destas atividades.

Os principais pontos do Despacho incluem:

- Delegação de competências: a ANM fica autorizada a emitir Autorizações para a exploração de materiais de construção, com restrições à exportação e um limite anual de produção até 500.000 m³. A ANM passa igualmente a estar habilitada a emitir Licenças Mineiras.
- Requisito de consulta: antes da emissão de Autorizações e Licenças, a ANM deve consultar o Ministro do Petróleo e dos Recursos Minerais, assegurando que as decisões estão alinhadas com as políticas nacionais.
- Duração da delegação: as competências delegadas à ANM mantêm-se em vigor até à revogação do Despacho, garantindo continuidade na gestão das atividades mineiras.

Esta iniciativa representa um passo significativo para a atração de investimento no setor mineiro, contribuindo para o desenvolvimento económico de Timor-Leste, ao mesmo tempo que promove a gestão sustentável dos recursos minerais.

6.3 Atividade mineira em Timor-Leste

O setor mineiro de Timor-Leste é de dimensão reduzida; contudo, o país tem vindo, nos últimos anos, a adotar medidas para apoiar o crescimento da indústria, incluindo a realização dos primeiros levantamentos geofísicos em 2018 e a aprovação de um novo Código Mineiro em 2021 (Lei n.º 12/2021, de 30 de junho), conforme anteriormente referido. Desde o lançamento do primeiro Concurso Mineiro em 2023, o Governo de Timor-Leste atribuiu um total de trinta e duas (32) Áreas de Concessão (AC) a detentores de direitos mineiros, das quais dezanove (19) áreas foram concedidas a seis (6) empresas para atividades de Exploração e Avaliação, e treze (13) áreas adicionais foram atribuídas a quatro (4) empresas para Prospeção. Estas atribuições permitiram aos detentores de direitos mineiros realizar estudos detalhados e levantamentos preliminares, com vista à identificação e avaliação do potencial mineral de Timor-Leste.

O website da ANP disponibiliza um mapa interativo³⁹ que apresenta o estado e os limites geográficos das áreas de concessão mineira em todo o país. Este mapa permite aos utilizadores visualizar a localização e a dimensão dos blocos destinados à exploração mineira, reforçando a transparência relativamente às áreas disponíveis para licenciamento.

Número de licenças

Antes da criação da ANM, em setembro de 2023, as respetivas competências eram asseguradas pela ANPM. Antes desta transição institucional, o website da ANPM disponibilizava acesso público a uma lista abrangente das licenças mineiras emitidas desde 2006, organizada por ano de emissão e incluindo a designação das licenças e os respetivos titulares (ver Anexo F para mais detalhes). Atualmente, a ANM publica informação sobre as licenças mineiras emitidas através do seu website oficial.

Em 2023, a ANM emitiu apenas quatro licenças, em resultado do carácter transitório do período. Apesar da coordenação ativa e da comunicação mantida com as empresas envolvidas em atividades mineiras relacionadas com materiais de construção, bem como dos esforços desenvolvidos para incentivar a

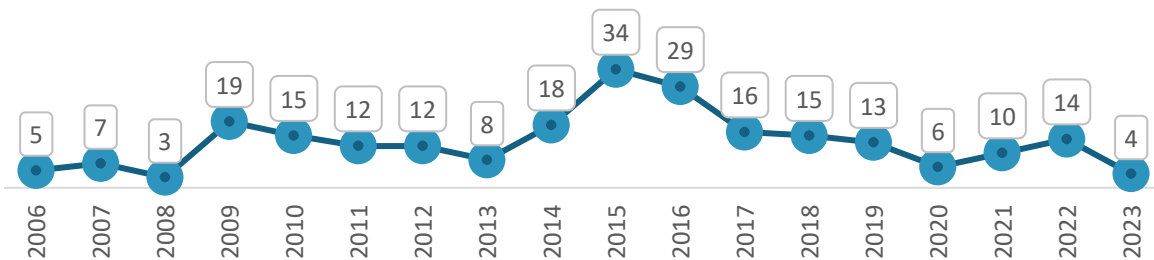
³⁹ Fonte: [ANM website - Interactive Maps](#)

submissão da documentação necessária à obtenção de licenças, apenas um número limitado de empresas conseguiu cumprir os critérios exigidos.

Não obstante, registou-se um aumento significativo dos pagamentos associados a atividades mineiras informais. Este aumento foi impulsionado, sobretudo, pelo crescimento dos projetos de infraestruturas — nomeadamente construção de estradas e pontes — em todo o país, em comparação com o ano anterior. Em consequência, a compensação pelos materiais de construção utilizados foi substancialmente superior.

Para referência histórica das licenças emitidas no período de 2006 a 2023, consultar a Figura 6.3 abaixo.

Figura 6.3: Número de licenças emitidas em 2006-2022



A informação detalhada sobre as licenças mineiras atribuídas durante o ano de 2023 é apresentada na Tabela abaixo:

Tabela 6.3: Licenças minerais concedidas em 2023

Nome da licença	N.º da licença	Coordenadas	Tipo de licença	Estado da Licença (Licenciado /Expirado)	Classificações (Grande/Mé dia escala)	Date of Application	Data de atribuição	Duração da Licença
Starking Raw Materials Unipessoal.Lda	01/2023	Anexo J	Licença Mineira	Válido	N/A	22/11/18	13/03/23	1 ano
King Construction.Lda	02/2023	Anexo J	Licença Mineira	Válido	N/A	24/01/23	3/04/23	1 ano
Star Concrete.Lda	03/2023	Anexo J	Licença Mineira	Válido	N/A	16/12/19	25/11/23	1 ano
Geranca Unipessoal.Lda (Reconnaissance Permit)	01/R/2023	Anexo J	Alvará de Reconhecimento	Válido	Reconhecimento	14/02/20	17/04/23	1 ano

Processo de licenciamento

No processo de concessão de licenças mineiras, a Permissão Mineira é concedida mediante a aprovação do Plano Mineiro proposto pelo requerente. Na aprovação do Plano Mineiro, a ANPM leva em consideração critérios técnicos e financeiros.

Critérios técnicos:

- Detalhes relevantes para a mineração/ experiência em mineração (com provas documentais de apoio)

- Detalhes de direitos mineiros anteriores detidos.
- CV do pessoal técnico que estará associado à Atividade Mineira
- Lista de ativos de exploração e produção
- Documento de Projeto para Licença Ambiental
- Plano de Gestão de Segurança e Saúde
- Diretor Técnico para o exercício da atividade mineira
- Plano de Encerramento de Minas para Atividade Mineira

Critérios financeiros:

- Informações sobre a disponibilidade financeira para as operações previstas (com documentos comprovativos)
- Cobertura de seguro para a atividade de prospeção proposta (com comprovativo documental)
- Comprovativo do pagamento da taxa de candidatura
- Cópia da certidão de situação fiscal regulada

Abertura de Área para Atividades Mineiras

Através da Resolução do Governo n.º 35/2022⁴⁰, de 16 de dezembro, que aprovou a abertura de áreas para Atividades Mineiras para minerais classificados como Materiais de Construção e Termo de Referência para Concurso de Direitos Mineiros para prospeção e extração em larga escala de areias fluviais para fins de exportação.

As Áreas de Atividades Mineiras para minerais classificados como Minerais Industriais com categoria de Materiais de Construção abrangem o território de Timor-Leste com a restrição prevista no artigo 58.º da Lei n.º 12/2021, de 30 de junho, do Código Mineiro. Com a abertura da área para Atividades Mineiras para Minerais Industriais com a categoria de Materiais de Construção, qualquer pessoa singular e coletiva interessada é bem-vinda para apresentar suas candidaturas para explorar, desenvolver e minerais os minerais.

Cobrança de receitas

A ANPM disponibiliza um reporte detalhado das Cobranças de Royalties da Operação Mineira no seu site oficial⁴¹. Esta receita provém de várias fontes, conforme descrito abaixo:

1. Pagamentos associados a Licenças Mineiras, que incluem:
 - Taxas mineiras, nos termos do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 64/2016, de 16 de novembro;
 - Taxas de Licença, nos termos do artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 64/2016, de 16 de novembro;
2. Pagamentos por Permissões Mineiras, englobando:

⁴⁰ Fonte: [Government Resolution No. 35/2022](#)

⁴¹ Fonte: [Autoridade Nacional dos Minerais Timor-Leste, I.P. - Summary of Mineral Revenue Collected](#)

- Taxas de Royalties Mineiros, nos termos do artigo 105.º e do Anexo II, artigo 7.º, alínea iii), do Código Mineiro n.º 12/2021, de 30 de junho;
 - Taxas Administrativas, nos termos do Decreto-Lei n.º 55/2022, de 16 de novembro, nos termos do artigo 152.º do Código Mineiro;
3. Compensação por Atividades Mineiras Não Autorizadas, que inclui:
 - Sanções por operações não autorizadas exigidas pelo artigo 42.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 64/2016;
 - Sanções por operações não autorizadas especificadas no artigo 132.º, n.º 3, alínea a), no artigo 132.º, n.º 6, e no Anexo II, secção 7, alínea iii), do Código Mineiro n.º 12/2021, de 30 de junho;
 4. A Taxa Anual de Superfície, nos termos do Acordo de Exploração, artigo 111.º, e referenciada no Anexo III do Código Mineiro n.º 12/2021, de 30 de junho.
 5. Concursos Públicos para Materiais Minerais de Construção.

Em 2023, a receita total proveniente do setor mineiro registou uma diminuição de 40%, passando de USD 2.462.209,97 para USD 1.486.741,74. Esta redução foi principalmente atribuída a um decréscimo significativo das Taxas Mineiras arrecadadas em 2023, que caíram de USD 2.203.041 para USD 507.847. Para uma desagregação detalhada dos pagamentos do setor mineiro, remete-se para o Anexo C (2023) e o Anexo D (2022).

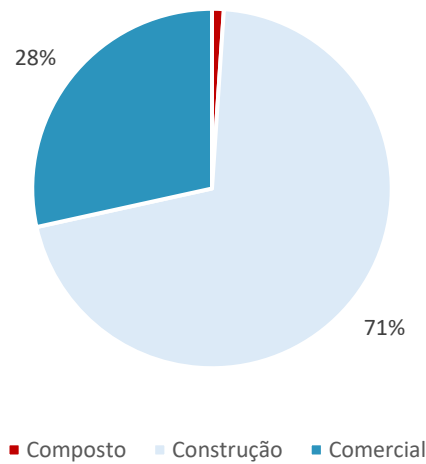
A variação das receitas mineiras entre 2023 e 2022 foi a seguinte:

Tabela 6.4: Variação das receitas mineiras de 2022 a 2023

	Taxas de licença	Taxas Mineiras	Taxas de Royalties Mineais	Taxas de compensação	Taxa anual de Superfície	Taxas administrativas	Royalties Minerais	Taxas de Concurso público	Total
2023	-	507 827	25 212	670 217	-	7 250	270 866	5 370	1 486 742
2022	13 500	2 203 041	17 280	167 315	10 944	1 600	48 530	-	2 462 210
Var USD	-13 500	-1 695 214	7 932	502 902	-10 944	5 650	222 336	5 370	-975 468
Var, %	-100%	-77%	46%	301%	-100%	353%	458%	100%	-40%

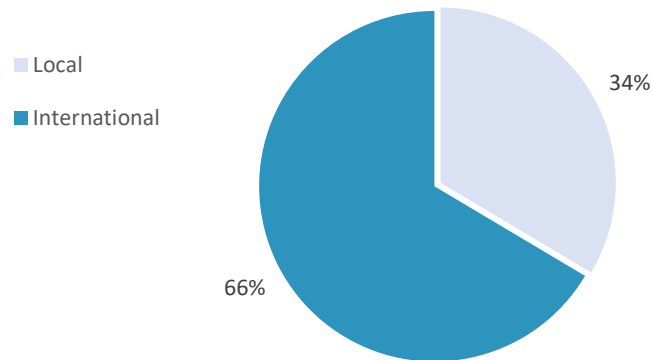
De acordo com a informação disponibilizada pela ANM relativa aos pagamentos no setor mineiro, as receitas encontram-se categorizadas por tipo de atividade. A maior parte da receita é atribuída às atividades de construção, que representam 71% (USD 1.048.153), enquanto as atividades comerciais correspondem a 29% (USD 422.883).

Figura 6.4: Pagamentos mineiros por tipo de atividades



Adicionalmente, a origem das receitas do setor mineiro encontra-se dividida entre fontes internacionais e locais, sendo que 66% (USD 986.378) foram gerados a nível internacional, enquanto 34% (USD 500.363) resultaram de operações de âmbito local.

Figura 6.5: Pagamentos mineiros por origem



Produção de materiais de construção

A ANM publica informação sobre o volume de materiais de construção extraídos através do seu website oficial⁴². Em 2023, o volume total de materiais de construção extraídos atingiu 466.998,04 metros cúbicos, correspondendo à produção combinada de brita e areia. Este valor representa um aumento aproximado de 23,9% face a 2022 (um acréscimo de 89.997,18 metros cúbicos), evidenciando uma recuperação após a quebra registada em 2021.

⁴² Fonte: [Autoridade Nacional dos Minerais Timor-Leste, I.P - Total volume construction materials extracted \(Cu.m\)](#)

O volume de produção reportado inclui tanto as quantidades licenciadas como as quantidades sujeitas ao pagamento de compensações. Para mais detalhes, remete-se para a Tabela 6.5 abaixo.

Tabela 6.5: Dados de produção mineira para o ano de 2023

Ano	Unidade	Areia	Cascalho	Quantidade Total
2022	m ³	68 369,94	308 630,92	377 000,86
2023	m ³	396 990,77	70 007,27	466 998,04
Varição	m ³	328 620,83	- 238 623,65	89 997,18
Varição (%)	m ³	480,7%	-77,3%	23,9%

6.4 Outras considerações

Cobertura da mineração artesanal e em pequena escala (ASM)

De acordo com o Requisito 6.3 da ITIE, espera-se que os relatórios da ITIE incluam "uma estimativa da atividade do setor informal, incluindo, mas não necessariamente limitado, a mineração artesanal e em pequena escala." nas informações relacionadas com as contribuições das indústrias extrativas para a economia para o exercício fiscal abrangido.

Na fase de delimitação de âmbito, o MSWG deve avaliar se as operações mineiras formais ou informais com formas predominantemente simplificadas de exploração, extração, processamento e transporte devem ou não ser incluídas no relatório da ITIE. No entanto, ainda é um setor típico de informalidade com lacunas nos dados (estatísticas de produção desagregadas por local de mina e mineral, e aquelas agregadas em níveis nacionais) e fluxos de receitas formais (derivados do licenciamento de permissões e taxas de produção em locais de minas).

Timor-Leste já distinguiu (através de Diploma Ministerial) entre definições de artesanal, médio e grande. A mineração em pequena escala não é considerada nas definições devido à atividade real (produção e taxas cobradas) ser muito mínima, em comparação com o setor de Petróleo e Gás e até mesmo outros setores da economia.

Além disso, artesanal refere-se à mineração manual pura com uso de no máximo 60 toneladas/mês de materiais de construção. Para definir a classificação sobre se é artesanal ou não deve considerarse também:

- Se a atividade for realizada em mineração manual pura, sem qualquer maquinaria moderna de apoio à atividade (artesanal);
- Se o método de extração utilizar maquinaria moderna como trator e escavadora, então e mesmo sabendo que a quantidade é inferior a 60 ton/mês está sujeito ao pagamento de licença e taxa.

Em todos os momentos, o MSWG precisará considerar questões de proporcionalidade, ou seja, quanto esforço, tempo e recursos são adequados para a quantidade de informações a serem usadas. A recolha de dados pode ter implicações significativas em termos de custos, pelo que se assume que a fase de delimitação de âmbito se basearia na informação primária ou secundária existente disponível em Timor-Leste. Com as informações disponíveis nesta fase de delimitação de âmbito, verificamos que as receitas mineiras ainda são imateriais, conforme descrito abaixo (e também ver limite e considerações materiais).

As opções recomendadas para ASM / pequena escala aplicáveis para relatórios de Timor-Leste são:

Opção 1 – Fornecer uma visão geral do setor ASM;

Opção 2 – Fornecer uma visão geral dos dados de atividade, produção e exportação de ASM;

Opção 3 – Fornecer uma visão geral dos dados de atividade, produção, exportação e receita da ASM.

De acordo com o acima referido, o grupo MSWG concordou que o setor mineiro em Timor-Leste é um ASM/pequena escala e a Opção 3 continua a ser a mais adequada, tendo em conta a informação disponível como a visão geral do setor mineiro, enquadramento legal, os dados de material de construção extraídos durante o período de referência, com alguma informação adicional sobre receitas (receitas de licenciamento).

Licenças, contratos e beneficiários efetivos

Esta secção destaca os progressos alcançados em duas áreas fundamentais: licenças e beneficiário efetivo.

Apresenta os procedimentos gerais de adjudicação e transferência de direitos mineiros e de petróleo e gás, com referência clara aos critérios técnicos e financeiros avaliados. Foi alcançado um marco significativo: o website da ANP passou a disponibilizar informação sobre os Contratos de Partilha de Produção (PSC) (Timor-Leste Territory – AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO, I.P.).

Adicionalmente, o MSG ampliou a utilização do reporte ITIE para realizar diagnósticos sobre desvios não triviais relativamente aos procedimentos legais aplicáveis à adjudicação e transferência de licenças e contratos. Timor-Leste encontra-se bem posicionado para reforçar ainda mais as A ITIE reconhece a importância da transparência dos beneficiários efetivos na prevenção do uso indevido de estruturas societárias para ocultar receitas provenientes de corrupção e outras atividades ilícitas. Esta secção apresenta igualmente os avanços registados na implementação da divulgação de beneficiários efetivos em Timor-Leste.

Além disso, o Padrão ITIE 2023 reforça as medidas anticorrupção no setor extrativo, introduzindo objetivos mais claros para mitigar riscos de corrupção, especialmente no âmbito de licenciamento e beneficiário efetivo. As empresas abrangidas pelo Relatório ITIE de Timor-Leste, incluindo empresas estatais, foram obrigadas a submeter as suas políticas anticorrupção, em conformidade com este novo requisito.



7. Licenças, contratos e propriedades

7.1 Divulgação de licenças/Contratos

O Padrão ITIE 2023 exige que sejam divulgadas informações relativas a licenças e contratos, a fim de fornecer informações relevantes às partes interessadas.

De acordo com o requisito 2.2, Timor-Leste deve divulgar:

- i. Descrição do processo de transferência ou atribuição da licença;
- ii. Critérios técnicos e financeiros utilizados;
- iii. Informações sobre o(s) destinatário(s) da licença que foi transferida ou concedida;
- iv. Desvios materiais do quadro legal e regulamentar aplicável que rege as transferências e adjudicações de licenças.

Além disso, o governo deve divulgar o processo de concessão ou transferência de licença de uma licitação e as regras que determinam como os candidatos são escolhidos.

Declaração de responsabilidade relativa ao Ano Fiscal de 2023 da ITIE Timor-Leste sobre a Divulgação do Processo de Adjudicação e Transferência de PSC

A informação apresentada nesta secção reflete o enquadramento regulamentar e as práticas aplicadas durante a ronda de licenciamento mais recente de Timor-Leste, conduzida entre 2019 e 2022. Durante este período, a ANP geriu o processo sobretudo através de uma plataforma eletrónica dedicada: <https://app.anpm.tl/login>. Esta plataforma funcionava como ponto central de interação para todas as empresas participantes, permitindo a submissão de documentação, o acesso a materiais relevantes e a consulta de anúncios oficiais, protocolos de concurso e documentação de apoio.

À data de preparação do presente relatório, o website de licenciamento da ANP encontra-se temporariamente indisponível devido a trabalhos de manutenção e modernização. Após o encerramento da última ronda de licenciamento, a ANP realizou, em maio de 2025, um inquérito junto das partes interessadas com o objetivo de recolher contributos sobre o processo anterior. Com base nesse feedback, a autoridade encontra-se a rever vários elementos técnicos, fiscais e legais do protocolo de concurso, com vista a reforçar a eficiência e a competitividade. Estas atualizações integram os preparativos para a terceira ronda de licenciamento, prevista para ser lançada em meados de 2026, estando a publicação do protocolo de concurso atualizado agendada para o início de 2026.

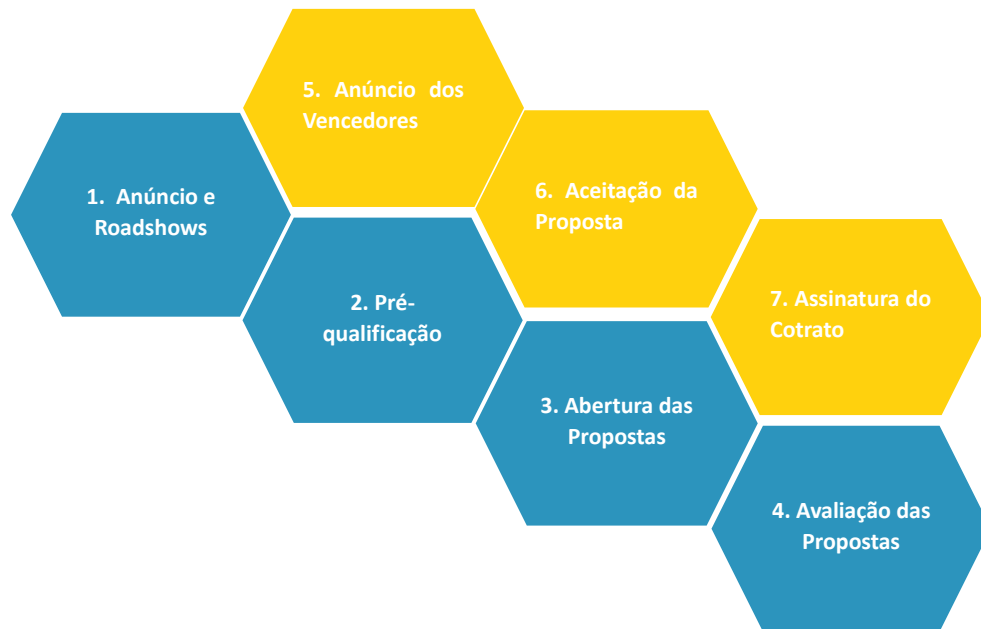
Em resultado destas revisões e da indisponibilidade temporária do website, os links e documentos anteriormente acessíveis e referenciados em relatórios ITIE anteriores deixaram de estar disponíveis para consulta pública. Tal limita a possibilidade de fornecer referências diretas a fontes oficiais online no âmbito do ano fiscal de 2023. Para assegurar transparência e continuidade, o presente relatório inclui um resumo do processo de adjudicação e transferência de PSC, baseado nas práticas historicamente implementadas e nas informações disponibilizadas pela ANP.

A ITIE Timor-Leste mantém o seu compromisso em assegurar informação rigorosa e completa. Assim que a ANP concluir a atualização dos seus sistemas e publicar o protocolo de concurso revisto, os relatórios futuros incluirão referências diretas aos recursos oficiais. Entretanto, o resumo infra descreve as principais etapas e requisitos do processo de adjudicação de PSC tal como aplicados na última ronda de licenciamento, garantindo ao público uma compreensão clara das condições em que as licenças são atribuídas e transferidas, dos termos sob os quais as empresas operam e de quem beneficia, em última instância, dessas operações.

Visão geral da adjudicação e transferência de contratos e licenças (RE 2.2.a)

O setor do Petróleo e Gás de Timor-Leste é, de forma geral, regulado ao abrigo de Contratos de Partilha de Produção (PSC) celebrados entre as empresas petrolíferas e a ANP.

Figura 7.1: Processo de Licenciamento por Concurso - Etapas



Principais requisitos para a adjudicação/transferência de contratos

As empresas que pretendem participar na Ronda de Licenciamento de Timor-Leste e, subsequentemente, celebrar **Contratos de Partilha de Produção (PSC)** com a ANP devem, numa primeira fase, concluir um processo obrigatório de pré-qualificação. Este **Requisito**, previsto no Artigo 10.2 da Lei das Atividades Petrolíferas, assegura que apenas entidades elegíveis avançam para a fase de licitação.

Para efeitos de pré-qualificação, as empresas podem candidatar-se individualmente ou constituir consórcios. Cada consórcio deve designar uma das empresas como potencial operador da(s) área(s) do PSC em causa. Os candidatos, quer na qualidade de operadores, quer como parceiros de joint venture, devem apresentar documentação comprovativa que demonstre:

- **Capacidade técnica e financeira** para conduzir operações petrolíferas;
- **Situação jurídica regular**, em conformidade com a regulamentação aplicável.
- **Experiência comprovada** na implementação e cumprimento de elevados padrões de saúde, segurança, proteção ambiental e requisitos de conteúdo local.

A ANP avalia esta documentação de acordo com critérios previamente estabelecidos, exercendo plena discricionariedade na aceitação ou rejeição das candidaturas. Os operadores devem satisfazer todos os requisitos técnicos e financeiros, enquanto os parceiros de joint venture podem apresentar declarações que comprovem capacidade técnica e financeira. A pré-qualificação é realizada integralmente por via eletrónica e, em circunstâncias normais, o processo é concluído no prazo de até três semanas. O processo de pré-qualificação decorre em paralelo com as atividades promocionais da ronda de licenciamento.

Após a submissão das candidaturas, a ANP realiza uma análise detalhada de cada requerente. As entidades que cumprirem os parâmetros estabelecidos avançam para a fase seguinte — o processo de licitação, no qual serão determinados os adjudicatários das licenças.

A avaliação das propostas basear-se-á nos seguintes princípios:

- Capacidades financeiras;
- Capacidades técnicas e experiência em HSE no âmbito das operações petrolíferas;
- Avaliação técnica preliminar que fundamenta a proposta apresentada;
- Programas de trabalho, incluindo compromissos de conteúdo local.

A base principal da avaliação das propostas será o programa de trabalho garantido e os compromissos de conteúdo local para o período inicial de exploração. Para assegurar objetividade, a Comissão de Avaliação aplicará uma matriz de avaliação que atribui pontos a cada tipo de atividade, servindo de base para a hierarquização. A estrutura desta matriz encontra-se descrita no Anexo K. Para referência, são disponibilizadas duas matrizes distintas nos anexos — uma para operações offshore e outra para operações onshore.

A Comissão de Avaliação procede igualmente à análise da documentação complementar que sustente a fundamentação técnica de cada proposta. A ANP reserva-se o direito de rejeitar qualquer proposta que, a seu critério exclusivo, seja considerada não conforme ou inconsistente com os elementos apresentados relativamente à capacidade técnica do proponente. Nesses casos, a Comissão de Avaliação documentará a fundamentação e o racional técnico que justificam a rejeição.

A ANP atribuirá o Contrato de Partilha de Produção (PSC) ao(s) concorrente(s) que apresentar(em) a proposta mais competitiva, conforme avaliado pela Comissão de Avaliação. A avaliação terá em consideração o âmbito, a escala, a natureza e o conteúdo do programa de trabalho proposto, bem como as capacidades técnicas e financeiras dos concorrentes, de acordo com a matriz de avaliação constante do Anexo K. Importa salientar que não foi definido qualquer limiar mínimo para aprovação na avaliação das propostas.

Após a conclusão da fase de licitação, a ANP procede a uma avaliação abrangente das propostas submetidas, processo que normalmente decorre ao longo de um a dois meses. Concluída a análise, os concorrentes selecionados são anunciados e são-lhes atribuídos os respetivos blocos.

Subsequentemente, a ANP inicia negociações com as empresas vencedoras para finalizar os termos do PSC. Uma vez alcançado consenso, o contrato é celebrado, formalizando assim a atribuição.

Requisito relativo à Bid Bond

Cada concorrente que participa na Ronda de Licenciamento de Timor-Leste deve apresentar uma Bid Bond como garantia financeira, assegurando o cumprimento das obrigações associadas ao processo de licitação. A Bid Bond deve assumir a forma de uma garantia bancária à primeira solicitação, emitida por um banco de reconhecida reputação, classificado com rating igual ou superior a “A” pela Standard & Poor’s ou Moody’s.

O montante estipulado é de USD 150.000 por proposta, sendo reembolsável aquando da assinatura do PSC. Esta garantia assegura o compromisso do proponente de não retirar a proposta após a submissão e de assinar o PSC caso lhe seja atribuído.

Segunda Ronda de Licenciamento em Timor-Leste

A ronda de licenciamento mais recente foi a Segunda Ronda de Licenciamento, que decorreu num período prolongado entre 2019 e 2022. Os principais marcos do processo foram os seguintes:

- Anúncio da Segunda Ronda de Licenciamento – 3 de outubro de 2019
- Roadshow – 25 de outubro de 2019 a 30 de agosto de 2021
- Período de Pré-Qualificação – 1 de junho de 2020 a 31 de agosto de 2021
- Abertura de Propostas – 1 de setembro a 1 de outubro de 2021
- Prazo de Submissão das Propostas – 1 de outubro de 2021

- Avaliação das Propostas – 4 de outubro a 30 de novembro de 2021
- Anúncio dos Concorrentes Vencedores – adiado de 15 de abril de 2022 para 22 de abril de 2022
- Prazo para Proclamação dos Concorrentes – 24–29 de abril de 2022
- Período de Assinatura dos Contratos – 29 de abril a 29 de junho de 2022

Após o anúncio dos vencedores em abril de 2022, a ANP envolveu-se em negociações detalhadas com os concorrentes selecionados, de forma a finalizar os termos dos PSC. Estas negociações foram essenciais para assegurar que os acordos refletissem os interesses do Governo de Timor-Leste e do Operador.

Embora o calendário inicial previsse a assinatura dos PSC em junho de 2022, a complexidade das negociações prolongou o processo além do previsto.

Os requisitos e procedimentos completos da Segunda Ronda de Licenciamento encontram-se descritos na brochura oficial do processo, que está atualmente a ser revista pela ANP para a próxima ronda, conforme referido na declaração de responsabilidade anterior.

Validação de desvios materiais no processo de atribuição

De acordo com o Requisito 2.2(a)(iv), o país deve validar o processo de atribuição e reportar quaisquer desvios face ao quadro legal no relatório da ITIE relativo aos contratos atribuídos durante o ano fiscal.

A ANP confirmou que não foram atribuídos novos contratos em 2023. Apenas tiveram lugar negociações relativas aos PSC, devido às complexidades decorrentes da Segunda Ronda de Licenciamento (2019–2022). Durante 2023, o PSC TL-SO-22-23 foi assinado em dezembro de 2023. Para assegurar conformidade, o MSG aprovou a seleção do PSC TL-SO-22-23 para revisão, com o objetivo de verificar eventuais desvios materiais face ao quadro legal que regula a atribuição e transferência de licenças de petróleo e gás. A autoridade reguladora, ANP, foi contactada para apoiar o agendamento de uma visita às instalações e prestar assistência ao Administrador Independente durante o processo de verificação documental.

O processo de validação conduzido pelo AI compreendeu as seguintes etapas:

1. **Aprovação do PSC para análise:** (conforme referido acima)
2. **Recolha dos critérios oficiais:** documentação solicitada aos candidatos durante a atribuição e negociação do TL-SO-22-23
3. **Spot checks e avaliação:** análise da documentação apresentada pelo candidato
4. **Avaliação de potenciais desvios:** comparação das práticas com o protocolo de concurso que rege a atribuição dos contratos.

As **Tabelas 7.1 e 7.2** abaixo apresentam os documentos solicitados durante as fases de pré-qualificação e de avaliação das propostas, bem como documentação adicional apresentada durante o processo de validação.

Tabela 7.1: Lista de documentos solicitados durante a fase de pré-qualificação

Categoria	Descrição do documento
Documentos Financeiros	1. Capital próprio dos acionistas: Offshore ≥ USD 25 000 000; Onshore ≥ USD 8 000 000
	2. Demonstrações financeiras auditadas dos últimos 3 anos (Balanço, Demonstração de Resultados, Demonstração de Fluxos de Caixa, Notas e Relatório da Administração)
	3. Carta adicional com explicitação de pontos relevantes (com notas explicativas)
	4. Lista de parceiros/acionistas detentores de ≥20% dos direitos de voto
Documentos Jurídicos	5. Conjunto completo de certidões notariais que comprovem a situação jurídica regular da empresa
	6. Carta indicando quaisquer projetos e empreendimentos atualmente em curso

Categoria	Descrição do documento
	7. Organograma e número de trabalhadores
	8. Carta indicando o nome de qualquer parceiro/acionista detentor de ≥20% do capital (se aplicável)
	9. Carta assinada por representante da empresa confirmando a inexistência de litígios ou processos judiciais pendentes
Documentos Técnicos	10. Resumo técnico demonstrando a capacidade operacional da empresa
	11. Histórico de exploração e produção da empresa (últimos 3–5 anos), com resumo detalhado
	12. Listagem do pessoal técnico e respetivas competências em exploração e produção de petróleo e gás
	13. Políticas e Declaração de HSE (apenas para operadores potenciais)
	14. Carta complementar de HSE, incluindo: (i) políticas de HSE; (ii) certificações ISO; (iii) registos de HSE dos últimos 3–5 anos; (iv) planos previstos para certificação HSE; (v) sistemas de gestão das atividades de petróleo e gás
	15. Para não-operadores: carta comprovativa do acesso atual ou futuro a capacidade técnica adequada
Documentos de Conteúdo Local	16. Carta descrevendo a experiência e o compromisso do candidato no âmbito da Lei de Conteúdo Local
	17. Síntese sucinta de: (i) histórico de aquisição de bens e serviços locais; (ii) planos de contratação e formação de nacionais; (iii) planos de transferência de tecnologia; (iv) experiência em responsabilidade social corporativa

Tabela 7.2: Lista de documentos solicitados durante o período de avaliação das propostas

Programas mínimos de trabalhos propostos	Documentos das unidades
	Aquisição de dados sísmicos 2D
	Aquisição de dados sísmicos 3D
	Poços de exploração
	Reprocessamento de dados sísmicos 2D ou 3D
Compromisso total com outros estudos técnicos	- Informação sobre as capacidades técnicas através de estudos preliminares sobre perspectivas e <i>leads</i> petrolíferos dos Blocos
	- Proposta de programa de trabalhos de exploração e compromissos orçamentais para o período inicial do contrato de 3 anos (avaliação de dados, levantamentos sísmicos, poços de exploração)
	- Proposta (em termos de atividade operacional ou despesa estimada) de levantamentos sísmicos e poços de exploração a perfurar, para cada um dos 4 anos remanescentes do período contratual
Conteúdo Local	- Plano proposto para aquisição de bens e serviços locais
	- Plano proposto para contratação e formação de trabalhadores nacionais
	- Plano proposto para transferência de tecnologia e <i>know-how</i>
	- Plano de desenvolvimento de infraestruturas
Comprovação da capacidade financeira	- Comprovativo do pagamento da taxa fixa de candidatura, não reembolsável
	- Comprovativo da capacidade financeira (últimas Demonstrações Financeiras Auditadas, idealmente dos últimos 5 anos)

Programas mínimos de trabalhos propostos	Documentos das unidades
	- Garantia bancária à primeira solicitação (<i>bid bond</i>) emitida por banco de primeira linha (USD 150 000), reembolsável aquando da assinatura do Contrato de Partilha de Produção (PSC)
Experiência da empresa em E&P e HS&E, idoneidade (<i>Good Standing</i>) (5), acesso a peritos técnicos (2), tecnologia e inovação (1), imagem da empresa (<i>branding</i>) (2)	<ul style="list-style-type: none"> - Declaração escrita descrevendo a política e estratégia relativas à saúde, segurança e bem-estar das pessoas envolvidas nas operações petrolíferas - Declaração escrita descrevendo a política e estratégia relativas à proteção do ambiente natural e marinho, prevenção, minimização e mitigação de incidentes de poluição e riscos
Resultado dos estudos/avaliações técnicas preliminares realizados com base nos dados disponíveis, que constituem a base do processo de licitação	

O AI efetuou uma visita às instalações da ANP, realizada em 2 de janeiro de 2025 às 9h00, com o objetivo de verificar a completude da documentação associada ao PSC selecionado.

Conclusão sobre a avaliação de pré-qualificação

De acordo com os esclarecimentos obtidos, a avaliação de pré-qualificação não foi realizada, dado que a Secção 8 das Guidelines de Pré-Qualificação prevê a possibilidade de isenção. Nos termos desta secção, a ANP pode isentar empresas que já se encontrem a operar no Território de Timor-Leste e/ou na antiga Joint Petroleum Development Area (JPDA) e na área do Regime Especial, situação aplicável à ENI. Para esse efeito, e em conformidade com a Secção 9 das Guidelines, a empresa relevante deve submeter à ANP uma carta solicitando a isenção do processo de pré-qualificação, declarando adicionalmente que mantém capacidade técnica e financeira adequada para participar no processo de licitação durante a Segunda Ronda de Licenciamento de Timor-Leste. O AI obteve evidência da comunicação submetida pela ENI, cumprindo os critérios estabelecidos na Secção 9, datada de 09/02/2021.

Conclusão sobre a Avaliação das Propostas

A matriz de avaliação apresentada na Tabela 7.3 sintetiza os documentos fornecidos, a pontuação atribuída pelo comité à submissão da ENI e os comentários relativos a quaisquer desvios identificados pelo AI durante o processo de validação.

Tabela 7.3: Período de Avaliação das Propostas – Lista de Verificação de Documentos para as Negociações do PSC TL-SO-22-23

Programas mínimos de trabalhos propostos	Unidades documentais	Pontuação máxima atribuída	Requisito cumprido (Sim/Não/Parcialmente)	Comentários sobre desvios identificados nas verificações pontuais dos documentos e na avaliação	Lista de documentos apresentados pela ENI
Aquisição de dados sísmicos 2D		5 pontos	Sim	N/A	Programa de trabalhos proposto - 50km.
Aquisição de dados sísmicos 3D		15 pontos	Sim	N/A	Programa de trabalhos proposto - 1500 Km2.
Poços de exploração		25 pontos	Sim	N/A	Programa de trabalhos proposto – compromisso de 1 poço de exploração, a transferir do PSC S06-04-2 500m
Reprocessamento de dados sísmicos 2D ou 3D		15 pontos	Não	A ENI apresentou uma proposta destinada ao processamento de dados em vez do reprocessamento de dados, conforme especificado nos Requisitos. Tal significa que a solução proposta foi concebida para tratar novos dados, e não para reprocessar conjuntos de dados previamente existentes. Consequentemente, a proposta não cumpriu os critérios estabelecidos, tendo-lhe sido atribuída uma pontuação nula.	Programa de trabalhos proposto – 50 km (2D) e 1 500 km ² (3D)
Compromisso total com outros estudos técnicos	- Informação sobre capacidades técnicas através de estudos preliminares sobre perspectivas e <i>leads</i> petrolíferos dos Blocos	5 pontos	Sim	N/A	Documentação sobre Capacidades Técnicas da ENI: documento que apresenta a experiência da ENI enquanto operadora, capacidades de exploração e produção, captura e utilização de carbono, abordagem HSE, investigação e desenvolvimento, capacidades de formação e práticas empresariais responsáveis e sustentáveis
	- Proposta de programa de trabalhos de exploração e compromissos orçamentais para o período inicial do			N/A	Programa de trabalhos proposto (Anos 1-3)

Programas mínimos de trabalhos propostos	Unidades documentais	Pontuação máxima atribuída	Requisito cumprido (Sim/Não/Parcialmente)	Comentários sobre desvios identificados nas verificações pontuais dos documentos e na avaliação	Lista de documentos apresentados pela ENI
	contrato de 3 anos (avaliação de dados, levantamentos sísmicos, poços de exploração)				
	- Proposta (em termos de atividade operacional ou despesa estimada) de levantamentos sísmicos e poços de exploração a perfurar para cada um dos quatro (4) anos remanescentes do período contratual			N/A	Programa de trabalhos proposto: <ul style="list-style-type: none"> • Segundo Período de Exploração (anos 4-5) – USD 604 000 • Terceiro Período de Exploração (anos 6-7) – USD 2 470 000
Conteúdo Local	- Plano proposto para aquisição de bens e serviços locais	5 pontos	Sim	N/A	Plano de Conteúdo Local: Período Inicial de Exploração (anos 1-3), incluindo os serviços a prestar, descrição detalhada de cada um e o investimento proposto (bens e serviços, contratação e formação de timorenses, transferência de tecnologia e <i>know-how</i> , plano de desenvolvimento de infraestruturas)
	- Plano proposto para contratação e formação de trabalhadores nacionais			Embora a empresa tenha proposto recrutar pelo menos 5% de nacionais de Timor-Leste (TLN) e reforçar as suas competências através de formação ministrada por entidade certificada, bem como apresentado um orçamento claro de USD 200 000 , não foram definidos de forma clara os números-alvo de trabalhadores.	
	- Plano proposto para transferência de tecnologia e <i>know-how</i>			N/A	
	- Plano de desenvolvimento de infraestruturas			N/A	
Comprovação da capacidade financeira	- Comprovativo do pagamento da taxa fixa de candidatura, não reembolsável	15 pontos	Sim	N/A	- Taxa de candidatura: USD 15.000

Programas mínimos de trabalhos propostos	Unidades documentais	Pontuação máxima atribuída	Requisito cumprido (Sim/Não/Parcialmente)	Comentários sobre desvios identificados nas verificações pontuais dos documentos e na avaliação	Lista de documentos apresentados pela ENI
	- Comprovativo da capacidade financeira (Demonstrações Financeiras Auditadas mais recentes, idealmente dos últimos 5 anos)			N/A	- Relatórios Anuais da ENI Australia BV de 2018, 2019 e 2020: → 2018 assinado pelo Conselho de Administração e pela EY enquanto auditor independente; → 2019 assinado pelo Conselho de Administração e pela PwC enquanto auditor independente; → 2020 não assinado pelo Conselho de Administração e assinado pela PwC enquanto auditor independente.
	- Garantia bancária à primeira solicitação (<i>bid bond</i>) emitida por banco de primeira linha (USD 150 000), reembolsável aquando da assinatura do Contrato de Partilha de Produção			N/A	Garantia n.º TEBMLY220105, emitida pelo HSBC em 03/03/2022, acompanhada de carta dirigida à ANP especificando o âmbito da garantia
Experiência da empresa em E&P e HS&E, idoneidade (<i>Good Standing</i>) (5), acesso a peritos técnicos (2), tecnologia e inovação (1), imagem da empresa (<i>branding</i>) (2)	- Declaração escrita que apresente a política e a estratégia relativas à saúde, segurança e bem-estar das pessoas envolvidas nas operações petrolíferas	10 pontos	Sim	N/A	- Documentação sobre Capacidades Técnicas da ENI, incluindo capítulo sobre abordagem HSE, investigação e desenvolvimento, capacidades de formação e práticas empresariais responsáveis e sustentáveis; - Declaração de HSE assinada pelo Diretor-Geral da ENI em 10/08/2020
	- Declaração escrita que apresente a política e a estratégia relativas à proteção do ambiente natural e marinho; prevenção, minimização e reparação de ocorrências de poluição e riscos associados.			N/A	
Resultado dos estudos/avaliações técnicas preliminares realizados com base nos dados disponíveis, constituindo a base do processo de licitação		5 pontos	Sim	N/A	Documento de avaliação técnica com a apreciação interna da ENI sobre o Bloco P, abrangendo, designadamente, o historial de

Programas mínimos de trabalhos propostos	Unidades documentais	Pontuação máxima atribuída	Requisito cumprido (Sim/Não/Parcialmente)	Comentários sobre desvios identificados nas verificações pontuais dos documentos e na avaliação	Lista de documentos apresentados pela ENI
					exploração, a geologia regional, o sistema petrolífero da área, a identificação de prospectos no Bloco P e o conceito de desenvolvimento num cenário de descoberta bem-sucedida

Limitação: A documentação apresentada pela ENI foi inicialmente submetida através da plataforma eletrónica da ANP. No entanto, a ANP já não consegue aceder ao processo dentro da plataforma para confirmar as datas de submissão. Assim, não foi possível obter evidência da data de submissão dos documentos, uma vez que a ANP não consegue extrair essa informação da plataforma e não dispõe de qualquer comprovativo adicional que confirme as datas correspondentes.

7.2 Auditoria aos PSC

De acordo com o Requisito 4.10 do Padrão ITIE 2023, os países devem divulgar os seus métodos de monitorização dos custos das empresas de petróleo, gás e mineração, uma vez que esses custos influenciam diretamente as receitas que o Governo arrecada dos projetos. Adicionalmente, os países são obrigados a publicar, pelo menos, resumos das auditorias fiscais e de custos finais. As empresas e os Governos são igualmente incentivados a garantir transparência relativamente às despesas de capital e operacionais reportadas pelas empresas, bem como ao total dos custos acumulados desde o início do projeto. A ANP detém a responsabilidade de auditar os custos associados aos projetos abrangidos por Contratos de Partilha de Produção (PSC). A própria ANP também é auditada, uma vez que compila e reporta os dados agregados provenientes dos PSC. As auditorias fiscais são da competência da Autoridade Tributária de Timor-Leste.

Processo de auditoria conduzido pela ANP

Nos termos do Decreto-Lei n.º 1/2016, de 9 de fevereiro, do Decreto-Lei n.º 32/2016, de 17 de agosto, do Decreto-Lei n.º 18/2020, de 13 de maio, do Decreto-Lei n.º 24/2019, de 27 de agosto, bem como dos próprios PSC, a ANP possui autoridade para inspecionar e auditar todos os livros, contas e registos relacionados com as operações petrolíferas conduzidas pelo Operador, incluindo a avaliação dos custos recuperáveis. Este direito inclui a possibilidade de a ANP visitar e inspecionar instalações, plantas, equipamentos, armazéns e escritórios utilizados direta ou indiretamente nas operações petrolíferas, bem como entrevistar o pessoal envolvido nas atividades.

Além disso, a ANP tem a prerrogativa de solicitar ao Operador a realização de auditorias independentes às suas atividades, a fim de garantir conformidade e transparência, de acordo com o Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 1/2016, de 9 de fevereiro. O Operador é obrigado a conceder acesso total a todos os livros, registos e documentos relevantes, incluindo os pertencentes às suas afiliadas e Subcontratados, para efeitos de auditoria.

Os Operadores devem ainda submeter relatórios periódicos à ANP para inspeção e verificação. Estes relatórios incluem declarações de produção, valores de produção e declarações de preços, declarações de recuperação de custos, demonstrações de despesas e receitas, bem como documentos relativos ao programa de trabalhos e ao orçamento. Para além das auditorias financeiras, a ANP está autorizada a realizar auditorias técnicas para supervisionar a integridade e eficácia das operações petrolíferas.

No contexto das previsões de receita e dos relatórios finais de custos e auditorias das entidades extrativas, a ANP, enquanto entidade reguladora, tem acesso a esses dados. Contudo, no que diz respeito à partilha desta informação com terceiros ou à sua divulgação pública, a ANP deve cumprir as disposições relativas à divulgação e confidencialidade de dados estabelecidas no quadro legal de Timor-Leste. Tal implica conformidade com diversos instrumentos legislativos, incluindo:

- Decreto-Lei n.º 32/2016, de 17 de agosto, relativo às operações petrolíferas offshore;
- Decreto-Lei n.º 18/2020, de 13 de maio, relativo às operações petrolíferas onshore;
- Decreto-Lei n.º 24/2019, de 27 de agosto, relativo à transição de títulos petrolíferos e à regulamentação das atividades petrolíferas no campo de Bayu-Undan;
- Decreto-Lei n.º 25/2019, de 27 de agosto, relativo à transição de títulos petrolíferos e à regulação das atividades petrolíferas na antiga JPDA.

A ANP mantém o compromisso de assegurar a integridade e a confidencialidade dos dados sensíveis em conformidade com estes regulamentos, garantindo que qualquer divulgação de informação seja efetuada de forma legal e responsável.

7.3 Beneficiário Efetivo

Reforço das disposições relativas à divulgação de beneficiários efetivos segundo o Padrão ITIE 2023

Desde 2020, a ITIE tem vindo a reforçar o seu trabalho no domínio da luta contra a corrupção, reconhecendo a oportunidade única que a implementação da ITIE representa para enfrentar riscos de governação e integridade no setor dos recursos naturais. No âmbito deste reforço, foram introduzidas mudanças significativas relacionadas com beneficiário efetivo.

Resumo das principais alterações sobre beneficiário efetivo

Requisitos 2.2 & 2.3:

- Os Governos devem divulgar os beneficiários efetivos dos candidatos a licenças (obrigatório);
- Registos públicos de licenças devem estar ligados a outras plataformas governamentais, incluindo as que contêm proprietários legais e beneficiários efetivos (obrigatório);

Requisitos 2.5 & 2.6:

- Estabelecimento de um limiar de $\leq 10\%$ de participação para divulgação (incentivado);
- Reportar PEPs que sejam beneficiários efetivos, independentemente da percentagem de participação (obrigatório);
- Analisar a integralidade e fiabilidade das informações apresentadas em bolsas de valores (incentivado);
- SOE devem reportar a sua estrutura de propriedade e controlo (obrigatório), bem como divulgar beneficiários efetivos de fornecedores (incentivado);
- Divulgar proprietários legais (obrigatório) e toda a cadeia de propriedade (incentivado).

7.3.1 Política governamental e enquadramento legal

Política do Governo sobre a divulgação de beneficiário efetivo (RE 2.5.b)

A principal legislação que orienta os esforços de Timor-Leste no combate ao branqueamento de capitais e financiamento do terrorismo é a Lei AML/CFT (Lei n.º 17/2011), promulgada em dezembro de 2011. Esta lei consolidou regulamentos anteriores num único quadro e introduziu medidas preventivas tais como diligência devida de clientes, reporte de transações suspeitas e o estabelecimento da Unidade de Informação Financeira (UIFA) lei garante supervisão contínua por parte de entidades reguladoras - bancos, instituições financeiras e outras organizações - para prevenir crimes financeiros e atividades ilícitas.

Após uma revisão em 2012 pelo Asia Pacific Group on Money Laundering (APG), a AML/CFT Lei foi alterada pela Lei n.º 5/2013/III, adotada em 14 de agosto de 2013, reforçando as disposições legais existentes. Melhorias adicionais foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 16/2014, de 18 de junho de 2014, que reforçou a governação e expandiu os poderes operacionais da UIF.

Em 2016, o Governo de Timor-Leste publicou a sua primeira Avaliação Nacional de Risco (NRA) sobre branqueamento de capitais e financiamento do terrorismo. Esta avaliação deu origem ao Plano de Ação Nacional (NAP) que definiu dez objetivos estratégicos para mitigar os riscos identificados. Um desses objetivos centrou-se no reforço da transparência relativamente aos beneficiários finais das entidades jurídicas no país. Este marco representou um passo significativo no fortalecimento do quadro jurídico relativo ao beneficiário efetivo e demonstrou o compromisso nacional em reforçar a capacidade institucional e promover a sensibilização, tanto no setor público como no privado.

Um marco importante foi a aprovação da Lei das Sociedades Comerciais (Lei n.º 10/2017⁴³). Esta Lei regula vários tipos de entidades comerciais, incluindo empresários em nome individual, sociedades por quotas e sociedades anónimas. O seu objetivo é alinhar a governação societária de Timor-Leste com padrões internacionais, promover o crescimento económico sustentável e assegurar maior segurança jurídica.

O Artigo 293.º da Lei das Sociedades Comerciais apresenta uma definição formal de Beneficiário Efetivo, descrevendo-o como a pessoa que detém um interesse beneficiário numa empresa — através de participação direta ou indireta, controlo, ou por outras formas de influência determinante. Esta definição fornece uma base jurídica clara para identificar indivíduos que, em última instância, possuem ou controlam entidades corporativas.

Adicionalmente, o Artigo 294.º exige que as empresas recolham informação detalhada sobre os seus beneficiários efetivos, incluindo:

- (a) nome completo;
- (b) tipo, número, data de validade e entidade emissora de um documento de identificação oficial, contendo fotografia e assinatura;
- (c) número de identificação fiscal;
- (d) data de nascimento;
- (e) nacionalidade;
- (f) país de residência permanente e, quando aplicável, país de domicílio fiscal;
- (g) natureza e extensão do interesse detido.

A responsabilidade pela recolha e atualização anual desta informação cabe ao secretário da sociedade ou, na sua ausência, ao órgão de administração. As empresas devem igualmente manter registos de todas as ações tomadas para obter esta informação.

Os Artigos 295.º e 296.º reforçam as responsabilidades legais das empresas e dos titulares de participações. Os titulares devem colaborar com a sociedade para identificar beneficiários efetivos e reportar quaisquer alterações no prazo de dez dias úteis. Por sua vez, as empresas devem conservar os dados recolhidos durante, pelo menos, cinco anos e garantir a sua confidencialidade, divulgando-os apenas às autoridades competentes conforme previsto na Lei.

O Artigo 298.º determina que as empresas submetam a informação sobre beneficiário efetivo ao registo comercial, integrando-a no sistema nacional de registo empresarial.

O quadro jurídico foi reforçado pelo Decreto-Lei n.º 16/2017⁴⁴, que estabeleceu o regime do Registo Comercial em Timor-Leste. Esta norma tornou obrigatório o registo através do SERVE (Serviço de Registo e Verificação Empresarial) — um instituto público com autonomia administrativa e financeira, criado para simplificar os processos de registo e licenciamento empresarial. As suas funções incluem: receção e verificação da documentação de registo, facilitação dos procedimentos de licenciamento, garantia de conformidade com os requisitos legais e prestação de apoio às empresas.

Para simplificar ainda mais os procedimentos administrativos, foi publicado o Diploma Ministerial n.º 33/2023⁴⁵ de 28 de junho de 2023. Este diploma estabelece formulários e procedimentos padronizados

⁴³ Fonte: [Lei 10/2017 of May 17th, 2017](#)

⁴⁴ Fonte: [Decreto-Lei 16/2017 of May 17th, 2017](#)

⁴⁵ Fonte: [Ministerial Diploma No. 33/2023](#)

para a Declaração Prévia necessária ao início de atividades económicas. Aplica-se tanto a empresas sujeitas como não sujeitas a licenças setoriais e visa harmonizar procedimentos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 34/2017. Introduce três formulários destinados a diferentes situações empresariais, promovendo maior transparência, reduzindo a burocracia e facilitando a formalização de atividades económicas.

Em conjunto, estes instrumentos legais constituem um quadro robusto que sustenta a identificação, o registo e a monitorização do beneficiário efetivo em Timor-Leste. Refletem os esforços contínuos do país para alinhar o seu sistema jurídico com padrões internacionais, reforçar a transparência financeira e promover um ambiente empresarial seguro e responsável.

Discussão sobre o registo público de beneficiários efetivos (RE 2.5.a)

Nos termos do Requisito 2.5, Timor-Leste deve manter um registo público dos beneficiários efetivos de todas as entidades societárias que solicitem, operem ou detenham uma participação em licenças ou contratos de exploração. A criação deste registo exige reformas legais que definam o âmbito e os parâmetros de divulgação, clarificando quais pessoas e veículos societários ficam sujeitos a requisitos de reporte, qual a entidade responsável pela recolha da informação e quais os mandatos aplicáveis a dados, sistemas e respetivos controlos.

Atualmente, o processo de registo de empresas em Timor-Leste encontra-se em fase de reforma significativa. Um desenvolvimento central foi a criação do SERVE (Serviço de Registo e Verificação Empresarial), um balcão único responsável pelo registo de todas as entidades — de empresários em nome individual a grandes sociedades. O SERVE mantém registos na Base de Dados para o Exercício e Licenciamento de Atividades Económicas, categorizando as empresas segundo o código de classificação da atividade relevante, e informa os requerentes quando são exigidas licenças setoriais ao abrigo do quadro legal aplicável.

O SERVE disponibiliza acesso público aos requisitos e procedimentos de registo através do seu website oficial ([REQUISITOS – SERVE, I.P.](#)), contribuindo para maior transparência na constituição de empresas.

O compromisso nacional com a criação de um quadro integral de beneficiário efetivo é impulsionado por uma supervisão internacional exigente e pela necessidade de reforçar o regime AML/CFT. O APG acompanha ativamente os progressos de Timor-Leste e o FMI e o UNODC têm instado as autoridades a avançar com reformas estruturais de governação. Em particular, a pontuação relativamente baixa do país na validação mais recente da ITIE no Requisito 2.5 (Beneficiário Efetivo) evidencia a urgência não só de exigir às empresas a entrega da informação, mas também de legislar para a criação de um registo central público. Esta pressão externa tem funcionado como catalisador para a finalização dos instrumentos legais necessários, incluindo eventuais alterações à Lei AML/CFT, com vista a um alinhamento pleno com os padrões de transparência internacionais.

Apesar destes avanços, persiste uma lacuna crítica: ainda não se encontra implementado um mecanismo legal de divulgação pública da informação de beneficiário efetivo. O quadro vigente obriga as empresas a recolher informação de BE (ao abrigo da Lei das Sociedades Comerciais) e a submetê-la ao registo comercial (SERVE), mas não existe ainda um regime que imponha a divulgação pública dessa informação. Em síntese, embora Timor-Leste tenha progredido na simplificação e modernização do registo empresarial, a ausência de mecanismos para recolher e divulgar informação de beneficiário efetivo constitui um desafio relevante à transparência societária. Suprir esta lacuna é essencial para reforçar a governação e a prestação de contas no setor extrativo.

Nesta fase, a responsabilidade pela recolha e verificação da informação de beneficiário efetivo recai sobre as empresas extrativas e sobre o AI (Administrador Independente). Qualquer dado de BE disponível publicamente é divulgado através do Relatório ITIE Timor-Leste 2023.

Progresso na divulgação de beneficiário efetivo

Em março de 2017, o MSG publicou o roteiro de beneficiário efetivo, detalhando atividades e ações rumo à divulgação integral de BE pelas empresas do setor extrativo.

Em outubro de 2019, a EY Portugal produziu o Estudo de Viabilidade sobre Beneficiário Efetivo, com recomendações para a aplicação do BE em Timor-Leste, concluído em julho de 2020.

Em 2020, as entidades seguiram as recomendações do AI; adicionalmente, o MSG partilhou o template com a ITIE Internacional e assegurou a recolha da informação necessária ao cumprimento do Padrão ITIE.

Para evidenciar o progresso das iniciativas de divulgação de BE, a Tabela 7.4 apresenta o estado das ações em matéria de evoluções regulamentares, colaboração do MSG, debate público e outras atividades relevantes.

Tabela 7.4 Roadmap de Implementação de Beneficiário Efetivo (BE)

Roadmap	Plano de trabalho	Estado	Progresso / Atividades realizadas
1. Considerar as ligações entre BE e prioridades nacionais de reforma	Incluir no enquadramento legal do setor extrativo disposições claras relativas aos Requisitos de divulgação de BE, nomeadamente quanto ao registo, nível de detalhe, estrutura da base de dados e obrigações de divulgação, reporte e atualização.	Em curso	A proposta de divulgação de BE encontra-se atualmente em discussão entre as entidades governamentais relevantes, incluindo a ANP, o SERVE e o Ministério das Finanças (ATTL), de modo a assegurar o alinhamento com os enquadramentos regulamentares existentes.
2. Considerar o enquadramento institucional para a divulgação de BE	Assegurar que os futuros protocolos de concurso para rondas de licenciamento incluam Requisitos de divulgação de BE. Incluir um Requisito de concurso que imponha a divulgação da informação necessária para identificar o beneficiário efetivo final.	Em curso	Os protocolos de concurso das rondas de licenciamento de 2019/2022 incluíram o Requisito de prestação de informação relevante sobre a estrutura acionista do candidato. Contudo, qualquer divulgação relativa ao beneficiário efetivo deve cumprir os Requisitos do SERVE.
3. Definição de beneficiário efetivo	Propor uma definição de BE para adoção pelo MSWG.	Concluído	Com vista ao reforço das disposições da Lei n.º 10/2017 relativas aos Requisitos de BE, a definição de BE foi aprovada pelo MSWG no Template de Recolha de Dados da ITIE TL (ver Tabela 7.5).
4. Obrigações de reporte relativas a PEP	Propor informação específica a divulgar sobre Pessoas Politicamente Expostas (PEP) , de forma a prevenir abusos de poder na atribuição de contratos e nos processos de decisão no setor extrativo.	Concluído	Foram estabelecidas e aprovadas pelo MSWG, no Template de Recolha de Dados da ITIE TL, instruções sobre a identificação e o reporte de PEP, em conformidade com a Norma ITIE 2023 (ver Tabela 7.6).
5. Nível de detalhe a divulgar	Definir o limiar aplicável ao Requisito de divulgação de BE e propor o detalhe da informação a divulgar sobre a identidade do beneficiário efetivo.	Concluído	O nível de divulgação foi estabelecido e aprovado pelo MSWG no Template de Recolha de Dados da ITIE TL. O MSWG partilhou o template com a ITIE Internacional e assegurou a recolha da informação necessária para o cumprimento da Norma ITIE (ver anexo L).
6. Recolha de dados	Estabelecer procedimentos claros para a recolha de informação sobre BE.	Concluído	Os dados de BE são recolhidos no âmbito do pedido formal dirigido às entidades extrativas através do Template de Recolha de Dados.

Roadmap	Plano de trabalho	Estado	Progresso / Atividades realizadas
7. Garantia da exatidão dos dados	<p>Estabelecer um mecanismo para assegurar a fiabilidade e a abrangência das divulgações de BE (procedimentos de due diligence a definir).</p> <p>Assegurar que os dados reportados sobre BE são completos e suficientemente detalhados.</p>	Em curso	O SERVE irá adotar medidas para assegurar a recolha de todos os campos essenciais relativos à propriedade efetiva das entidades abrangidas. Atualmente, o Administrador Independente (AI) realiza a validação da qualidade da informação submetida. No âmbito deste processo, foi solicitado às entidades o envio de organogramas para verificação da exatidão das divulgações de BE. Importa salientar que a maioria dos operadores em Timor-Leste abrangidos por estes Requisitos são subsidiárias de empresas cotadas em bolsa, o que acrescenta um nível adicional de transparência através da supervisão pública.
8. Prazos dos dados	<p>Assegurar que a informação sobre BE reportada através da ITIE é tempestiva, atualizada regularmente e verificável.</p> <p>Estabelecer um mecanismo claro para impor e monitorizar a atualização atempada dos dados de BE.</p>	Em curso	O SERVE continua a verificar se todas as empresas submetem atempadamente os seus dados de BE e se as atualizações são completas.
9. Acessibilidade dos dados	<p>Assegurar o acesso público à informação sobre BE.</p> <p>Determinar a forma de obtenção dos dados de BE.</p> <p>Assegurar que não existem barreiras legais e que a legislação aplicável permite a obtenção de dados de BE de empresas sediadas em jurisdições estrangeiras.</p>	Em curso	O SERVE indicou que se encontra em desenvolvimento um sistema destinado a garantir o acesso público à informação sobre beneficiários efetivos.

Para resumir, e de forma global, para reforçar o componente de beneficiário efetivo abordado no Relatório ITIE 2023, foram implementadas as seguintes ações corretivas:

- Foi solicitada informação de beneficiário efetivo a todas as entidades abrangidas pelo Requisito 2.5, incluindo Subcontratados. Importa salientar que o setor mineiro foi considerado imaterial para o ano fiscal de 2023 e, por isso, excluído do âmbito principal. No entanto, em conformidade com a aprovação do MSWG para testar entidades mineiras materiais — com base nas recomendações da última Validação ITIE de Timor-Leste — os respetivos dados de beneficiário efetivo são apresentados no Anexo M. À medida que o peso do setor mineiro aumenta na economia, as divulgações de BE tornam-se fundamentais para garantir transparência e responsabilização.
- Foram revistos e corrigidos os links para informação de beneficiário efetivo de empresas cotadas em bolsa, garantindo que os leitores possam verificar a disponibilidade da informação divulgada.
- O AI realizou uma avaliação dos organogramas fornecidos pelas entidades, a fim de confirmar a integralidade e fiabilidade das divulgações de beneficiário efetivo em todas as empresas do setor extrativo.

As recomendações adicionais e ações corretivas para reforçar o reporte de beneficiário efetivo encontram-se detalhadas na Secção 14 do presente relatório.

7.3.2 Qualidade dos dados

Tendo em conta o novo Padrão ITIE 2023, o MSWG aprovou alterações ao template de recolha de dados de beneficiário efetivo, garantindo a obtenção de toda a informação necessária ao cumprimento dos requisitos ITIE. Foi solicitada às entidades abrangidas a seguinte informação:

- Nome completo, número de identificação, número de contribuinte, data de nascimento, nacionalidade, endereço residencial ou profissional e meios de contacto.
- Divulgação sobre se o beneficiário efetivo é uma Pessoa Politicamente Exposta (PEP), familiar próximo ou associado de uma PEP.
- O limiar para beneficiário efetivo foi estabelecido em 10%, sendo exigida divulgação integral para beneficiários efetivos que sejam PEP.

As definições de Beneficiário Efetivo (BE) e PEP foram aprovadas pelo MSWG e constam do template enviado às entidades abrangidas para o Relatório ITIE Timor-Leste 2023. As tabelas seguintes integram o template distribuído a estas entidades.

Tabela 7.5: Definição de Propriedade Efetiva (BE) aprovada pelo MSWG

Definição de beneficiário efetivo
<p>Considera-se beneficiário efetivo a(s) pessoa(s) singular(es) que, em última instância, detém(êm) ou controla(m) uma entidade, e/ou a(s) pessoa(s) singular(es) em nome de quem é realizada uma transação ou atividade, tomando em consideração, pelo menos, os seguintes critérios:</p> <p>control:</p> <p>☑Caso a contraparte seja uma pessoa coletiva:</p> <p>Critérios para determinação da titularidade ou controlo:</p> <p>a) Critérios baseados no capital</p> <p>A(s) pessoa(s) singular(es) que, direta ou indiretamente, detém(êm) ou controla(m) mais de 10% do capital social ou dos direitos de voto da pessoa coletiva;</p> <p>A(s) pessoa(s) singular(es) que, não detendo individualmente mais de 10%, detenham conjuntamente mais de 10% do capital social ou dos direitos de voto, quando sejam membros da mesma família ou mantenham uma relação próxima que justifique a avaliação conjunta;</p> <p>A(s) pessoa(s) singular(es) que ocupem cargos de direção de topo, após esgotados todos os demais critérios e desde que não subsistam indícios de suspeita.</p> <p><i>Nota:</i> entende-se por pessoa singular um cidadão timorense ou qualquer outra pessoa, independentemente da sua nacionalidade.</p> <p>b) Critérios baseados noutros indicadores de controlo</p> <p>Controlo da maioria dos votos exercíveis nas assembleias gerais ordinárias;</p> <p>Existência de votos suficientes para exercer influência dominante nas assembleias gerais ordinárias;</p> <p>Direito de nomear ou destituir a maioria dos membros dos órgãos de administração, gestão ou fiscalização;</p> <p>Existência de disposições contratuais específicas que permitam o exercício de influência dominante;</p> <p>Critério de administração / controlo efetivo:</p> <p>A(s) pessoa(s) que exerçam funções de direção de topo, caso, após esgotados todos os meios possíveis e não havendo motivos de suspeita, não tenha sido possível identificar qualquer beneficiário efetivo com base nos</p>

Definição de beneficiário efetivo
<p>critérios acima, ou quando subsistam dúvidas quanto às pessoas identificadas serem os verdadeiros beneficiários efetivos;</p> <p>☑ Caso a contraparte seja uma pessoa coletiva não societária (fundações, <i>trusts</i> ou associações) ou um centro de interesses coletivos sem personalidade jurídica, consideram-se beneficiários efetivos:</p> <p>O fundador (<i>settlor</i>);</p> <p>O administrador (<i>trustee</i>, no caso de fundos fiduciários);</p> <p>O curador, quando aplicável;</p> <p>☑ Os beneficiários ou, caso ainda não estejam determinados, a categoria de pessoas em cujo principal interesse a entidade foi constituída ou exerce atividades;</p> <p>☑ Qualquer outra pessoa singular que exerça controlo final sobre a entidade, direta ou indiretamente, ou por outros meios.</p>

Tabela 7.6: Definição de Pessoa Politicamente Exposta (PEP) aprovada pelo MSWG

Definição de “Pessoa Politicamente Exposta” (PEP), bem como de “Famíliares Próximos” e “Pessoas Reconhecidamente Próximas”
<p>São consideradas pessoas politicamente expostas aquelas que tenham exercido, ou exerçam nos últimos 12 meses, em qualquer país ou jurisdição, as seguintes funções públicas de topo:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Chefes de Estado, Chefes de Governo e membros do Governo, designadamente Ministros, Secretários e Subsecretários de Estado, ou funções equivalentes; ii. Deputados ao Parlamento; iii. Juizes do Tribunal Constitucional, do Supremo Tribunal de Justiça, do Supremo Tribunal Administrativo, do Tribunal de Contas e membros de tribunais superiores, tribunais constitucionais e outros órgãos judiciais superiores de outros Estados e organizações internacionais; iv. Representantes da República e membros dos órgãos de governo próprio das regiões autónomas; v. Provedor de Justiça, Conselheiros de Estado e membros da Comissão Nacional de Proteção de Dados, do Conselho Superior da Magistratura, do Conselho Superior dos Tribunais Administrativos e Fiscais, da Procuradoria-Geral da República, do Conselho Superior do Ministério Público, do Conselho Superior de Defesa Nacional, do Conselho Económico e Social e da Entidade Reguladora para a Comunicação Social; vi. Chefes de missões diplomáticas e postos consulares; vii. Oficiais-generais das Forças Armadas no ativo; viii. Presidentes de câmara e vereadores com funções executivas; ix. Membros dos órgãos de administração e fiscalização dos bancos centrais, incluindo o Banco Central Europeu; x. Membros dos órgãos de administração e fiscalização de institutos públicos, fundações públicas, estabelecimentos públicos e entidades administrativas independentes, independentemente da sua designação; xi. Membros dos órgãos de gestão e fiscalização de entidades pertencentes ao setor empresarial do Estado, incluindo os setores empresarial, regional e local; xii. Membros dos órgãos executivos da direção de partidos políticos a nível nacional ou regional; xiii. Diretores, vice-diretores e membros dos conselhos de administração ou pessoas que exerçam funções equivalentes em organizações internacionais. <p>Famíliares Próximos</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Ascendentes e descendentes em linha direta de uma pessoa politicamente exposta; ii. Cônjuges ou pessoas equiparadas a cônjuges, bem como as referidas na subalínea anterior; <p>Pessoas Reconhecidamente Próximas:</p>

Definição de “Pessoa Politicamente Exposta” (PEP), bem como de “Famíliares Próximos” e “Pessoas Reconhecidamente Próximas”

- i. Qualquer pessoa singular reconhecida como co-proprietária, com uma pessoa politicamente exposta, de uma pessoa coletiva ou de um centro de interesses coletivos sem personalidade jurídica;
- ii. Qualquer pessoa singular que detenha capital social ou direitos de voto de uma pessoa coletiva, ou ativos de um centro de interesses coletivos sem personalidade jurídica, sabendo-se que o beneficiário efetivo é uma pessoa politicamente exposta;
- iii. Qualquer pessoa singular reconhecida como mantendo relações empresariais, comerciais ou profissionais próximas com uma pessoa politicamente exposta.

7.3.3 Divulgação de beneficiário efetivo

O objetivo principal deste Requisito consiste em identificar os beneficiários efetivos finais e as pessoas que exercem controlo sobre as empresas que operam no setor extrativo de Timor-Leste, contribuindo assim para mitigar riscos de práticas indevidas e corrupção.

As tabelas incluídas nesta secção apresentam a informação de beneficiário efetivo das entidades abrangidas pelo Relatório ITIE 2023. O MSG verificou se as subsidiárias de empresas cotadas em bolsa são detidas a 100% pelas suas entidades-mãe. Para empresas cotadas e subsidiárias integralmente detidas, são disponibilizados links ativos para os registos correspondentes nas bolsas de valores relevantes. Sempre que as subsidiárias não sejam totalmente detidas, são divulgados os dados de beneficiário efetivo em conformidade com o Requisito 2.5(c)–(d).

A tabela seguinte resume os resultados da recolha de dados sobre Propriedade Efetiva:

Tabela 7.7: Resultados da recolha de dados de Propriedade Efetiva (BE) para 2023

Informação sobre Propriedade Efetiva	Tipo de entidade	Detida por	Número
Empresas que forneceram informação completa sobre Beneficiários Efetivos	Operador	Empresas cotadas	18
		Empresas não cotadas	1
	Sub-Operador	Empresas cotadas	4
		Empresas não cotadas	5
	Subsidiárias de empresas estatais (SOE)	Empresas cotadas	13
Total de entidades que reportaram dados de BE			41
Informação sobre propriedade efetiva	Tipo de entidade	Estado	Número
Empresas que não forneceram informação completa sobre Beneficiários Efetivos	Operador	Não respondente	2
		Respondente	2
	Sub-Operador	Não respondente	6
Total de entidades que não reportaram dados de BE			10
Total			51

Entre os Operadores, 19 em 21 divulgaram os seus beneficiários efetivos ou confirmaram estar afiliados a empresas-mãe cotadas em bolsa, na qualidade de subsidiárias. No entanto, duas (2) entidades Operadoras não forneceram dados, por não terem respondido ao template.

Com base nos templates submetidos pelos Operadores e Subcontratados, não foram identificadas Pessoas Politicamente Expostas (PEP) em nenhuma das entidades. De forma geral, este resultado está em linha com as expectativas do MSWG.

Tabela 7.8: Dados de Propriedade Efetiva (BE) de operadores e Subcontratados para 2023

Nome da empresa no âmbito	Beneficiário efetivo final	Notas	Links
BU12 Australia Pty Ltd BU13 Australia Pty Ltd	SK Inc.	A BU13 Australia Pty Ltd e a BU12 Australia Pty Ltd são integralmente detidas pela SK E&S Co., Ltd, uma empresa sul-coreana. Esta empresa é, por sua vez, detida em 90% pela SK Inc., uma empresa cotada na bolsa coreana, e em 10% por investidores de capital privado. Em 31 de dezembro de 2023, a BU13 e a BU12 detinham, cada uma, uma ação ordinária totalmente realizada, detida diretamente pela SK E&S Co., Ltd.	Fonte: www.sk-inc.com
Eni JPDA 03-13 Ltd Eni JPDA 06-105 Pty Ltd ENI TIMOR 22-23 BV Eni Timor Leste SpA	Eni S.p.A.	A Eni está cotada na Bolsa de Nova Iorque (NYSE) e no índice FTSE MIB da Bolsa de Milão.	Fonte: Eni shares (www.eni.com)
Inpex Sahul Ltd Inpex Timor Sea Ltd	INPEX CORPORATION	A INPEX CORPORATION detém 100% das ações da INPEX Timor Sea, Ltd; a INPEX CORPORATION detém 100% das ações da INPEX Sahul, Ltd.	Fonte: Share Data (Inpex.co.jp)
Santos NA Emet Pty Ltd Santos NA Timor Leste Pty Ltd Santos NA (19-12) Pty Ltd Santos NA (19-13) Pty Ltd Santos NA Timor Sea Pty Ltd Santos NA Bayu-Undan Pty Ltd Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	Santos Ltd	A Santos é uma empresa australiana de gás natural. A Santos é o beneficiário efetivo final de todas as entidades a partir de 28 de maio de 2020; antes dessa data, todas as entidades, exceto a Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd, eram detidas pela ConocoPhillips. A Santos Ltd está cotada na Australian Securities Exchange (ASX); e, desde 13 de dezembro de 2021, está também cotada na PNG National Stock Exchange (PNGX) — ver decisão de cotação: https://www.pngx.com.pg/pngx-market-announcement-listing-application-decision/	Fonte: SHAREHOLDER INFORMATION (Santos.com) ; https://www.asx.com.au/markets/company/sto ; and PNGX https://www.pngx.com.pg/santos-limited/
SundaGas Banda Unipessoal Ltd	Baron Oil Plc	A SundaGas Unipessoal Lda é uma subsidiária integralmente detida pela empresa-mãe final Baron Oil Plc.	Fonte: Share Information (baronoilplc.com)
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda TIMOR GAP Greater Sunrise 03-19 TIMOR GAP Greater Sunrise RL TIMOR GAP Greater Sunrise RL2 TIMOR GAP Greater Sunrise 03-20 TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Lda TIMOR GAP Chuditch Unipessoal Lda	TIMOR GAP, E.P.	Empresa estatal (SOE).	Fonte : www.timorgap.com

Nome da empresa no âmbito	Beneficiário efetivo final	Notas	Links”
<p>TIMOR GAP Pualaka Block Unip Lda TIMOR GAP Driling Unip Lda TIMOR GAP Rarahana Unip Lda TIMOR GAP Seismic Services Lda</p>			
<p>Timor Resources Pty Ltd</p>	<p>BE 1: Lyndall Margaret Fuller (14,30%) BE 2: Suellen Osborne (40%) BE 3: Charles Brown (43%)</p>	<p>Beneficiário efetivo 1: Nome completo: Lyndall Margaret Fuller; N.º de ações: 8 037 098,00; % de ações: 14,30%; % de direitos de voto diretos: 14,30%; % de direitos de voto indiretos: 0%; Data de aquisição do interesse: 2017; NIF: ABN – 23093539943; Data de nascimento: 28.08.1948; Nacionalidade (ID): Australiana; País de residência permanente: Austrália; País de domicílio fiscal: Austrália; Morada residencial/serviço: 180 Victoria Park Road, The Oaks, NSW AUSTRALIA.</p> <p>Beneficiário efetivo 2: Nome completo: Suellen Osborne; N.º de ações: 22 095 510,00; % de ações: 39,35%; % de direitos de voto diretos: 39,35%; % de direitos de voto indiretos: 0%; Data de aquisição do interesse: 2017; NIF: 71109732836; Data de nascimento: 23.04.1975; Nacionalidade (ID): Australiana; País de residência permanente: Austrália; País de domicílio fiscal: Austrália; Morada residencial/serviço: 71 The Peninsula, Paradise Point, 4216; Cargo público e função: CEO e Managing Director; Data de início de funções: 2016.</p> <p>Beneficiário efetivo 3: Nome completo: Charles Nicholas Alling Brown; N.º de ações: 24 217 272,00; % de ações: 43,13%; % de direitos de voto diretos: 43,13%;</p>	<p>N/A https://www.timorResources.com.au/</p>

Nome da empresa no âmbito	Beneficiário efetivo final	Notas	Links
		<p>% de direitos de voto indiretos: 0%; Data de aquisição do interesse: 2023; NIF: N/A; Data de nascimento: 24.08.1966; Nacionalidade (ID): Suíça; País de residência permanente: Suíça; País de domicílio fiscal: Suíça; Morada residencial/serviço: 33 Bruton Street, Mayfair, London, W1J 6QU, Inglaterra; Cargo público e função: Non-Executive Director; Data de início de funções: 2023. % of indirect voting rights: 0% Date when beneficial interest was acquired: 2023 Taxpayer identification number: NA Date of birth: 24.08.1966 Nationality as stated in the ID: Switzerland Country of permanent residence: Switzerland Country of fiscal domicile: Switzerland Residencial or service address : 33 Bruton Street, Mayfair, London, W1J 6QU, England Public office position and role: Non-Executive Director Date when office was assumed: 2023</p>	
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	Tokyo Gas Co. Ltd (33,33%) Tokyo Electric Power Company Holdings Inc (33,33%) Chubu Electric Power Co. Inc (33%)	A Tokyo Gas Co. Ltd, a Tokyo Electric Power Company Holdings Inc e a Chubu Electric Power Co. Inc são empresas cotadas na Bolsa de Tóquio.	Fonte: Stock and Bond Information (www.tokyo-gas.co.jp)
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	Woodside Petroleum Ltd	As entidades Woodside Petroleum são integralmente detidas pela Woodside Petroleum Ltd, que é também a sociedade-mãe final do grupo Woodside. A Woodside Petroleum Ltd é uma empresa australiana cotada na Australian Stock Exchange.	Fonte: Investors (www.woodside.com.au)
Caltech Unipessoal Lda	Sheilla Abilio Corte Real De Caldas: 100% Owner	Dados do beneficiário efetivo: Nome completo: Sheilla Abilio Corte Real De Caldas; Nacionalidade: Timor-Leste; Residência: BIDAU LECIDERE, NAIN FETO, DILI, TIMOR-LESTE; Data de nascimento: 26/09/1975; NIF: 3228042.	N/A
Chandler MacLeod Group Limited	Recruit Holdings Co., Ltd.	A Caltech Unipessoal Lda é integralmente detida (100% das ações) pela Recruit Holdings Co., Ltd., cotada na Bolsa de Tóquio.	Fonte: TOKYO STOCK EXCHANGE Listed company details

Nome da empresa no âmbito	Beneficiário efetivo final	Notas	Links”
			TOKYO STOCK EXCHANGE Listed company search
Haliburton Australia Pty Ltd	Haliburton Consolidated Pty Ltd	Dados do beneficiário efetivo: N.º de identificação: 101 049 521; Tipo: Australian Company Number; Data de validade do ID: 2022; Entidade emissora: ASIC; N.º de ações: 3 100 002; % de ações: 100%; Data de aquisição do interesse: 28/06/2022.	A Haliburton Australia Pty Ltd é um subcontratado detido por uma empresa não cotada.
Kotug Maritime Services Australia	Kotug Maritime Services Australia	Dados do beneficiário efetivo: Empresa-mãe/Detentor: Kotug Maritime Services Australia; N.º de identificação: ACN 612 468 916; Tipo: Australian Company Number; Entidade emissora: Australian Securities and Investments Commission; % de ações: 100%; % de direitos de voto diretos: 100%; Data de registo da empresa-mãe: 06/07/2012.	A Kotug Maritime Services Australia é um subcontratado detido por uma empresa não cotada.
Laloran Marine Services	BE1: Sheila Abilio Corte Real de Caldas (50%); BE 2: Garrick Stanley (50%)	Beneficiário efetivo 1: Nome completo: Sheila Abilio Corte Real De Caldas; N.º de identificação: No Cartao: 0001158; No Da Inscricao: 00055193; Tipo: Cartao De Eleitoral; Entidade emissora: República Democrática de Timor-Leste; % de ações: 50%; % de direitos de voto diretos: 50%; % de direitos de voto indiretos: 50%; NIF: 3228042; Data de nascimento: 29/06/1975; Nacionalidade (ID): Timor-Leste; País de residência permanente: Timor-Leste; Morada residencial/serviço: Bidau Lecidere, Nain Feto, Dili, Timor-Leste. Beneficiário efetivo 2: Nome completo: Garrick James Stanley; N.º de identificação: PB1440267; Tipo: Passaporte; Entidade emissora: Austrália; % de ações: 50%;	N/A

Nome da empresa no âmbito	Beneficiário efetivo final	Notas	Links”
		% de direitos de voto diretos: 50%; % de direitos de voto indiretos: 50%; NIF: 7068815; Data de nascimento: 21/01/1973; Nacionalidade (ID): Timor-Leste / Australiana; País de residência permanente: Timor-Leste / Austrália.	
Weatherford Australia Pty limited	Weatherford International Public Limited Company	A Weatherford Australia Pty Limited é um subcontratado detido pela Weatherford Worldwide Holdings GmbH (63,79%) e pela Weatherford Lamb Inc. (36,21%), que, por sua vez, são detidas por uma empresa cotada na NASDAQ, a Weatherford International Public Limited Company.	Fonte: Home Weatherford International
Schlumberger Australia Pty Ltd	Schlumberger NV	A Schlumberger Australia Pty Ltd é um subcontratado detido pela WesternGeco Seismic Holdings Limited, a qual é detida por uma empresa cotada na Bolsa de Nova Iorque (NYSE), a Schlumberger NV. Informação adicional: Nome completo: Shara Patricia Ciravolo Fesser; NIF: 639711966; Cargo público e função: Diretora; Data de início: 11 Aug 2020; Data de cessação (se aplicável): 17 Jul 2024.	Fonte: Quote & Chart SLB
Clough Wood Pty Ltd	Wood Group Australia Pty Ltd (50%), Clough Engineering & Integrated Solutions Pty Ltd (50%)	W A Wood Group Australia Pty Ltd é integralmente detida pela Wood PLC; a Clough Engineering & Integrated Solutions Pty Ltd é integralmente detida pela Holding Construction Australia Pty Ltd, que é integralmente detida pela Salini Australia Pty Ltd, que é integralmente detida pela WeBuild SpA	

7.4 Anticorrupção

Em conformidade com o Requisito 2.1(b), espera-se que as entidades reportantes publiquem uma política de anticorrupção, definindo a forma como gerem o risco de corrupção, incluindo a utilização de informação relativa a beneficiário efetivo. Para dar resposta a este Requisito, o AI incorporou um pedido adicional no template de recolha de dados da ITIE, exigindo às entidades extrativas e às Empresas Estatais (SOE) a submissão das respetivas políticas de anticorrupção como parte do processo de reporte à ITIE.

A política de anticorrupção era expectável para cinquenta e uma (51) entidades reconciliadas; porém, oito (8) entidades não responderam a este Requisito, incluindo a SOE TIMOR GAP, E.P., que não submeteu a respetiva política de anticorrupção.

A Tabela 7.9 infra apresenta um resumo das respostas das entidades reconciliadas. Para uma descrição mais detalhada, consultar o Anexo N.

Tabela 7.9: Respostas sobre a política anticorrupção por parte das entidades conciliadas

Parâmetros	Tipo de entidade	Política anticorrupção	Respostas	
			#	%
Respondentes	Operador	Publicamente disponível	17	33%
		Disponível	1	2%
		Não disponível	1	2%
	Sub-Operador	Publicamente disponível	4	8%
		Disponível	3	6%
		Não disponível	4	8%
Não Respondentes	Operador	-	2	4%
	Subsidiárias de empresa estatal (SOE)	-	13	25%
	Sub-Operador	-	6	12%
Total			51	100%

As entidades que disponibilizam publicamente a sua política e gestão anticorrupção geralmente abordam os seguintes tópicos:

- proibição de todos os colaboradores praticarem qualquer ato relacionado com corrupção, em benefício de qualquer pessoa, sem exceção;
- cumprimento da legislação e regulamentação nacional e internacional aplicável em matéria de suborno e corrupção;
- proibição de pagamentos de facilitação;
- proibição de oferecer, prometer ou aceitar ofertas, presentes ou hospitalidade que possam ser interpretados como excedendo práticas comerciais normais ou cortesia profissional, ou que possam ter como finalidade influenciar indevidamente uma decisão ou atividade;
- verificação da idoneidade ética e reputacional de potenciais parceiros comerciais;
- manutenção de livros e registos rigorosos e fidedignos;
- mecanismos de denúncia (whistleblowing).

Legislação anticorrupção em Timor-Leste

A Lei Anticorrupção de Timor-Leste (Lei n.º 7/2020), promulgada em 26 de agosto de 2020, estabelece medidas abrangentes para prevenir e combater a corrupção. Esta Lei introduz um quadro de declaração de rendimentos, património e interesses, define infrações relacionadas com corrupção, estabelece sanções aplicáveis e prevê procedimentos específicos para obtenção e preservação de prova.

Ao abrigo desta legislação, titulares de cargos públicos, funcionários públicos e trabalhadores de Empresas Estatais devem cumprir as suas disposições. Em particular, os indivíduos abrangidos devem submeter declarações anuais de rendimentos, património e despesas à Comissão Anticorrupção.

7.5 Mainstreaming

Timor-Leste aderiu à ITIE em 2008 e, desde então, publicou 15 relatórios, tendo alcançado progresso satisfatório, conforme reconhecido pela ITIE.

O país tem seguido um percurso consistente no sentido de melhorar a transparência dos dados divulgados pelo Governo e pelas entidades. De facto, a ITIE considerou Timor-Leste um pioneiro de mainstreaming na Ásia, devido ao lançamento do Portal da Transparência, em 2011, pelo Governo, que disponibiliza informação atualizada sobre dados governamentais, como orçamento nacional e despesas⁴⁶.

O mainstreaming visa promover transparência total no setor de petróleo e gás a nível mundial, aumentando a visibilidade e a confiança do setor perante investidores estrangeiros e potenciais operadores ou parceiros de joint venture.

Várias entidades nacionais divulgam publicamente relatórios anuais com demonstrações financeiras auditadas, bem como dados mensais. Entre as principais entidades governamentais que apresentam informação financeira e não financeira — pelo menos anualmente — encontram-se a ANP, a ANM, a TIMOR GAP, o Banco Central e o Fundo Petrolífero. Estas entidades publicam relatórios anuais com demonstrações financeiras auditadas, e a ANP e a ANM disponibilizam ainda, nos respetivos websites, figuras mensais de produção e receitas.

Adicionalmente, devido às reduzidas diferenças não reconciliadas nos Relatórios ITIE e à dimensão do setor, criou-se a expectativa, ao nível do Secretariado Internacional da ITIE, de que Timor-Leste seja um dos fortes candidatos a figurar entre os primeiros países a implementar plenamente o mainstreaming.

Timor-Leste tem vindo a melhorar a divulgação de dados, aumentando a quantidade e qualidade da informação ao longo dos anos, com o objetivo de cumprir os Requisitos dos Padrões ITIE 2016, 2019 e, posteriormente, 2023. A EY Portugal tem acompanhado os desenvolvimentos do Estudo de Viabilidade sobre Mainstreaming, avaliando os requisitos e a evolução do respetivo roadmap.

Durante 2022, e em simultâneo com a preparação do Relatório ITIE 2020, foram realizadas várias reuniões de acompanhamento relacionadas com o mainstreaming, com o objetivo de compreender os desenvolvimentos durante esse período e evidenciar melhorias em cada Requisito do Padrão ITIE 2019. Ao longo das sessões conduzidas pelo AI, foi possível discutir recomendações e identificar barreiras à plena transparência.

O MSGWG considera atualmente que o avanço do mainstreaming ocorrerá de forma gradual, à medida que o país desenvolve as ferramentas e mecanismos essenciais à sua implementação plena. As estruturas regulatórias e legislação vigentes do setor de O&G contrariam certos requisitos de divulgação previstos no Padrão ITIE (por exemplo, termos comerciais dos PSC e determinados detalhes de produção). Além disso, apesar de grande parte da informação exigida já ser divulgada nos websites das entidades governamentais, as limitações nas infraestruturas físicas e digitais (por exemplo, qualidade da internet) continuam a atrasar a criação de uma plataforma centralizada que reúna a informação exigida pela ITIE para um acesso mais eficiente.

Estes fatores constituem as principais causas do subdesenvolvimento do mainstreaming em Timor-Leste. A implementação plena por todas as entidades exigirá um estudo aprofundado sobre como ultrapassar as limitações legislativas e os custos associados à sua concretização.

⁴⁶ Fonte: EITI Timor-Leste: <https://eiti.org/timorleste> e Transparência

Portal: <http://www.transparency.gov.tl/english.html>

Por fim, para cumprir de forma contínua os Requisitos previstos no Padrão ITIE 2023, é essencial recorrer a diversos recursos, não só para a implementação completa, mas também para a atualização e validação constantes da informação.

Empresas Estatais (SOE's)

Esta secção aborda áreas-chave de divulgação relacionadas com a participação do Estado, a qual ocorre principalmente através das Empresas Estatais (SOE). Ao abrigo do Padrão ITIE 2023, o cumprimento dos Requisitos relativos às SOE assegura transparência e responsabilização quanto ao modo como estas entidades operam no setor extrativo. Estes Requisitos enfatizam a necessidade de divulgar papéis, responsabilidades e fluxos financeiros associados às SOE, tendo em conta a sua influência significativa na gestão dos recursos e na geração de receitas para o Estado. Ao cumprir estes padrões, Timor-Leste reforça a sua governação, promove a confiança pública e alinha-se com as melhores práticas internacionais na gestão de recursos extrativos.

Em 2023, a TIMOR GAP continuou a desempenhar um papel central no setor upstream de petróleo e gás de Timor-Leste, supervisionando atividades de prospeção, desenvolvimento e produção, tanto onshore como offshore. A empresa esteve ativamente envolvida em vários projetos, incluindo estudos geológicos e geofísicos para identificar novas oportunidades. A TIMOR GAP detém atualmente três PSC offshore e quatro PSC onshore, encontrando-se simultaneamente a avaliar o Reserve Block B e a explorar oportunidades nos Blocos C e D. Um dos destaques do ano foi a continuação das negociações relativas aos campos do Greater Sunrise, nos quais a TIMOR GAP detém uma participação maioritária de 56,56%.



8. Empresas Estatais (SOE's)

SOE em Timor-Leste

Em 2023, Timor-Leste contava com duas principais Empresas Estatais (SOE) a operar nos setores do petróleo, gás e mineração:

- TIMOR GAP, E.P.: empresa estatal responsável por representar o Estado nas operações de petróleo e gás.
- MURAK RAI TIMOR, E.P. (MRT E.P.): empresa estatal mineira criada pelo Decreto-Lei n.º 64/2023, de 6 de setembro, com o objetivo de exercer atividades mineiras.

Embora o setor mineiro tenha sido considerado imaterial para o presente relatório, é apresentado um resumo dos resultados financeiros da MRT E.P. Para cumprir os Requisitos aplicáveis às SOE, o foco principal incide sobre a TIMOR GAP.

Resultados Financeiros da MURAK RAI TIMOR, E.P.

A MRT E.P. foi constituída em 4 de outubro de 2023. Durante o período de três meses terminado em 31 de dezembro de 2023, a empresa concentrou-se sobretudo na sua instalação operacional, incluindo a organização do espaço de trabalho e a integração de recursos humanos essenciais. A MRT E.P. recebeu um Capital Social Inicial de USD 2.000.000, proveniente do Ministério do Petróleo e Recursos Minerais.

Para o período de três meses terminado em 31 de dezembro de 2023, a MRT não registou receitas operacionais, uma vez que as atividades se centraram na instalação organizacional da empresa e na aquisição de concessões. A empresa incorreu em despesas operacionais de USD 146.377, resultando num prejuízo líquido de USD 131.264 para o período.

No que respeita a investimentos, a MRT iniciou os seus processos essenciais de aprovisionamento e aquisição de ativos, reconhecendo USD 10.333 em ativos tangíveis e contratando arrendamentos de escritórios no valor de USD 107.945. Não foram incorridos custos de exploração nem obrigações de financiamento no âmbito de joint ventures, uma vez que a MRT beneficiou de acordos free-carry previstos nos respetivos contratos de joint venture.

Enquadramento Legal da TIMOR GAP, E.P.

A TIMOR GAP, E.P. foi criada pelo Decreto-Lei n.º 31/2011, de 27 de julho, para gerir, num quadro empresarial, os ativos do Estado de Timor-Leste no setor do petróleo e gás natural, incluindo outros hidrocarbonetos e derivados.

Em maio de 2023, foi aprovada a primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 31/2011 através do Decreto-Lei n.º 24/2023, visando atualizar o regime jurídico face às alterações decorrentes do Tratado de Fronteiras Marítimas e ao desenvolvimento da indústria petrolífera, bem como identificar novas áreas de intervenção para a TIMOR GAP.

Os Estatutos da TIMOR GAP sofreram uma segunda alteração através do Decreto-Lei n.º 61/2023, de 6 de setembro. Esta revisão corrigiu imprecisões identificadas na primeira alteração, alinhou a governação societária com padrões internacionais e ampliou o âmbito de atuação da empresa para responder aos desafios da transição energética. O objetivo central consiste em recentrar a TIMOR GAP na sua missão principal, corrigindo ineficiências como a afetação inadequada de recursos, operações não rentáveis e a ausência de foco em projetos estratégicos essenciais para o futuro de Timor-Leste. Por fim, a alteração reforça a transparência e o controlo das operações, assegurando o alinhamento com normas internacionais e com a legislação nacional, restaurando a credibilidade do setor e mantendo o estatuto de Timor-Leste no âmbito da Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extrativas (ITIE).

A empresa recebe financiamento governamental sob a forma de transferência pública anual, destinada a apoiar as suas atividades operacionais, nos termos da Lei do Orçamento do Estado. A transferência pública para a TIMOR GAP é efetuada através do orçamento anual do Ministério do Petróleo e Recursos Minerais (MPRM). Os fundos atribuídos à TIMOR GAP baseiam-se no plano anual da empresa, o qual é previamente aprovado pelo Conselho de Ministros.

Antes do desembolso, é celebrado um acordo de execução orçamental entre o MPRM e a TIMOR GAP. Em conformidade com o Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 31/2011, a TIMOR GAP deve apresentar relatórios trimestrais sobre a utilização das transferências públicas.

Órgãos Sociais da TIMOR GAP

Sendo uma empresa estatal, a TIMOR GAP opera sob a supervisão do Ministério do Petróleo e Recursos Minerais, entidade administrativa do Estado responsável pela supervisão do setor petrolífero. Embora possua autonomia administrativa e financeira, todas as atividades empresariais e decisões estratégicas da TIMOR GAP devem estar alinhadas com a orientação estratégica do Governo e com os objetivos definidos pela autoridade de tutela.

A empresa integra os seguintes órgãos sociais principais: a) Conselho de Administração (Board of Directors – BOD), b) Comité Executivo (Executive Committee – EC), c) Conselho Fiscal (Audit Board).

O Conselho Fiscal é o órgão responsável por supervisionar a gestão dos ativos financeiros e patrimoniais da empresa, assegurando a conformidade com as Leis, estatutos, políticas e procedimentos aplicáveis. Os poderes do Conselho Fiscal encontram-se definidos no Artigo 17.º dos Estatutos da TIMOR GAP.

O Conselho de Administração (BOD) é o órgão máximo da TIMOR GAP, responsável pela supervisão da gestão da empresa e pela aprovação das decisões estratégicas, políticas relevantes, procedimentos e diretrizes, entre outras responsabilidades.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 61/2023, de 6 de setembro, que procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 31/2011, de 27 de julho, compete ao Conselho de Administração a direção e gestão da empresa. Entre as suas atribuições, incluem-se a definição da orientação estratégica do negócio, a aprovação dos planos estratégicos, plurianuais e anuais, e a aprovação da participação da empresa em operações petrolíferas, incluindo na Área de Regime Especial do Greater Sunrise. Compete-lhe ainda a gestão de ativos, a constituição de subsidiárias, a definição de orientações estratégicas e o estabelecimento de diretrizes corporativas aplicáveis a diversas funções. Adicionalmente, a autoridade do Conselho de Administração abrange a aprovação de políticas internas, a gestão de investimentos e a nomeação ou exoneração dos membros do Comité Executivo, para mandatos de quatro anos, assegurando uma supervisão eficaz da gestão da empresa.

O Comité Executivo é responsável pela gestão diária da empresa, em conformidade com a sua missão, objetivos, estratégias e orientações aprovadas pelo Conselho de Administração.

A seleção dos membros dos órgãos sociais da TIMOR GAP é regida pelo quadro jurídico de Timor-Leste aplicável às empresas públicas. O Governo de Timor-Leste, através do Conselho de Ministros, detém a autoridade para nomear e exonerar os membros do Conselho de Administração, nos termos dos Decretos-Lei que estabelecem e regulam a empresa. O Comité Executivo, composto por membros da gestão de topo, funciona sob supervisão do Conselho de Administração e é constituído internamente após essas nomeações. O processo é centralizado e conduzido pelo Governo, não existindo participação de entidades externas nem procedimentos competitivos de seleção.

Subsidiárias upstream (SPV para participações em blocos)

A TIMOR GAP possui várias subsidiárias envolvidas em atividades upstream e em serviços para o setor de petróleo e gás. As atividades das subsidiárias integralmente detidas pela TIMOR GAP abrangem operações onshore e offshore. Em 2023, a TIMOR GAP detinha participações nas seguintes entidades:

Subsidiárias constituídas até 2017

- **TIMOR GAP PSC 11-106** – Estabelecida em 2012, esta subsidiária integral é responsável por atividades de exploração, produção de petróleo bruto e gás natural, bem como pelas vendas associadas, no âmbito do PSC TL-SO-T 19-11. A parceria entre TIMOR GAP PSC 11-106, Eni JPDA 11-106 B.V. e Inpex no antigo território da JPDA tornou-se efetiva em 23 de outubro de 2013. A TIMOR GAP detém uma participação de 24% na joint venture.
- **TIMOR GAP Seismic Services, Unipessoal, Lda.** – Fundada em outubro de 2015, é detida pela TIMOR GAP (60%) e pela BGP Geopexplorer Pte. Ltd., subsidiária da China National Petroleum

Corporation (40%). O seu objetivo é prestar serviços de aquisição sísmica no território de Timor-Leste.

- **TIMOR GAP Offshore Block, Unipessoal, Lda.** – Criada em 2015 como veículo especial para o bloco offshore TL-SO-15-01. Em 18 de dezembro de 2015, iniciou atividades de exploração no referido bloco, detendo 100% de participação no PSC.
- **TIMOR GAP Chuditch, Unipessoal, Lda.** Criada em 2016 para expandir o portefólio de exploração e produção da TIMOR GAP. Em 8 de novembro de 2019, a TIMOR GAP Chuditch e a sua parceira SundaGas Banda Unipessoal, Lda. assinaram um PSC para a área contratual TL-SO-19-16 com a ANPM. A TIMOR GAP detém 25% da joint venture.
- **TIMOR GAP Onshore Block, Unipessoal, Lda.** – Fundada em 2017 como veículo especial para o PSC TL-OT-17-08 em parceria com a TIMOR Resources, partilhando uma participação de 50% no Bloco A onshore.
- **TIMOR GAP Onshore Block B, Unipessoal, Lda.** – Criada em 2017 como veículo especial para atividades no Bloco B onshore.
- **TIMOR GAP Onshore Block C, Unipessoal, Lda.** – Estabelecida em 2017 como veículo especial para o bloco TL-OT-17-09, assinado com a TIMOR Resources, com uma parceria de 50%. (Consultar Anexo J para detalhes sobre os blocos onshore da TIMOR GAP).
- **TIMOR GAP Drilling & Services, Unipessoal, Lda.** – Criada em 2017 para responder às exigências associadas à prestação de serviços no segmento upstream. O seu foco é aumentar o valor comercial e atrair investimento.

Desde 2018, a TIMOR GAP constituiu as seguintes subsidiárias integralmente detidas:

- TIMOR GAP GREATER SUNRISE RL2, Unipessoal, Lda. — Para deter participação no Retention Lease NT/RL2.
- TIMOR GAP GREATER SUNRISE RL, Unipessoal, Lda. — Para deter participação no Retention Lease NT/RL.
- TIMOR GAP GREATER SUNRISE 03-19, Unipessoal, Lda. — Para deter participações no PSC JPDA 03-19.
- TIMOR GAP GREATER SUNRISE 03-20, Unipessoal, Lda. — Para deter participações no PSC JPDA 03-20.

Em 2021, a TIMOR GAP constituiu uma nova subsidiária integralmente detida para participar em atividades de exploração e produção:

- **TIMOR GAP PUALACA BLOCK, Unipessoal, Lda.** – Estabelecida em 2021 e concessionária do PSC TL-OT-12 (Pualaca Block), com 100% de participação e atuando como Operador.

Em 2022, a TIMOR GAP constituiu a TIMOR GAP RARAHANA BLOCK, Unipessoal, Lda., destinada a participar em atividades de exploração e produção no PSC TL-OT-22-18, atribuído nesse mesmo ano.

Subsidiárias Downstream

- Criada em 2014, TIMOR GAP Oil & Gas Marine and Logistics, Unipessoal, Lda presta serviços gerais à indústria marítima e serviços de apoio ao setor petrolífero.
- Criada em 2020, WESTSTAR-GAP Aviation, Lda. resulta de uma joint venture entre a TIMOR GAP e a WESTSTAR AVIATION TIMOR, Unipessoal, Lda., afiliada da PT WESTSTAR AVIATION INDONESIA, especializada em serviços de transporte aéreo, sobretudo para operações offshore. A TIMOR GAP detém 45%, enquanto a WESTSTAR AVIATION TIMOR, Unipessoal, Lda. detém 55%.

Subsidiária do Projeto Tasi Mane

South Horizon Offshore Services, Lda. – Criada em 2015 como subsidiária da TIMOR GAP Oil & Gas Marine and Logistics, Lda., presta serviços de apoio a embarcações e unidades offshore no Mar de

Timor, incluindo a operação de embarcações de apoio e outros serviços relacionados com as indústrias marítima e de petróleo e gás.

Para mais informações sobre as subsidiárias da TIMOR GAP, consultar o Anexo O.

Receitas e Resultados Financeiros

O déficit operacional da empresa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 ascendeu a USD –214.945 (2022: USD –1.232.962), e o prejuízo total reconhecido foi de USD –381.214 (2022: USD –962.607). O rendimento total da empresa foi reduzido em USD 86.340.966 (2022: USD 68.769.748), refletindo a não execução de vários orçamentos de projetos durante 2023. Em base consolidada, a TIMOR GAP recebeu uma subvenção de USD 54.000.000 (2022: USD 62.200.000), da qual USD 16.473.351 foram transferidos para subsidiárias para execução dos seus programas mínimos de exploração aprovados individualmente pela ANPM no respetivo programa de trabalhos e orçamento.

A subvenção destinou-se ao financiamento das operações da empresa em 2023, incluindo estudos relevantes para o desenvolvimento de novos negócios e serviços downstream, como o comércio de combustíveis, bem como investimentos no PSC Greater Sunrise e em novos blocos onshore.

Embora a empresa dependa de forma significativa de subvenções governamentais para suportar despesas operacionais e não operacionais, gerou igualmente receitas internas decorrentes do comércio de combustíveis com a ECTL e das vendas de combustíveis na Estação de Serviço de Suai, registando vendas combinadas de USD 21.565.926 (2022: USD 29.055.843).

Em base de grupo, o déficit resulta sobretudo de custos financeiros associados à imparidade de ativos petrolíferos, totalizando USD –37.248.384 para o ano findo em 31 de dezembro de 2023 (2022: USD –34.454.255). O déficit consolidado foi parcialmente atenuado por imposto e crédito de imposto diferido no montante de USD 63.339 (2022: encargo de imposto diferido de USD 27.128). A empresa apresenta um capital próprio de USD 22.464.230 (2022: USD 22.845.444), enquanto o capital próprio consolidado do grupo ascende a USD –799.975.128 (2022: USD –762.558.222). Os resultados transitados da empresa totalizam USD 19.964.230 (2022: USD 20.345.444).

A empresa reportou perdas em 2023 e 2022 devido a investimentos substanciais e a um processo de reestruturação contínuo, incluindo despesas significativas com exploração, desenvolvimento de infraestruturas e reforço de capacidades humanas, enquanto as receitas permanecem limitadas às atividades de retalho de combustíveis e prestação de serviços.

Outras despesas totalizaram USD 19,2 milhões em 2023. Contribuíram ainda para o resultado negativo as perdas por imparidade de ativos intangíveis associados ao Greater Sunrise, no montante de USD 1,2 milhões, e os encargos anuais de juro composto relacionados com o empréstimo do Fundo Petrolífero, no valor de USD 34 milhões.

O capital próprio da empresa situou-se em USD 19,96 milhões (2022: USD 20,35 milhões), enquanto o capital próprio consolidado do grupo diminuiu para USD –802,70 milhões (2022: USD –765,28 milhões), sobretudo devido às imparidades relacionadas com os ativos do Greater Sunrise e aos encargos de juro composto dos empréstimos provenientes do Fundo Petrolífero.

A TIMOR GAP continua fortemente dependente de subvenções governamentais para sustentar as operações e financiar projetos até ao início da produção petrolífera e à consecução da autossuficiência financeira. Durante esta fase de desenvolvimento, os custos permanecem imprevisíveis, dada a prossecução de oportunidades que se alinham com a visão estratégica de longo prazo da empresa para o setor de petróleo e gás de Timor-Leste.

O Relatório Anual da TIMOR GAP referente a 2023 indica que não foi distribuído qualquer dividendo ao acionista único — o Estado de Timor-Leste — e não apresenta uma política formal de dividendos. A empresa refere permanecer numa fase de investimento e desenvolvimento, concentrando os seus recursos em projetos estratégicos como o Greater Sunrise, o Projeto Tasi Mane e infraestruturas downstream.

Face ao déficit operacional e às elevadas despesas de capital, os recursos têm sido reinvestidos no crescimento a longo prazo, não havendo margem para distribuição de dividendos. Qualquer eventual

distribuição futura estará sujeita ao quadro legal aplicável às empresas públicas e requererá aprovação governamental.

Custos de Projetos

Em 2023, as despesas de projetos da TIMOR GAP relacionaram-se principalmente com: gestão do Projeto Tasi Mane (condição prévia da SSB ao descomissionamento de Bayu-Undan), negociações do Greater Sunrise, descomissionamento de Bayu-Undan, desenvolvimento de negócios e serviços downstream, investimentos no PSC Greater Sunrise, exploração onshore e offshore, perfuração no PSC TL-SO-T 19-11, PSC Chuditch, direitos de farmout no PSC TL-SO-19-16, participações nos PSC TL-OT-17-08 e TL-OT-17-09, e novos blocos onshore.

Devido a fatores internos e externos, apenas 18% dos custos de projetos foram reconhecidos como despesas em 2023. Em conformidade com o tratamento contabilístico das subvenções governamentais, estas são reconhecidas de forma sistemática em períodos que correspondem às despesas a que se relacionam.

Assim, 82% da subvenção (USD 121.268.320) foram transportados como Rendimento Diferido⁴⁷ (Grant) no passivo das demonstrações financeiras auditadas de 2023. O rendimento reconhecido para 2023 foi de USD 26.427.528 (2022: USD 16.860.020), correspondendo a 18% da subvenção utilizada. O orçamento remanescente será executado em 2024, conforme o plano de atividades aprovado.

Passivos Financeiros da TIMOR GAP

Em 2019, a TIMOR GAP contraiu um empréstimo de USD 650 milhões junto do Fundo Petrolífero, ao abrigo de um período de moratória alargado. O empréstimo é não garantido, possui uma taxa de juro composto anual de 4,5% e um prazo de 18 anos, estando o primeiro pagamento previsto para 9 de abril de 2028. O empréstimo foi obtido especificamente para financiar a aquisição de uma participação de 56,56% nos campos de Greater Sunrise, tendo as condições de reembolso sido definidas com base na data prevista para o início da produção. O custo total amortizado do empréstimo para 2023 ascendeu a USD 800.425.938 (2022: USD 765.957.836).

De acordo com o Relatório Anual do Fundo Petrolífero de 2023, este empréstimo tem gerado desafios significativos em termos de relato financeiro e contabilístico. Inicialmente, foi registado ao custo amortizado, o que resultou num aumento automático do valor devido ao juro acumulado ao longo dos oito anos de período de carência. Contudo, durante a auditoria das demonstrações financeiras de 2020, a equipa de auditoria da EY determinou que não estavam reunidas as condições para a classificação ao custo amortizado e que o empréstimo deveria ser valorizado ao justo valor. Esta alteração obrigou o Banco Central de Timor-Leste (BCTL) a contratar uma empresa independente para proceder à avaliação e criar um novo processo de valorização, o que provocou atrasos substanciais na emissão das demonstrações financeiras e dos relatórios anuais de 2020 e 2021. Os atrasos foram agravados pela divulgação tardia das demonstrações financeiras auditadas da TIMOR GAP.

Embora o Ministério das Finanças, em coordenação com o BCTL e a EY, tenha implementado medidas para evitar atrasos semelhantes nos anos seguintes, o empréstimo continua a representar riscos financeiros. Quando o acordo foi celebrado em 2019, previa-se que o período de carência de oito anos fosse suficiente para permitir o início da produção de gás do Greater Sunrise, gerando receitas para suportar o reembolso. No entanto, o plano de desenvolvimento do Greater Sunrise continua por definir e o primeiro pagamento de juros vence em abril de 2028, podendo originar um potencial défice de liquidez entre as obrigações de reembolso da TIMOR GAP e as projeções de entrada de receitas. No final de 2023, os intervenientes acordaram rever e atualizar os termos do empréstimo assim que o plano de desenvolvimento do Greater Sunrise fique mais claro em 2024.

⁴⁷ A TIMOR GAP recebeu subvenções do Governo da República Democrática de Timor-Leste durante o ano; contudo, como estes fundos não foram integralmente utilizados para as despesas ou projetos a que se destinavam, a empresa procedeu ao seu diferimento, em conformidade com as disposições da IAS 20. Em resultado, o saldo de subvenções diferidas reflete o financiamento governamental acumulado e atribuído a iniciativas estratégicas — como o desenvolvimento de infraestruturas e projetos upstream — que se encontram em curso e serão amortizados à medida que as respetivas obrigações forem sendo cumpridas.

Investimentos realizados em empresas do setor extrativo

A TIMOR GAP efetuou investimentos em diversos projetos, incluindo atividades de exploração offshore e onshore, operações de perfuração no PSC TL-SO-T 19-11, o PSC Chuditch, direitos de farmout no PSC TL-SO-19-16, participações nos PSC TL-OT-17-08 e PSC TL-OT-17-09, bem como em dois novos blocos onshore.

De acordo com as Demonstrações Financeiras Consolidadas da TIMOR GAP de 2023, na Nota 13 – Investments, o valor total dos investimentos em subsidiárias e associadas ascendia a USD 1.177.446 (mensurado ao custo), sendo estes montantes referentes sobretudo à TIMOR GAP Onshore Block, Unipessoal, Lda. (USD 398.844) e à TIMOR GAP Offshore Block, Unipessoal, Lda. (USD 703.352). Estes financiamentos internos são isentos de juros e reembolsáveis quando as respetivas entidades comecem a gerar receita a partir dos seus blocos, correspondendo o reconhecimento contabilístico ao tratamento de justo valor associado ao empréstimo concedido.

Auditoria da TIMOR GAP (Requisito 2.6.b)

As demonstrações financeiras auditadas da TIMOR GAP encontram-se disponíveis publicamente no seu website oficial ([Annual Reports - TIMOR GAP E.P.](#)). As demonstrações financeiras auditadas referentes a 2023 foram emitidas em 27 de julho de 2024⁴⁸.

A TIMOR GAP não divulgou quaisquer barreiras legais ou regulamentares que possam atrasar a publicação das demonstrações financeiras auditadas, e o relatório não menciona obstáculos nem apresenta justificações para eventuais atrasos. Em conformidade com o Requisito 2.6 da ITIE, recomenda-se que a TIMOR GAP documente explicitamente quaisquer barreiras, caso existam, a fim de assegurar transparência e responsabilização das SOE.

Divulgação de pagamentos materiais das SOE ao Governo (Requisito 4.5)

Dado que várias subsidiárias da TIMOR GAP participam em PSC, estas encontram-se obrigadas ao pagamento de royalties de petróleo e gás, taxas e impostos aplicáveis ao Governo. Os pagamentos materiais das SOE são divulgados e reconciliados na **Secção 10** do presente relatório.

⁴⁸ [Timor Gap Annual Report.pdf](#)



9 Metodologia e abordagem

A EY foi contratada para realizar um estudo de delimitação para definir o âmbito de reconciliação da ITIE, que foi usado para o 15º Relatório da ITIE de Timor-Leste. Esta tarefa foi o primeiro passo para fazer o processo de reconciliação.

O objetivo do estudo de delimitação foi definir claramente o âmbito do exercício de reconciliação da ITIE, os templates de relato, o processo de recolha de dados e o calendário de trabalho, em conformidade com os requisitos da ITIE (Padrão ITIE 2023). Esta avaliação permitiu também a correção de recomendações de relatórios anteriores da ITIE e teve em consideração algumas das recomendações do secretariado internacional abordadas na última Validação de Timor-Leste.

9. Metodologia e Abordagem

9.1 Âmbito e AI

Administrador Independente

Na qualidade de Administrador Independente, a EY desempenhou as seguintes tarefas durante a avaliação técnico-económica:

- Identificar as empresas, empresas públicas e instituições que devem ser abrangidas pelo âmbito de aplicação do requisito 4.1 do Padrão ITIE.
- Identificar e listar as empresas de petróleo e gás (indústria extrativa) e as indústrias mineiras de Timor-Leste que efetuaram pagamentos substanciais ao Estado e que devem ser incluídas no âmbito do relatório, de acordo com o requisito 4.1 (c) do Padrão ITIE.
- Identificar e listar os órgãos governamentais que receberam pagamentos substanciais de empresas de petróleo e gás e indústrias mineiras de Timor-Leste que devem estar no âmbito do relatório de acordo com os requisitos de 4.1 (c) do Padrão ITIE.
- Identificar quaisquer obstáculos legislativos, regulamentares, administrativos ou práticos para a divulgação completa da receita total derivada de cada fluxo de benefícios acordados no volume necessário para o relatório da ITIE, incluindo as receitas que estão abaixo dos limiares acordados, significativos para os templates de reporte, de acordo com o requisito 4.1 (d) do Padrão ITIE.
- Aconselhar o MSWG sobre a forma de definir o nível de desagregação a aplicar aos dados que serão publicados.
- Identificar os procedimentos de auditoria e realizar procedimentos de confirmação dentro das empresas e instituições públicas envolvidas na preparação do relatório da ITIE, a fim de confirmar a conformidade com os requisitos do 4.9 (a) do Padrão ITIE. Tal inclui o estudo das leis e estatutos relevantes, quaisquer iniciativas de reforma ou as que estão a ser introduzidas e se estes procedimentos cumprem as normas internacionais.

Por último, a EY emitiu um projeto de relatório que serviu de base à análise efetuada na fase inicial (relatório do estudo de delimitação do âmbito), que foi apresentado e aprovado para adoção pelo MSWG.

Âmbito do trabalho

Considerando o limiar de materialidade estabelecido, é imperativo notar que 99% dos fluxos de receitas recebidos pela Unidade do Fundo Petrolífero para o ano de 2023 se enquadram no âmbito e estão sujeitos a reconciliação..

Além disso, foram consideradas as seguintes questões:

- Os impostos nacionais pagos ao DNRPM devem ser incluídos no processo da ITIE e, conseqüentemente, todos os não impostos pagos à ANPM ou ao Fundo;
- Todos os fluxos de receitas de TL (DNRPM, ANPM e FP) constituíram a base para o cálculo do fluxo de materiais relevantes para o relatório da ITIE;
- A informação foi reconciliada (mas não validada – o que será feito apenas na fase de reconciliação) com a informação dos créditos declarados nas Demonstrações Financeiras finais auditadas do Fundo Petrolífero (que é considerado como o total de créditos no âmbito);
- O montante/% considerada foi a combinação do número de fluxos de receitas/número de entidades, de modo a garantir que o relatório terá em conta mais de 99% das contas a receber. Este número é possível devido à dimensão e concentração do setor em apenas alguns intervenientes;

- Os dados relativos às prestações sociais obrigatórias ainda não são recolhidos pelo Governo a nível do setor. Estes custos são consideráveis para as empresas. Por conseguinte, seria útil que a ITIE constituísse um mecanismo que permitisse ao setor e ao governo recolher estes dados numa base anual e sistemática.

9.2 Considerações de Materialidade

Setores (Subsetores em âmbito)

Indústria de Petróleo e Gás

De acordo com dados preliminares, o Governo de Timor-Leste recebeu USD 150,07 milhões em receitas provenientes do setor do Petróleo e Gás (O&G) durante 2023, em comparação com USD 1.401 milhões em 2022. A produção de O&G atingiu o seu pico em 2012 e tem seguido uma tendência decrescente desde então, com o declínio a acentuar-se em 2022 e 2023, conforme ilustrado nas figuras acima. Espera-se que esta tendência descendente continue nos próximos anos, uma vez que a atividade de produção permanece em queda no momento da preparação deste relatório.

Apesar desta tendência, Timor-Leste continua a depender fortemente do petróleo, e as receitas de O&G continuam a representar uma fonte crucial de receitas governamentais. Na verdade, o subsector de O&G representou 99% do total das receitas das indústrias extrativas em 2023, sublinhando a sua importância e materialidade para este relatório.

Indústria Mineira

No que diz respeito ao setor mineiro, as receitas de USD 1,49 milhões geradas pelas empresas mineiras representam uma diminuição relativamente a anos anteriores, nos quais se registaram USD 2,46 milhões. No contexto da receita total proveniente das indústrias extrativas em Timor-Leste, a contribuição do setor mineiro representou apenas 1% do total, continuando a evidenciar um impacto relativamente reduzido nas receitas de 2023.

O MSWG reconhece que a dimensão relativa do setor mineiro face ao total das receitas extrativas permanece discreta, sendo que, para além de métricas quantitativas, o subsector de O&G continua a ser o principal foco de atenção pública. Adicionalmente, fatores como a maturidade da indústria, o estágio de desenvolvimento e aspetos de calendarização influenciaram a decisão do MSWG — em conformidade com os requisitos da Norma ITIE relativos a limiares significativos de reporte — de manter o setor mineiro como imaterial para efeitos deste relatório.

No entanto, o MSWG deve considerar que a diminuição das receitas do petróleo e gás poderá conduzir a um interesse crescente no setor mineiro. Assim, ainda que a mineração seja atualmente considerada imaterial para o relatório, o MSWG decidiu divulgar voluntariamente algumas informações relativas ao setor mineiro devido à sua importância estratégica futura. Isto poderá incluir uma visão inicial sobre as atividades, produção e Exportações mineiras, garantindo um equilíbrio entre um reporte abrangente e a eficiência operacional.

Além disso, à luz das recomendações da recente Validação da ITIE Timor-Leste, o Administrador Independente (AI) sugeriu que o MSWG considerasse a inclusão de determinadas entidades mineiras no processo de conciliação, de modo a facilitar a futura transição para um cenário em que a mineração possa vir a ser considerada material.

Por conseguinte, o setor mineiro é tratado como Mineração Artesanal de Pequena Escala (ASM) e é abordado na Secção 6, a qual apresenta uma visão geral das atividades ASM, produção e Exportações (incluindo os dados relativos a materiais de construção extraídos), assegurando um equilíbrio entre reporte abrangente e eficiência. Adicionalmente, a amostra de conciliação relativa às entidades mineiras é apresentada na Secção 10.

Limiar de Seleção

A Norma ITIE define materialidade como: “Pagamentos e receitas são considerados materiais se a sua omissão ou incorreção puder afetar significativamente a abrangência do Relatório ITIE.” Existem várias formas possíveis de definir materialidade para o Relatório 2023. A abordagem mais comum consiste em definir materialidade com base num valor mínimo de pagamentos ao Governo; outras abordagens podem basear-se na dimensão da empresa (por exemplo, dimensão anual mínima) ou no tipo de licença detida (grande escala, produção).

Após consulta ao MSWG, o limiar de materialidade foi mantido em USD 100.000 para todos os fluxos de receita, bem como o mesmo limiar para as entidades/instituições cujos pagamentos acumulados (para os fluxos de receita considerados materiais) tenham ultrapassado esse valor durante 2023 (tal como em 2022).

Fluxos de Receita

As receitas governamentais provenientes das indústrias extrativas consistem em:

1. Receitas não Fiscais
2. Receitas Fiscais

Os números do imposto sobre o rendimento pago pela indústria de petróleo e gás como um todo estão disponíveis nos sites do governo.

No entanto, verifica-se uma ausência assinalável de informações pormenorizadas que definam os tipos específicos de impostos ou receitas cobradas. Além disso, é imperativo que o MSWG promova ativamente a transparência entre os vários participantes da indústria, defendendo a segregação dos dados financeiros de acordo com os respetivos produtos. A falta de valores desagregados do imposto sobre o rendimento a nível individual coloca desafios significativos ao escrutínio público e dificulta a acessibilidade dessas informações.

Os fluxos de receita fiscal aplicáveis às entidades do setor de Petróleo e Gás são os seguintes:

Tabela 9.1: Fluxos de receita fiscal das entidades de O&G

FLUXOS DE RECEITA DO SETOR DO PETRÓLEO E GÁS	
RECEITA FISCAL	DESCRIÇÃO
Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC)	Imposto aplicado ao rendimento tributável do contribuinte em cada ano fiscal.
Imposto Adicional sobre o rendimento	Imposto adicional sobre o rendimento a pagar por um Operador que tenha um valor positivo de receitas líquidas acumuladas derivadas do Projeto Bayu-Undan para um ano fiscal.
IVA	Imposto sobre bens e serviços.
Imposto sobre Rendimentos do Trabalho (retenção na fonte)	Retenção na fonte sobre rendimentos do trabalho dos trabalhadores (residentes e não residentes).

FLUXOS DE RECEITA DO SETOR DO PETRÓLEO E GÁS	
RECEITA FISCAL	DESCRIÇÃO
Imposto de Retenção na Fonte (WHT)	Imposto em que qualquer pessoa ou empresa que efetue determinados pagamentos deve deduzir o imposto desses pagamentos e entregá-lo à DNRPM. Os pagamentos sujeitos a retenção incluem serviços — como taxas de gestão e consultoria, comissões, rendas, dividendos — e pagamentos a contratantes não residentes.

Os tipos de receitas não fiscais das entidades de Petróleo e Gás são os seguintes:

Tabela 9.2: Receitas não fiscais das entidades O&G

TIPOS DE RECEITAS DE PETRÓLEO E GÁS	
RECEITA NÃO FISCAL	DESCRIÇÃO
FTP	Um pagamento de produção efetuado nos termos de um PSC entre o Governo de TL e uma Empresa relacionada com as vendas de Petróleo e Gás.
Royalty	Um pagamento de royalties efetuado de acordo com o seu PSC entre o Governo de TL e uma Empresa relacionada com as vendas de Petróleo e Gás.
Taxa sobre o lucro com petróleo e gás	Um pagamento de produção efetuado nos termos de um PSC entre o Governo de TL e uma Empresa relacionado com o lucro na venda de petróleo e gás de recuperação de custos de petróleo.
Taxas a pagar	Taxa de serviço contratual - Taxa a pagar anualmente pelo Operador durante a vigência do PSC.
	Taxa de Desenvolvimento - Aplica-se quando uma descoberta comercial é declarada pelo operador. Taxas baseadas na dimensão da descoberta da reserva de petróleo e gás.
	Taxa de Aluguer de Direito de Superfície - Taxa a pagar pelo Operador anualmente e calculada usando a área do contrato multiplicada por USD 30 por quilómetro quadrado.
	Taxa de Dados Sísmicos - a participação na receita estipulada no Acordo Multiclientes acordado entre o Operador e a ANP sobre a venda/licenciamento dos dados sísmicos.
Outros Pagamentos (Taxa de Gasoduto)	Taxa a pagar pelo governo australiano acordada por ambos os países.

Empresas extrativas e entidades governamentais abrangidas pelo âmbito

O Padrão ITIE estabelece que todas as empresas extrativas e entidades governamentais que ultrapassem o limiar de materialidade estão obrigadas a reportar no âmbito do processo de reconciliação.

Adicionalmente, o MSWG decidiu incluir os Subcontratados que tenham efetuado pagamentos associados a fluxos de receita significativos (apenas impostos) provenientes de atividades de petróleo e gás acima do limiar estabelecido.

A lista das entidades do setor de Petróleo e Gás abrangidas pelo âmbito, incluindo Operadores, Subcontratados e entidades governamentais, é apresentada no Anexo A.

9.3 Recolha de dados

O processo de recolha de dados foi composto pelas seguintes etapas:

- Preparação da versão preliminar dos templates de recolha de dados pelo AI (como parte do estudo de delimitação do âmbito).
- Discussão e ajustamento dos templates após os comentários, observações e recomendações fornecidos pelo MSWG.
- Preparação de pedidos separados para cada entidade governamental (DNRPM, Fundo Petrolífero, BCTL, ANPM), lista de entidades no âmbito e propriedade do Estado (TIMOR GAP E.P.).
- O Secretariado Nacional de Timor-Leste enviou os templates de recolha de dados com uma carta de apresentação assinada pelo representante do Ministro do Petróleo e dos Recursos Minerais.
- Depois de preenchidos pelas entidades do âmbito e entidades governamentais, os referidos questionários (templates) foram enviados por correio eletrónico para o AI.
- O tratamento da informação foi efetuado pelo Administrador Independente.
- Discussão das discrepâncias e ajustamento das diferenças pelo AI (envolvendo ambas as partes).
- Versão preliminar das conclusões elaborado pela AI e discutido com o MSWG.

Foram mantidos pedidos de informação específicos nos templates de reporte para dar resposta aos requisitos da ITIE e manter

Templates de recolha de dados utilizados na reconciliação de 2023

A versão preliminar dos templates de 2023 foram enviados ao Secretariado da ITIE TL e compartilhados com os membros do MSWG para suas aprovações. É importante notar que algumas informações adicionais foram incluídas para complementar os dados e atender aos novos requisitos do Padrão ITIE 2023.

Para assegurar a conformidade com a Norma atualizada, foram incorporados campos de dados adicionais para dar resposta aos novos requisitos de divulgação introduzidos no âmbito do quadro de 2023. As tabelas abaixo destacam as principais diferenças entre os templates atuais e a versão anterior (anterior à implementação da nova Norma), proporcionando maior clareza quanto à natureza e ao âmbito destas alterações.

Em seguimento, a Tabela 9.3 sintetiza as principais diferenças entre os templates atuais e a versão anteriormente utilizada antes da implementação da Norma 2023, apresentando uma visão geral das alterações introduzidas.

Tabela 9.3 Alterações nas informações exigidas para divulgação

Um resumo das informações adicionais exigidas para divulgação no template de recolha de dados da ITIE de 2023 deve-se à aplicação do Padrão ITIE de 2023
A – Informação Financeira e Legal
<p>Divulgação detalhada de dados de emprego:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Número de trabalhadores empregados, desagregado por género, nível profissional, empresa, projeto e entre nacionais e estrangeiros; · Informação sobre o número de mulheres empregadas em diferentes níveis profissionais; · Informação sobre a diferença salarial entre homens e mulheres, quando disponível.
B – Beneficiários Efetivos
<ul style="list-style-type: none"> · Estabelecimento de um limiar de participação de 10% para efeitos de reporte ITIE. Isto significa que qualquer indivíduo que detenha, direta ou indiretamente, essa percentagem — ou uma percentagem superior — das ações de uma empresa deve ser divulgado como beneficiário efetivo; · A estrutura societária (organograma) deve incluir toda a cadeia de entidades legais até ao beneficiário efetivo; · As subsidiárias de empresas cotadas em bolsa devem divulgar o nome da bolsa de valores e fornecer uma ligação para as publicações oficiais (stock exchange filings) onde a empresa-mãe está listada.
C - Produção
<p>Divulgação reforçada sobre produção e Exportações:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Mecanismos existentes para monitorizar e verificar a exatidão dos dados de produção, incluindo documentação dos resultados e eventuais fragilidades relacionadas com a integridade e fiabilidade dos dados públicos de produção. · Divulgação das fontes e dos métodos de cálculo dos volumes e valores de produção. · Divulgação das reservas comprovadas de petróleo, gás e minerais. · Informação sobre planos de produção futuros, mesmo nos casos em que ainda não exista produção.
D – Impostos e outros pagamentos (NDPMR)
<p>Resultados da auditoria da entidade declarante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demonstrações financeiras auditadas individualmente e relatórios de auditoria da empresa declarante para o ano de 2023 • Síntese do relatório de auditoria referente ao exercício fiscal de 2023 e das principais conclusões, incluindo uma declaração sobre a integridade e fiabilidade dos dados financeiros divulgados.
G – Despesas Sociais e H -Despesas Ambientais
<p>Um passo rumo à transparência sobre o impacto das despesas sociais e ambientais:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Divulgação de informação sobre os beneficiários de despesas sociais obrigatórias, incluindo os respetivos nomes e funções, em conformidade com o Requisito 6.1.a · Divulgação de quaisquer despesas sociais que tenham beneficiado especificamente mulheres ou organizações de mulheres.
I – Emissão de Gases
<p>Contribuição do setor extrativo para as emissões nacionais:</p>

Um resumo das informações adicionais exigidas para divulgação no template de recolha de dados da ITIE de 2023 deve-se à aplicação do Padrão ITIE de 2023

- Disponibilização de dados sobre **emissões de GEE**, em conformidade com as normas existentes.

Política Anticorrupção

A Norma ITIE introduz novos requisitos segundo os quais todas as empresas declarantes, incluindo empresas estatais, devem publicar uma política anticorrupção que descreva como gerem os riscos de corrupção. Assim, a apresentação das políticas anticorrupções passa a constituir um elemento obrigatório do template de recolha de dados ITIE para estas entidades.

Informação existente sobre impactos ambientais e sociais na indústria extrativa

- Ligações públicas para quaisquer **avaliações de impacto ambiental, social e de género**, bem como os respetivos relatórios, realizadas pela entidade declarante no âmbito de atividades extrativas em Timor-Leste.
- ☒ • Contratos existentes e quaisquer documentos legais que descrevam os níveis e a afetação das **despesas sociais obrigatórias** consideradas materiais.
- Quaisquer contratos de fornecimento ou outros documentos legais que estabeleçam a obrigatoriedade de pagamentos **sociais ou ambientais**.

9.4 Fiabilidade dos dados

Método de Fiabilidade no Setor Público

Existem entidades governamentais (como a ANP e o Fundo Petrolífero) que têm um relatório de confirmação, do seu auditor externo, produzido como parte do seu programa normal de auditoria e validação das demonstrações financeiras, confirmando as receitas apresentadas. Para além disso, o BCTL (Banco Central de Timor-Leste), o Fundo Petrolífero e a TIMOR GAP também têm as suas demonstrações financeiras auditadas, sendo que a última é auditada pelo Tribunal de Contas.

No âmbito da nossa análise, verificou-se que os relatórios anuais da ANP, da TIMOR GAP, do Fundo Petrolífero e do BCTL foram auditados por auditores independentes, conforme descrito anteriormente. Estas entidades seguem procedimentos de auditoria alinhados com as Normas Internacionais de Auditoria (ISA), amplamente incorporadas nas normas de auditoria nacionais.

Os processos de garantia e auditoria anteriormente descritos devem ser obrigatórios por Lei para todas as entidades públicas que operam no setor extrativo. Consequentemente, os dados solicitados pelo Administrador Independente (AI) deverão ser objeto de verificação através destes procedimentos. Acresce que, no Capítulo 10, é efetuada uma conciliação detalhada que acrescenta uma camada adicional de validação das informações relacionadas com receitas, através de confirmação por terceiros.

Este processo de conciliação desempenha um papel essencial na garantia da qualidade dos dados e no cumprimento do Requisito 4.9 da Norma ITIE, ao permitir o cruzamento de informação proveniente de fontes independentes.

Método de Fiabilidade no Setor Privado

Relativamente ao Requisito 4.9(a) da Norma ITIE, a auditoria das demonstrações financeiras por uma entidade independente, conjuntamente com a conciliação dos dados de pagamentos divulgados pelo AI, constitui um procedimento adequado para assegurar a conformidade com este Requisito.

As circunstâncias são diferentes para as empresas privadas envolvidas no setor extrativo. Os seus desempenhos operacionais e financeiros são registados nos relatórios anuais e financeiros, especialmente no caso das empresas cotadas na bolsa, ou com base no sistema de controlo interno que, na maioria das entidades, está em conformidade com a lei SOX.

Uma vez que o processo de reconciliação da ITIE requer dados de elevada fiabilidade, temos:

- Solicitar e receber os templates de reporte assinados pelo funcionário, bem como o detalhe mensal dos pagamentos (datas e montantes);
- Solicitar as demonstrações financeiras auditadas (quando aplicável) e/ou o relatório dos auditores;
- Realizar uma revisão analítica dos dados e da informação externa disponível;

Cada template de reporte incluía uma declaração de certificação da gestão, confirmando a exatidão dos dados divulgados: “Certifico que a informação acima apresentada é verdadeira e consistente com os procedimentos de auditoria governamental padrão.”

Em síntese, a fiabilidade dos dados foi verificada através da recolha das demonstrações financeiras e das opiniões de auditoria das empresas do setor extrativo. Esta informação, obtida para a maioria das empresas e entidades governamentais, encontra-se disponibilizada no Anexo L.

Sempre que surgiram discrepâncias ou dúvidas relativamente à informação reportada, solicitámos às respetivas entidades o envio de versões atualizadas.

9.5 Outras considerações

Receitas provenientes do transporte de Petróleo e Gás

De acordo com o requisito 4.4, as receitas materiais do transporte de petróleo, gás e minerais que são materiais devem ser divulgadas. Neste caso, Timor-Leste não tem receitas de transporte, apenas o gasoduto.

O Plano de Desenvolvimento do Campo de Bayu-Undan consistiu na instalação de um gasoduto submarino e na construção da fábrica de GNL de Darwin. O gasoduto de 500 km e 26" fornece gás de Bayu-Undan para ser processado em uma instalação de gás natural de 3,7 MTPA – Darwin Natural Gas, localizada no Território do Norte da Austrália. O gás é enviado por gasoduto, onde é convertido em Gás Natural Liquefeito para venda à Tokyo Electric e Tokyo Gas no Japão. Desde 2006, uma média de uma carga de GNL por semana tem sido enviada com segurança para os clientes.

A alínea b) do artigo 8.º do antigo Tratado do Mar de Timor dispõe: "Um gasoduto que desembarque em Timor-Leste está sob a jurisdição de Timor-Leste. Um gasoduto que desembarque na Austrália estará sob a jurisdição da Austrália".

Além disso, o Governo de Timor-Leste pretende desenvolver o gás do campo Greater Sunrise através da construção de um gasoduto submarino para o onshore de Timor-Leste, e o estabelecimento de uma fábrica de GNL para processar o gás na costa sul em Beaço, Viqueque (cerca de 200 km a sudeste de Díli). Em 2023, o novo governo decidiu mudar a localização da fábrica de GNL para Natarbora, Manatuto, na costa sul de Timor-Leste.

Com base na análise feita e dando continuidade aos critérios utilizados em anos anteriores, não é identificada qualquer receita de transporte. A taxa de gasoduto é uma taxa acordada entre os dois países, não uma receita de transporte. Não foram identificados outros pagamentos relacionados com o transporte, efetuados por operadores ou Subcontratados.

Provisão de Infraestrutura e Contratos de Permuta

De acordo com o requisito 4.3, o MSWG é obrigado a considerar se existem acordos de permuta.

Para o petróleo e gás, tal como referido anteriormente, Timor-Leste segue o mecanismo do PSC. Ao abrigo do mecanismo do PSC, todas as infraestruturas e acordos de permuta são propriedade do operador.

O regulamento relativo ao fornecimento de infraestruturas por empresas privadas ainda não está preparado. Para obter informação unilateral, incorporámos o pedido de informação nos templates.

Nas indústrias extrativas em Timor-Leste, o conceito de acordos de permuta para todos os fins práticos não foi identificado nas atividades preliminares, no entanto, a confirmação será feita após a receção dos templates de relatório.

Nada mais foi levado ao conhecimento do estudo.

Reconciliação de impostos e outros pagamentos

Os procedimentos acordados relativamente a impostos, não impostos e outros pagamentos incluíam o seguinte:

- Obter das empresas extrativas e das autoridades governamentais informações sobre impostos, não impostos e outros pagamentos em 2023;
- Reconciliar os dados das empresas extrativas e das autoridades governamentais sobre cada tipo de pagamento para cada empresa em 2023;
- Em caso de serem identificadas discrepâncias no pagamento, questionar essa empresa para obter explicações;
- Se com base nas explicações recebidas das empresas (ou se a empresa se recusar a fornecer tais explicações) não for possível determinar a causa das discrepâncias, questionar a respetiva autoridade governamental com um pedido para fornecer as informações detalhadas sobre esse tipo de pagamento;
- Se, com base nas explicações recebidas das empresas e autoridades governamentais (ou se estas se recusarem a fornecer tais explicações) as discrepâncias permanecerem inexplicadas, então isto deve ser indicado no relatório da ITIE.

10

10.Reconciliação de impostos e outros pagamentos

10.1 Resultados gerais da reconciliação dos pagamentos

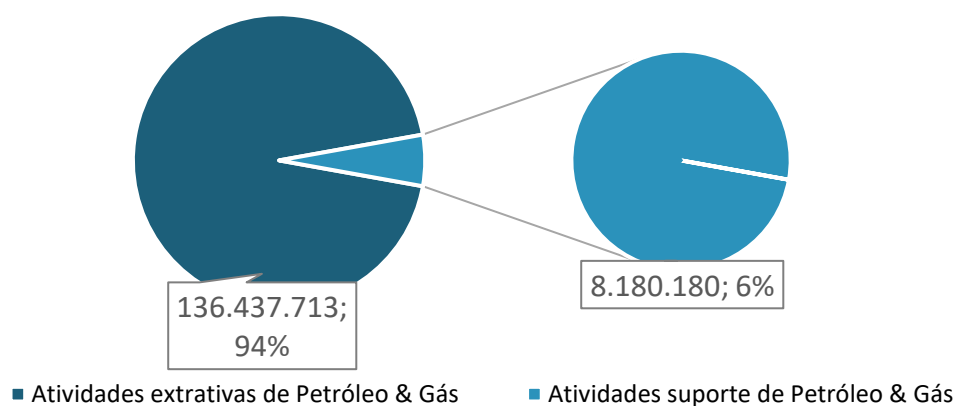
Na Tabela 10.1 abaixo apresenta-se uma breve descrição e um resumo do montante total das receitas recebidas pelas entidades governamentais provenientes do setor de Petróleo e Gás, bem como dos montantes abrangidos pelo âmbito, relativos ao exercício fiscal de 2023:

Tabela 10.1: Receitas recebidas pelas entidades públicas

Receitas geradas em 2023 de acordo com os templates (Milhões de USD)	Total	Âmbito	
Total da receita não fiscal declarada pela ANPM	94 599 825	94 599 825	100,0%
Total das Receitas Fiscais dos Operadores	41 837 888	41 837 888	100,0%
Total de Receitas dos Operadores	136 437 713	136 437 713	100,0%
Total das Receitas Fiscais dos Subcontratados	8 300 884	8 180 180	98,5%
Outras taxas (BCTL)	5 333 600	5 333 600	100,0%
Total	150 072 197	149 951 493	99,9%

Com base na Figura abaixo, apresenta-se a composição da receita total do setor de Petróleo e Gás, desagregada por entidades extrativas (ver Secção 10.2) e pelos respetivos Subcontratados (ver Secção 10.3), as quais estão sujeitas a reconciliação. A reconciliação das taxas de gasoduto é tratada na Secção 10.5.

Figura 10.1: Receita total de petróleo e gás em 2023, em USD



10.2 Resultados gerais da reconciliação de pagamentos – Empresas extrativas

10.2.1 Pagamentos de empresas extrativas de Petróleo e Gás no âmbito – Reportados pelo Governo

Pagamentos de impostos das empresas extrativas de petróleo e gás e suas filiais envolvidas em operações de petróleo e gás em Timor

No total, foram selecionadas **32 empresas extrativas** no âmbito desta Categoria, as quais efetuaram pagamentos conjuntos de USD 41.837.888 em receitas fiscais referentes ao exercício fiscal de 2023. Este número representa 100% da amostra, o que significa que todos os operadores efetuaram contribuições significativas acima do limiar aplicável durante o ano de 2023.

Sempre que uma empresa integra um grupo, cada entidade foi considerada separadamente. Os modelos de recolha de dados foram distribuídos a todas estas entidades, sendo os respetivos resultados apresentados na Secção 10.2.3.

Os detalhes dos montantes de impostos e receitas reportados pelo **Governo**, desagregados por empresa, são apresentados abaixo:

Tabela 10.2 *Receitas fiscais pormenorizadas reportadas pelo Governo (operadores)*

Entidades	Retenção de impostos sobre os salários (WIT)	Imposto retido sobre a receita de bens e serviços (WHT)	IVA – JPDA	Impostos sobre o Rendimento	APT anual	Imposto retido sobre serviços	Total das receitas fiscais reportadas pelo Governo	Retenção de impostos sobre os salários (WIT)
BU12 Australia Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-
BU13 Australia Pty Ltd	-	-	-	136 147	-	-	-	136 147
ENI JPDA 03-13 Ltd	-	-	-	3 699 932	-	-	-	3 699 932
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	48 172	5 914	19 327	-	-	-	-	73 413
ENI TIMOR 22-23 BV	-	-	-	-	-	-	-	-
ENI Timor-Leste S.P.A	-	85 776	-	-	-	-	-	85 776
Inpex Sahul Ltd	-	-	-	9 597 356	6 383 361	-	-	15 980 717
Inpex Timor Sea Ltd	-	14 906	-	-	-	-	-	14 906
Timor Resources Pty Ltd	92 254	34 685	-	-	-	-	-	126 939
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	-	-	-	1 278 492	-	-	-	1 278 492
SundaGas Banda Unip Ltd	52 643	37 417	-	-	-	-	-	90 060
Santos NA (19-12) Pty Ltd	4 689 439	812 512	4 205 202	2 685 194	2 468 037	-	-	14 860 384

Entidades	Retenção de impostos sobre os salários (WIT)	Imposto retido sobre a receita de bens e serviços (WHT)	IVA – JPDA	Impostos sobre o Rendimento	APT anual	Imposto retido sobre serviços	Total das receitas fiscais reportadas pelo Governo	Retenção de impostos sobre os salários (WIT)
Santos NA (19-13) Pty Ltd	-	-	-	286 022	706 460	-	-	992 482
Santos NA Timor Sea	-	-	-	235 974	1 509 739	-	-	1 745 713
Sanots NA Emet	-	-	-	48 287	110 713	-	-	159 000
Santos NA Bayu Undan	-	-	-	327 009	730 724	-	-	1 057 733
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	-	-	-	304 181	735 048	-	-	1 039 229
TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	20 710	329	-	-	-	-	-	21 039
TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda	49	-	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda	49	-	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	1 334	-	-	-	-	-	-	1 334
TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda	-	49	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip.Lda	26 516	121 631	-	-	-	14 515	-	162 662
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	11 337	3 255	-	-	-	-	-	14 593
TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda	9 861	-	-	-	-	-	-	9 861
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	26 162	-	-	-	-	-	-	26 162
TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld	17 852	184	-	-	-	-	-	18 036
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	11 551	125 452	-	-	-	-	-	137 003
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	39 953	1 080	-	-	-	-	-	41 033
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-
Carnarvon Petroleum Timor Unipessoal Lda	-	-	-	-	-	18 939	-	18 939
Finder Energy (was ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)	-	5 832	40 323	-	-	-	-	46 155
Total	5 047 882	1 249 023	4 264 852	18 598 594	12 644 082	33 454	-	41 837 888

Pagamentos não fiscais das empresas extrativas de petróleo e gás e das suas filiais envolvidas em operações de petróleo e gás em Timor

No total, foram selecionadas **32 empresas extrativas** no âmbito desta Categoria — Reconciliação de Pagamentos Não Fiscais, as quais reportaram um montante conjunto de USD 94.599.825 em receitas não fiscais durante o exercício fiscal de 2023. Este valor corresponde a 100% da amostra de Pagamentos Não Fiscais. Sempre que uma empresa integra um grupo, cada entidade foi considerada separadamente.

Os modelos de recolha de dados foram distribuídos a todas estas entidades, sendo os respetivos resultados apresentados na Secção 10.2.3. O detalhe, por empresa, dos montantes de receitas não fiscais reportados pelo Governo é apresentado da seguinte forma:

Tabela 10.3: Receitas não fiscais pormenorizadas reportadas pelo Governo

Entidades	FTP	Lucro Petrolífero	Taxa de serviços contratuais	Taxa de Desenvolvimento	Taxa de Aluguer de Superfície	Taxa de dados sísmicos	Taxa de candidatura	Total das Receitas Não Fiscais reportadas pelo Governo
BU12 Australia Pty Ltd	-	10 938 090	-	-	-	-	-	10 938 090
BU13 Australia Pty Ltd	-	6 631 870	-	-	-	-	-	6 631 870
ENI JPDA 03-13 Ltd	-	8 463 560	-	-	-	-	-	8 463 560
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	-	-	-	243 750	-	-	-	243 750
ENI TIMOR 22-23 BV	-	-	-	-	-	-	-	-
ENI Timor-Leste S.P. A	-	-	-	-	75 523	-	-	75 523
Inpex Sahul Ltd	-	8 228 060	-	-	-	-	-	8 228 060
Inpex Timor Sea Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-
Timor Resources Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	-	7 086 111	-	-	-	-	-	7 086 111
SundaGas Banda Unip Ltd	-	-	-	-	107 145	-	-	107 145
Santos NA (19-12) Pty Ltd	16 118 371	8 475 317	320 000	3 658 200	-	-	-	28 571 888
Santos NA (19-13) Pty Ltd	-	4 133 971	-	-	-	-	-	4 133 971
Santos NA Timor Sea	-	5 753 645	-	-	-	-	-	5 753 645
Santos NA Emet	-	678 595	-	-	-	-	-	678 595
Santos NA Bayu Undan	-	4 810 180	-	-	-	-	-	4 810 180

Entidades	FTP	Lucro Petrolífero	Taxa de serviços contratuais	Taxa de Desenvolvimento	Taxa de Aluguer de Superfície	Taxa de dados sísmicos	Taxa de candidatura	Total das Receitas Não Fiscais reportadas pelo Governo
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	-	8 312 245	-	-	-	-	-	8 312 245
TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip.Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	-	-	-	-	110 370	-	-	110 370
TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	-	-	-	-	94 528	-	-	94 528
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	-	-	160 000	-	-	-	-	160 000
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	-	-	160 000	-	-	-	-	160 000
Carnarvon Petroleum Timor,Unipessoal Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
Finder Energy (was ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)	-	-	40 293	-	-	-	-	40 293
Total	16 118 371	73 511 645	680 293	3 901 950	387 566	-	-	94 599 825

10.2.2 Empresas extrativas – Ajustamentos por parte do Governo

Questionámos as entidades governamentais sobre as discrepâncias nos dados apresentados nos templates da ITIE durante o processo de reconciliação. Efetuámos os ajustamentos necessários para as diferenças confirmadas, de modo a minimizar os montantes não reconciliados. Segue-se um resumo das discrepâncias investigadas e dos ajustamentos correspondentes na perspetiva do montante reportado pelo **Governo**:

Tabela 10.4: Ajustamentos efetuados pelo Governo no processo de reconciliação (Operadores)

Entidades	Retenção de impostos sobre os salários (WIT)	Imposto retido sobre a receita de bens e serviços (WHT)	IVA – JPDA	Impostos sobre o Rendimento	APT anual	Imposto retido sobre serviços	Despesas bancárias	Taxas	Total
Timor Resources Pty Ltd	-13 879,000	13 879,000	-	-	-	-	-	-	1)
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	-	-	-	-1 278 492	-	1 278 492	-	-	2)
Santos NA (19-12) Pty Ltd	-	-25 119	-	478 507	-791 484	312 977	-	-25 119	3)
SundaGas Banda Unip Ltd	-	-3 997	-	-	-	-	3 947	-50	4)
ENI Timor-Leste S.P. A	-	-75 523	-	-	-	-	-	-75 523	5)
Timor Gap Pualaca Block Unipessoal	-	-94 528	-	-	-	-	-	-94 528	6)
Finder Energy (was ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)	-	-	-40 290	-	-	-	-	-40 290	7)

Entidades	Retenção de impostos sobre os salários (WIT)	Imposto retido sobre a receita de bens e serviços (WHT)	IVA – JPDA	Impostos sobre o Rendimento	APT anual	Imposto retido sobre serviços	Despesas bancárias	Taxas	Total
Total	-13 879	-185 288	-40 290	-799 985	-791 484	1 591 469	3 947	-235 510	

Notas:

1) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Timor Resources Pty Ltd

Ajustamento decorrente de classificação incorreta por tipo de imposto.

2) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd

Ajustamento decorrente de classificação incorreta por tipo de imposto.

3) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Santos NA (19-12) Pty Ltd

Ajustamentos relacionados com afetações incorretas entre o Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRC) aplicável às atividades de Produção e o IRC aplicável a outras atividades. Foram igualmente identificadas discrepâncias nos valores de IRC e do Imposto Adicional sobre os Rendimentos (APT), uma vez que o Ministério das Finanças (MoF) reporta apenas os pagamentos efetivamente recebidos.

4) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a SundaGas Banda Unip Ltd

Ajustamento decorrente de classificação incorreta por tipo de imposto.

5) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a ENI Timor-Leste S.P.A.

Ajustamento decorrente de afetação incorreta por parte do MoF, uma vez que o pagamento estava relacionado com uma taxa enquadrada como Receita Não Fisca.

6) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Timor Gap Pualaca Block Unipessoal

Ajustamento decorrente de afetação incorreta por parte do MoF, uma vez que o pagamento estava relacionado com uma taxa enquadrada como Receita Não Fiscal.

7) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Finder Energy (anteriormente ENI JPDA 11-106 BV Branch)

Ajustamento decorrente de afetação incorreta por parte do MoF, uma vez que o pagamento estava relacionado com uma taxa enquadrada como Receita Não Fiscal.

De seguida, especificam-se os fluxos de receita e os respetivos montantes finais que foram objeto de ajustamento no âmbito dos pagamentos reconciliados reportados pelo Governo.

Tabela 10.5: Respostas sobre a política anticorrupção por parte das entidades conciliadas

Entidades Extrativas	IRTT de Timor-Leste – trabalhadores residentes e não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – PEP e não PEP	IVA – JPDA	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas	APT Anual	Imposto Suplementar sobre o Petróleo	FTP	Petróleo-lucro	Taxa de serviços contratuais	Taxa de desenvolvimento	Taxa anual de arrendamento de superfície	Receita total após ajustamentos
BU12 Australia Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	10 938 090	-	-	-	10 938 090
BU13 Australia Pty Ltd	-	-	-	136 147	-	-	-	6 631 870	-	-	-	6 768 017
ENI JPDA 03-13 Ltd	-	-	-	3 699 932	-	-	-	8 463 560	-	-	-	12 163 492
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	48 172	5 914	19 327	-	-	-	-	-	-	243 750	-	317 163
ENI TIMOR 22-23 BV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENI Timor Leste S.P.A	-	10 253	-	-	-	-	-	-	-	-	75 523	85 776
Inpex Sahul Ltd	-	-	-	9 597 356	6 383 361	-	-	8 228 060	-	-	-	24 208 777
Inpex Timor Sea Ltd	-	14 906	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14 906
Timor Resources Pty Ltd	78 376	48 564	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126 939
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	-	-	-	-	1 278 492	-	-	7 086 111	-	-	-	8 364 603
SundaGas Banda Unip Ltd	56 590	33 421	-	-	-	-	-	-	-	-	107 145	197 155
Santos NA (19-12) Pty Ltd	4 689 439	787 393	4 205 202	2 372 217	2 781 014	-	16 118 371	8 475 317	320 000	3 658 200	-	43 407 154
Santos NA (19-13) Pty Ltd	-	-	-	286 022	706 460	-	-	4 133 971	-	-	-	5 126 453
Santos NA Timor Sea	-	-	-	235 974	1 509 739	-	-	5 753 645	-	-	-	7 499 358
Sanots NA Emet	-	-	-	48 287	110 713	-	-	678 595	-	-	-	837 595
Santos NA Bayu Undan	-	-	-	327 009	730 724	-	-	4 810 180	-	-	-	5 867 913
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	-	-	-	304 181	735 048	-	-	8 312 245	-	-	-	9 351 474
TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	20 710	329	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21 039
TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda	49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49

Entidades Extrativas	IRTT de Timor-Leste – trabalhadores residentes e não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – PEP e não PEP	IVA – JPDA	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas	APT Anual	Imposto Suplementar sobre o Petróleo	FTP	Petróleo-lucro	Taxa de serviços contratuais	Taxa de desenvolviment	Taxa anual de arrendamento de superfície	Receita total após ajustamentos
TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda	49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	1 334	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 334
TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda	-	49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip.Lda	26 516	121 631	-	-	-	14 515	-	-	-	-	-	162 663
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	11 337	3 255	-	-	-	-	-	-	-	-	110 370	124 963
TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda	9 861	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9 861
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	26 162	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26 162
TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld	17 852	184	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18 036
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	11 551	30 924	-	-	-	-	-	-	-	-	94 528	137 003
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	39 953	1 080	-	-	-	-	-	-	160 000	-	-	201 033
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-	160 000	-	-	160 000
Carnarvon Petroleum Timor,Unipessoal.Lda	-	-	-	-	-	18 939	-	-	-	-	-	18 939
Finder Energy (was ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)	-	5 832	30	-	-	-	-	-	40 293	-	-	46 155
Total	5 037 951	1 063 735	4 224 559	17 007 125	14 235 551	33 454	16 118 371	73 511 644	680 293	3 901 950	387 566	136 202 200

10.2.3 Pagamentos das empresas extrativas de Petróleo & Gás no âmbito – Reportados pelas Entidades

Pagamentos fiscais das empresas extrativas de petróleo e gás e das suas filiais envolvidas em operações de petróleo e gás em Timor

No total, foram selecionadas **32 empresas extrativas** no âmbito desta Categoria, as quais contribuíram com um montante conjunto de USD 45.654.053 em receitas fiscais relativas ao exercício fiscal de 2023. Sempre que uma empresa integra um grupo, cada entidade foi considerada separadamente. Contudo, **dois (2) operadores** não disponibilizaram informação sobre receitas, por não terem respondido ao modelo de recolha de dados, sendo três dessas entidades incluídas pela primeira vez no processo.

Os detalhes dos montantes de receitas fiscais reportados pelas **entidades extrativas**, desagregados por tipo de imposto, são apresentados abaixo:

Tabela 10.6: Receitas fiscais detalhadas reportadas pelo operador

Empresas extrativas	Retenção de impostos sobre os salários (WIT)	Imposto retido sobre a receita de bens e serviços (WHT)	IVA – JPDA	Impostos sobre o Rendimento	APT anual	Imposto retido sobre serviços	Total da Receita Fiscal reportada pelas Entidades	Empresas extrativas
BU12 Australia Pty Ltd	-	-	-	939 539	1 629 193	-	-	2 568 732
BU13 Australia Pty Ltd	-	-	-	678 597	1 129 656	-	-	1 808 253
ENI JPDA 03-13 Ltd	-	-	-	484 064	3 215 868	-	-	3 699 932
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	48 172	5 914	19 327	-	-	-	-	73 413
ENI TIMOR 22-23 BV	-	-	-	-	-	-	-	-
ENI Timor-Leste S.P.A	-	10 253	-	-	-	-	-	10 253
Inpex Sahul Ltd	-	-	-	9 597 356	6 383 361	-	-	15 980 717
Inpex Timor Sea Ltd	14 906	-	-	-	-	-	73 022	87 928
Timor Resources Pty Ltd	96 770	38 628	-	-	-	-	73 022	208 420
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	-	-	-	-	1 278 492	-	-	1 278 492
SundaGas Banda Unip Ltd	56 590	33 421	-	-	-	-	-	90 011
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	4 689 439	787 396	4 204 713	2 096 754	4 709 694	-	-	16 487 996
Santos NA (19-13) Pty Ltd	-	-	-	-74 461	1 066 943	-	-	992 482

Empresas extrativas	Retenção de impostos sobre os salários (WIT)	Imposto retido sobre a receita de bens e serviços (WHT)	IVA – JPDA	Impostos sobre o Rendimento	APT anual	Imposto retido sobre serviços	Total da Receita Fiscal reportada pelas Entidades	Empresas extrativas
Santos NA Timor Sea	-	-	-	-256 934	3 367 058	-	-	3 110 124
Sanots NA Emet	-	-	-	-37 368	196 368	-	-	159 000
Santos NA Bayu Undan	-	-	-	-163 523	1 221 256	-	-	1 057 733
Santos NA (19-12) Pty Ltd	-	-	-	-2 385 103	225 041	-	-	-2 160 062
TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	21 591	-	-	-	-	-	-	21 591
TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda	-	430	-	-	-	-	-	430
TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda	-	49	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	1 065	-	-	-	-	-	-	1 065
TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda	-	49	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip.Lda	22 490	25 331	-	-	-	-	-	47 821
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	7 878	11 017	-	-	-	-	-	18 895
TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda	6 454	-	-	-	-	-	-	6 454
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	26 363	-	-	-	-	-	-	26 363
TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld	15 530	-	-	-	-	-	-	15 530
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	4 572	15 718	-	-	-	-	-	20 290
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	39 932	2 160	-	-	-	-	-	42 092
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	5 051 752	930 366	4 224 040	10 878 921	24 422 930	-	146 044	45 654 053

Pagamentos não fiscais das empresas extrativas de petróleo e gás e das suas filiais envolvidas em operações de petróleo e gás em Timor

Uma vez que 30 das 32 entidades extrativas submeteram o respetivo Modelo de Recolha de Dados, o total de receitas não fiscais reportadas por estas entidades ascende a USD 96.139.221. A desagregação das receitas não fiscais por **empresa extrativa** é apresentada abaixo:

Tabela 10.7: Receitas não fiscais pormenorizadas reportadas pelos operadores

Empresas extrativas	FTP	Lucro Petrolífero	Taxa de serviços contratuais	Taxa de Desenvolvimento	Taxa de Aluguer de Superfície	Taxa de dados sísmicos	Taxa de candidatura	Total de Receitas Não Fiscais reportadas por Entidades
BU12 Australia Pty Ltd	-	10 938 090	-	-	-	-	-	10 938 090
BU13 Australia Pty Ltd	-	6 631 870	-	-	-	-	-	6 631 870
ENI JPDA 03-13 Ltd	-	8 463 560	-	-	-	-	-	8 463 560
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	-	-	162 500	81 250	-	-	-	243 750
ENI TIMOR 22-23 BV	-	-	-	-	-	-	-	-
ENI Timor Leste S.P.A	-	-	-	-	75 523	-	-	75 523
Inpex Sahul Ltd	-	8 228 060	-	-	-	-	-	8 228 060
Inpex Timor Sea Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-
Timor Resources Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	1 559 505	7 086 111	-	-	-	-	-	8 645 616
SundaGas Banda Unip Ltd	-	-	-	-	107 145	-	-	107 145
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	-	8 312 245	-	-	-	-	-	8 312 245
Santos NA (19-13) Pty Ltd	-	4 133 971	-	-	-	-	-	4 133 971
Santos NA Timor Sea	-	5 753 645	-	-	-	-	-	5 753 645
Sanots NA Emet	-	678 595	-	-	-	-	-	678 595
Santos NA Bayu Undan	-	4 810 180	-	-	-	-	-	4 810 180
Santos NA (19-12) Pty Ltd	16 118 371	8 475 317	320 000	3 658 200	-	-	-	28 571 888
TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	-	-	-	-	-	-	67 447	67 447
TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-

Empresas extrativas	FTP	Lucro Petrolífero	Taxa de serviços contratuais	Taxa de Desenvolvimento	Taxa de Aluguer de Superfície	Taxa de dados sísmicos	Taxa de candidatura	Total de Receitas Não Fiscais reportadas por Entidades
TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	-	-	-	-	110 370	-	-	110 370
TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld	-	-	-	-	-	-	-	-
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	-	-	-	-	-	-	47 264	47 264
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	-	-	160 000	-	-	-	-	160 000
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	-	-	160 000	-	-	-	-	160 000
Total	17 677 876	73 511 646	802 500	3 739 450	293 038	-	114 711	96 139 221

10.2.4 Empresas extrativas – Ajustamentos efetuados pelos operadores

Durante o processo de reconciliação, foram mantidas interações com os operadores com o objetivo de tratar as discrepâncias identificadas nos dados apresentados nos modelos da ITIE. As diferenças confirmadas foram objeto de ajustamento, de modo a minimizar os montantes não reconciliados.

Apresenta-se, de seguida, um resumo das discrepâncias analisadas e dos respetivos ajustamentos, com base nos montantes e esclarecimentos fornecidos pelos operadores:

Tabela 10.8: Ajustamentos efetuados pelos operadores no processo de reconciliação

Entidades	Imposto sobre rendimentos do trabalho (IRT) de Timor-Leste – trabalhadores não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – residentes ou PEP	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – não residentes ou não PEP	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC), atividades de produção	Imposto Adicional sobre os Rendimentos (APT) – Bayu-Undan	Condensado (FTP)	GPL (FTP)	GNL (FTP)	Direitos aduaneiros de importação	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC), outros tipos de atividades	Imposto sobre rendimentos do trabalho (IRT) de Timor-Leste – trabalhadores residentes	Total	Notas
BU12 Australia Pty Ltd	-	-	-	-939 539	-1 629 193	-	-	-	-	-	-	-2 568 732	1.1)
BU13 Australia Pty Ltd	-	-	-	-542 425	-1 129 656	-	-	-	-	-	-	-1 672 081	1.2)
	-	-	-	-1 481 964	-2 758 849	-	-	-	-	-	-	-4 240 813	
Inpex Timor Sea Ltd	-14 906	-	-14 906	-	-	-	-	-	-	-	-	-29 812	2)
Timor Resources Pty Ltd	-3 985	-414	-1 260	-	-	-	-	-	-73 022	-	-2 760	-81 441	3)
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	-	-	-	-	-	-386 927	-13 682	-1 158 896	-	-	-	-1 559 505	4)
Santos NA (19-13) Pty Ltd	-	-	-	360 483	-360 483	-	-	-	-	-	-	-	5.1)
Santos NA EMET P/L	-	-	-	85 655	-85 655	-	-	-	-	-	-	-	5.2)
Santos NA Bayu Undan P/L	-	-	-	490 532	-490 532	-	-	-	-	-	-	-	5.3)
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	-	-	-	2 507 619	510 007	-	-	-	-	-	-	3 017 626	5.4)
Santos NA Timor Sea Pty Ltd	-	-	-	39 697	-1 404 106	-	-	-	-	-	-	-1 364 409	5.5)

Entidades	Imposto sobre rendimentos do trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – residentes ou PEP	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – não residentes ou não PEP	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC), atividades de produção	Imposto Adicional sobre os Rendimentos (APT) – Bayu-Undan	Condensado (FTP)	GPL (FTP)	GNL (FTP)	Direitos aduaneiros de importação	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC), outros tipos de atividades	Imposto sobre rendimentos do trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores residentes	Total	Notas
Santos NA (19-12) Pty Ltd	-	20 053	-	275 463	-1 928 680	-	-	-	-	489	-	-1 632 676	5.6)
	-	20 053	-	3 759 449	-3 759 449	-	-	-	-	489	-	20 542	
Total	-18 891	19 639	-16 166	2 277 485	-6 518 298	-386 927	-13 682	-1 158 896	-73 022	489	-2 760	-5 891 029	

1.1) Ajustamentos aos montantes reportados pela BU12 Australia Pty Ltd

A entidade apresentou comprovativo de que este pagamento apenas foi efetuado em janeiro de 2024, razão pela qual o Ministério das Finanças (MoF) não reportou qualquer montante relativo a este imposto no ano de 2023.

1.2) Ajustamentos aos montantes reportados pela BU13 Australia Pty Ltd

A entidade apresentou comprovativo de que este pagamento apenas foi efetuado em janeiro de 2024, razão pela qual o Ministério das Finanças (MoF) não reportou qualquer montante relativo a este imposto no ano de 2023.

2) Ajustamentos ao montante reportado pela Inpex Timor Sea Ltd

O ajustamento corresponde a um erro na afetação do imposto.

3) Ajustamentos ao montante reportado pela Timor Resources Pty Ltd

O ajustamento corresponde a um erro na afetação do imposto.

4) Ajustamentos ao montante reportado pela Timor Resources Pty Ltd

Com base em discussões mantidas com a Autoridade Nacional do Petróleo (ANP), foi confirmado que a Primeira Tranche Petrolífera (FTP) reportada pela Tokyo Timor Sea Resources (enquanto pagador final) foi, na realidade, paga através da Santos NA (19-12) Pty Ltd, que atuou como operador responsável e efetuou os pagamentos diretamente à ANP. Assim, os pagamentos da Tokyo Timor Sea Resources não deveriam ter sido considerados separadamente, uma vez que a Santos já havia reportado a FTP.

5) Ajustamentos sobre os montantes reportados pela Santos

5.1) O ajustamento corresponde à compensação do WIT pago em excesso com o APT reportado como fluxo de caixa.

5.2) O ajustamento corresponde à compensação do WIT pago em excesso com o APT reportado como fluxo de caixa.

5.3) O ajustamento corresponde à compensação do WIT pago em excesso com o APT reportado como fluxo de caixa.

5.4) O ajustamento corresponde à compensação do WIT pago em excesso com o APT reportado como fluxo de caixa.

5.5) O ajustamento corresponde à compensação do WIT pago em excesso com o APT reportado como fluxo de caixa.

5.6) Este ajustamento corresponde a pagamentos em excesso, os quais foram transitados para períodos de reporte subsequentes.

De seguida, especificam-se os fluxos de receita e os respetivos montantes que foram objeto de ajustamento no âmbito dos pagamentos reconciliados.

Tabela 10.9: Receita final reportada pelo Operador, desagregada por fluxo de receita após ajustamentos

Entidades	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores residentes e não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – PEP e não PEP	IVA – JPDA	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC)	APT Anual	Direitos aduaneiros	FTP	Petróleo-lucro	Taxa de serviços contratuais	Taxa de desenvolvimento	Taxa anual de arrendamento de superfície	Taxa de licença / Taxa de superfície	Receita total após ajustamentos
BU12 Australia Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	10 938 090	-	-	-	-	10 938 090
BU13 Australia Pty Ltd	-	-	-	136 172	-	-	-	6 631 870	-	-	-	-	6 768 042
ENI JPDA 03-13 Ltd	-	-	-	484 064	3 215 868	-	-	8 463 560	-	-	-	-	12 163 492
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	48 172	5 914	19 327	-	-	-	-	162 500	81 250	-	-	-	317 163
ENI TIMOR 22-23 BV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENI Timor-Leste S.P.A	-	10 253	-	-	-	-	-	-	-	-	75 523	-	85 776
Inpex Sahul Ltd	-	-	-	9 597 356	6 383 361	-	-	8 228 060	-	-	-	-	24 208 777
Inpex Timor Sea Ltd	-	-14 906	-	-	-	73 022	-	-	-	-	-	-	58 116
Timor Resources Pty Ltd	90 025	36 954	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126 979

Entidades	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores residentes e não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – PEP e não PEP	IVA – JPDA	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC)	APT Anual	Direitos aduaneiros	FTP	Petróleo-lucro	Taxa de serviços contratuais	Taxa de desenvolvimento	Taxa anual de arrendamento de superfície	Taxa de licença / Taxa de superfície	Receita total após ajustamentos
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	-	-	-	-	1 278 492	-	-	7 086 111	-	-	-	-	8 364 603
SundaGas Banda Unip Ltd	56 590	33 421	-	-	-	-	-	-	-	-	107 145	-	197 155
Santos NA (19-12) Pty Ltd	4 689 439	807 449	4 204 713	2 372 706	2 781 014	-	16 118 371	8 475 317	320 000	3 658 200	-	-	43 427 209
Santos NA (19-13) Pty Ltd	-	-	-	286 022	706 460	-	-	4 133 971	-	-	-	-	5 126 453
Santos NA Timor Sea	-	-	-	-217 237	1 962 952	-	-	5 753 645	-	-	-	-	7 499 360
Sanots NA Emet	-	-	-	48 287	110 713	-	-	678 595	-	-	-	-	837 595
Santos NA Bayu Undan	-	-	-	327 009	730 724	-	-	4 810 180	-	-	-	-	5 867 913
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	-	-	-	122 516	735 048	-	-	8 312 245	-	-	-	-	9 169 809
TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	21 591	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67 447	89 038
TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda	-	430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	430
TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda	-	49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	1 065	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 065
TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda	-	49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49
TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip.Lda	22 490	25 331	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47 821
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	7 878	11 017	-	-	-	-	-	-	-	-	110 370	-	129 266
TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda	6 454	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6 454

Entidades	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores residentes e não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – PEP e não PEP	IVA – JPDA	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC)	APT Anual	Direitos aduaneiros	FTP	Petróleo-lucro	Taxa de serviços contratuais	Taxa de desenvolvimento	Taxa anual de arrendamento de superfície	Taxa de licença / Taxa de superfície	Receita total após ajustamentos
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	26 363	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26 363
TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld	15 530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15 530
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	4 572	15 718	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47 264	67 554
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	39 932	2 160	-	-	-	-	-	-	160 000	-	-	-	202 092
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-	160 000	-	-	-	160 000
Total	5 030 101	933 836	4 224 041	13 156 895	17 904 632	73 022	16 118 371	73 511 646	802 500	3 739 450	293 038	114 711	135 902 243

10.2.5 Empresas extrativas – Resultados da Reconciliação

Abaixo são apresentados as diferenças observadas entre os montantes pagos pelas atividades de extração de petróleo e gás e os montantes recebidos pelas Entidades Governamentais:

Tabela 10.10: Resultados da conciliação com os operadores

Entidades	Pré-Conciliação			Ajustamentos		Após Conciliação			Diferenças não conciliadas
	Reportado pela entidade	Reportado pelo Governo	Resultados do pedido inicial	Ajustamentos pelas entidades	Ajustamentos pelo Governo	Reportado pela entidade	Reportado pelo Governo		
BU12 Australia Pty Ltd	13 506 822	10 938 090	-2 568 732	-2 568 732	-	10 938 090	10 938 090	-	
BU13 Australia Pty Ltd	8 440 123	6 768 017	-1 672 106	-1 672 081	-	6 768 042	6 768 017	-25	
ENI JPDA 03-13 Ltd	12 163 492	12 163 492	-	-	-	12 163 492	12 163 492	-	

Entidades	Pré-Conciliação			Ajustamentos		Após Conciliação		Diferenças não conciliadas
	Reportado pela entidade	Reportado pelo Governo	Resultados do pedido inicial	Ajustamentos pelas entidades	Ajustamentos pelo Governo	Reportado pela entidade	Reportado pelo Governo	
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	317 163	317 163	-	-	-	317 163	317 163	-
ENI TIMOR 22-23 BV	-	-	-	-	-	-	-	-
ENI Timor-Leste S.P.A	85 776	161 300	75 523	-	-75 523	85 776	85 777	1
Inpex Sahul Ltd	24 208 777	24 208 777	-	-	-	24 208 777	24 208 777	-
Inpex Timor Sea Ltd	87 928	14 906	-73 022	-29 812	-	58 116	14 906	-43 210
Timor Resources Pty Ltd	208 420	126 939	-81 481	-81 441	-	126 979	126 939	-40
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	9 924 108	8 364 603	-1 559 505	-1 559 505	-	8 364 603	8 364 603	-
SundaGas Banda Unip Ltd	197 155	197 205	50	-	-50	197 155	197 155	-
Santos NA (19-12) Pty Ltd	45 059 885	43 432 272	-1 627 612	-1 632 675	-25 119	43 427 210	43 407 153	-20 057
Santos NA (19-13) Pty Ltd	5 126 453	5 126 453	-	-	-	5 126 453	5 126 453	-
Santos NA Timor Sea	8 863 769	7 499 358	-1 364 411	-1 364 409	-	7 499 360	7 499 358	-2
Sanots NA Emet	837 595	837 595	-	-	-	837 595	837 595	-
Santos NA Bayu Undan	5 867 913	5 867 913	-	-	-	5 867 913	5 867 913	-
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	6 152 183	9 351 474	3 199 291	3 017 626	-	9 169 809	9 351 474	181 665
TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	89 038	21 039	-67 999	-	-	89 038	21 039	-67 999
TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda	430	49	-381	-	-	430	49	-381
TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda	49	49	-	-	-	49	49	-
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	1 065	1 334	269	-	-	1 065	1 334	269
TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda	49	49	-	-	-	49	49	-
TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip.Lda	47 821	162 663	114 842	-	-	47 821	162 663	114 842
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	129 266	124 963	-4 303	-	-	129 266	124 963	-4 303
TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda	6 454	9 861	3 408	-	-	6 454	9 861	3 407

Entidades	Pré-Conciliação			Ajustamentos		Após Conciliação		
	Reportado pela entidade	Reportado pelo Governo	Resultados do pedido inicial	Ajustamentos pelas entidades	Ajustamentos pelo Governo	Reportado pela entidade	Reportado pelo Governo	Diferenças não conciliadas
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	26 363	26 162	-201	-	-	26 363	26 162	-201
TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld	15 530	18 036	2 506	-	-	15 530	18 036	2 506
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	67 554	231 531	163 977	-	-94 528	67 554	137 003	69 449
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	202 092	201 033	-1 058	-	-	202 092	201 033	-1 059
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	160 000	160 000	-	-	-	160 000	160 000	-
Carnarvon Petroleum Timor Unipessoal Lda	-	18 939	18 939	-	-	-	18 939	18 939
Finder Energy (was ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)	-	86 447	86 447	-	-40 290	-	46 157	46 157
Total	141 793 273	136 437 713	-5 355 559	-5 891 029	-235 510	135 902 244	136 202 203	299 959

10.2.6 Empresa extrativas – Diferenças não reconciliadas

Com base nos montantes de pagamentos apresentados nas Secções 10.2.1 a 10.2.5 acima, a Tabela 10.11 infra resume as diferenças identificadas entre as receitas reportadas pelo Governo e pelas entidades extrativas. No total, as discrepâncias ascendem a USD 299.959, incluindo USD 65.096 (ou 0,05% do total) que não puderam ser confirmados, uma vez que quatro operadores não responderam ao Modelo de Recolha de Dados.

Na sequência do processo de reconciliação, a diferença remanescente não reconciliada é de aproximadamente USD 234.862, um montante considerado razoável, por representar apenas 0,17% da receita total reconciliada com os operadores.

Tabela 10.: Diferenças não conciliadas (Operador)

Descrição	Montante em USD	%
Montante total inicialmente reportado pelo Governo	136 117 713	
Pagamentos adicionais da ANP incluídos na conciliação ⁴⁹ (ver Tabela 10.4)	320 000	
Ajustamentos efetuados pelas entidades governamentais	-235 510	
Receita final reportada pelo Governo	136 202 203	100%
Montante total inicialmente reportado pelo Operador	141 793 273	
Ajustamentos efetuados pelas entidades extrativas	-5 891 029	
Receita final reportada pelo Operador	135 902 244	99,34%
Atribuição das diferenças:		
Entidades não respondentes	65 096	0,05%
<i>Carnarvon Petroleum Timor, Unipessoal Lda</i>	18 939	
<i>Finder Energy (ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)</i>	46 157	
Montante não conciliado	234 862	0,17%
Diferenças finais	299 959	0,22%

Relativamente à Carnarvon Petroleum Timor Unipessoal Lda, foi recebida confirmação, quer do Ministério das Finanças, quer da Secretaria Nacional, de que não é possível contactar a entidade, uma vez que o contratante cessou as suas operações e o contrato foi relinquiado em 2024.

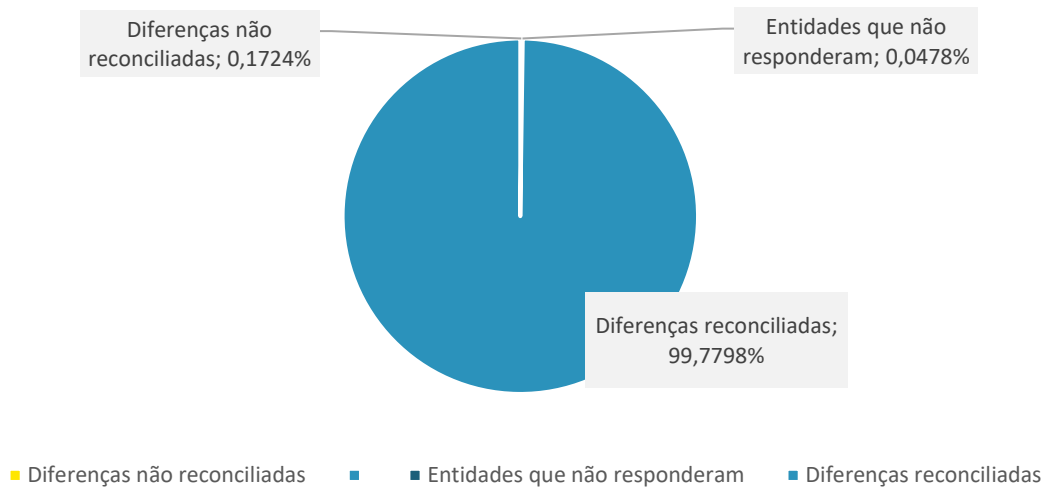
A Finder Energy assumiu a função de operador do PSC 19-11 (anteriormente PSC 11-106) em 29 de agosto de 2024. Em resposta ao pedido de dados de receitas efetuado pela Secretaria Nacional, a

⁴⁹ O montante adicional de USD 320.000 foi transferido para a conta bancária da ANP, tendo sido reconhecido como receita da ANP e incluído no processo de reconciliação. Este procedimento está em conformidade com o Anexo B — Regime Especial do Greater Sunrise do Tratado de Fronteira Marítima, ao abrigo do qual a ANP atua como Autoridade Designada para o Regime Especial do Greater Sunrise.

empresa informou que não se encontra em condições de disponibilizar informação relevante para o Relatório ITIE de Timor-Leste de 2023.

A Figura 10.2 abaixo apresenta os resultados do processo, evidenciando que 99,34% dos pagamentos efetuados pelos operadores foram reconciliados. Tendo em consideração o montante total das receitas, o MSWG considera que os resultados da reconciliação são satisfatórios.

Figura 10.2 Diferenças não reconciliadas das empresas extrativas



10.3 Resultados gerais da reconciliação de pagamentos - Subcontratos

10.3.1 Pagamentos de Subcontratados de Petróleo & Gás no âmbito – Reportados pelo Governo

No total, foram selecionadas **19 entidades** no âmbito desta Categoria, as quais contribuíram com um montante conjunto de USD 8.180.180 em receitas fiscais durante o exercício fiscal de 2023. Contudo, 12 Subcontratados foram excluídos do âmbito da reconciliação, uma vez que os seus pagamentos cumulativos não excederam o limiar de materialidade definido para este processo. Embora fora do âmbito, estas entidades representam uma parcela insignificante do total, ascendendo a USD 120.704. Os Modelos de Recolha de Dados foram distribuídos a todos os Subcontratados selecionados, sendo os respetivos resultados apresentados na Secção 10.3.3 abaixo.

O detalhe, por empresa, dos montantes de receitas fiscais reportados pelo Governo é apresentado da seguinte forma:

Tabela 10.11: Receita fiscal detalhada reportada pelo Governo (Subcontratante)

Entidades	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores residentes e não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – PEP e não PEP	IVA – JPDA	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC)	APT Anual	Imposto Suplementar sobre o Petróleo	Imposto retido na fonte sobre serviços	Receita fiscal total reportada pelo Governo
Caltech Unipessoal	750 875	34 304	-	31 655	-	58 638	-	875 471
Laloran Marine Services	-	458 777	-	-	-	-	-	458 777
Baker Hughes Australia PTY Limited	-	-	-	118 742	-	-	-	118 742
Chandler Macleod Group Limited	97 511	-	-	1 186	-	-	-	98 697
Kotug Maritime Services	115 010	19 116	-	-	-	-	-	134 126
Schlumberger Australia Ply Ltd	46 427	1 014	-	230 914	-	-	-	278 355
Weatherford Australia Pty Ltd	-	-	-	440 943	-	-	-	440 943
Haliburton Australia Pty Ltd	75 593	64 112	-	91 936	-	-	-	231 641
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	318 842	40 830	-	-	-	-	-	359 672
TIMOR GAP Seismic Services Lda	-	-	-	9 592	-	-	-	9 592
TIMOR GAP Driling Unip Lda	1 012	-	-	-	-	-	-	1 012
Offshore Services Australasia Pty Ltd	780 960	397 440	-	-	-	-	-	1 178 400
Clough Wood Pty Ltd	1 298 801	30 756	-	561 373	-	-	-	1 890 930
Compass Group (Australia) Pty Ltd	330 707	2 812	-	356 794	-	493 366	-	1 183 679
Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)	136 600	-	-	-	-	5 317	-	141 917
Tidewater Offshore Pty Ltd	133 569	140 693	-	209 942	-	91 340	-	575 544
Tidewater Onshore Operations Pte	-	22 701	-	-	-	5 599	-	28 300
SGS Australia Pty Ltd	69 008	-	-	54 696	-	-	-	123 704
Konnekto Unipessoal Lda	50 678	-	-	-	-	-	-	50 678
Total	4 205 593	1 212 555	-	2 107 772	-	654 259	-	8 180 180

10.3.2 Subcontratados – Ajustamentos efetuados pelo Governo

No âmbito do processo de reconciliação, foram mantidas interações com as entidades governamentais com o objetivo de esclarecer as discrepâncias identificadas nos dados submetidos através dos modelos da ITIE. As diferenças confirmadas foram objeto de ajustamento, de modo a minimizar os montantes não reconciliados.

O resumo seguinte apresenta as discrepâncias analisadas e os respetivos ajustamentos, com base nos montantes reportados pelo *Governo*:

Tabela 10.12: Ajustamentos efetuados pelo Governo no processo de conciliação (Subcontratante)

Entidades	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – PEP e não PEP	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores residentes e não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – não residentes ou não PEP	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores não residentes	Total	Notas
Caltech Unipessoal	40 771	-45 291	-	-	-4 520	1)
Haliburton Australia Pty Ltd	-16 719	-	53 937	-37 218	-	2)
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	5 785	-	-	26 445	32 230	3)
Kotug Maritime Services	-19 116	-	134 136	-115 010	10	4)
Total	10 721	-45 291	188 073	-125 783	27 720	

1) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Caltech Unipessoal

Este ajustamento está relacionado com uma afetação incorreta do Imposto sobre o Rendimento do Trabalho (WIT) entre residentes e não residentes, por parte do Ministério das Finanças (MoF).

2) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Halliburton Australia Pty Ltd

Este ajustamento decorre de uma afetação incorreta por parte do MoF. O MoF não divulga este montante.

3) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Santos NA Timor-Leste Pty Ltd

Estes ajustamentos resultam de uma afetação incorreta efetuada em dezembro pelo MoF e de um pagamento de renda aeroportuária, realizado em 15/12/2023, que não foi registado.

4) Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Kotug Maritime Services

Ajustamentos ao montante reportado pelo Governo para a Kotug Maritime Services.

Tabela 10.13: Receita final reportada pelo Governo, desagregada por fluxo de receita após ajustamentos (Subcontratante)

Entidades	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRTT) de Timor-Leste – trabalhadores residentes e não residentes	Imposto retido na fonte (WHT) de Timor-Leste – PEP e não PEP	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC)	Imposto Suplementar sobre o Petróleo	Receita fiscal total reportada pelo Governo
Caltech Unipessoal	705 584	75 075	31 655	58 638	870 951
Laloran Marine Services	-	458 777	-	-	458 777
Baker Hughes Australia PTY Limited	-	-	118 742	-	118 742
Chandler Macleod Group Limited	97 511	-	1 186	-	98 697
Kotug Maritime Services	-	134 136	-	-	134 136
Schlumberger Australia Pty Ltd	46 427	1 014	230 914	-	278 355
Weatherford Australia Pty Ltd	-	-	440 943	-	440 943
Haliburton Australia Pty Ltd	38 375	101 330	91 936	-	231 641
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	345 287	46 615	-	-	391 902
TIMOR GAP Seismic Services Lda	-	-	9 592	-	9 592
TIMOR GAP Drilling Unip Lda	1 012	-	-	-	1 012
Offshore Services Australasia Pty Ltd	780 960	397 440	-	-	1 178 400
Clough Wood Pty Ltd	1 298 801	30 756	561 373	-	1 890 930
Compass Group (Australia) Pty Ltd	330 707	2 812	356 794	493 366	1 183 679
Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)	136 600	-	-	5 317	141 917
Tidewater Offshore Pty Ltd	133 569	140 693	209 942	91 340	575 544
Tidewater Onshore Operations Pte	-	22 701	-	5 599	28 300
SGS Australia Pty Ltd	69 008	-	54 696	-	123 704
Konnekto Unipessoal Lda	50 678	-	-	-	50 678
Total	4 034 519	1 411 349	2 107 772	654 259	8 207 900

10.3.3 Pagamentos de Subcontratados de Petróleo & Gás no âmbito – Reportados pelas Entidade

A desagregação dos montantes de receitas fiscais reportados pelos Subcontratados é apresentada abaixo. Conforme referido anteriormente, **19 Subcontratados** foram selecionados no âmbito desta Categoria para efeitos de procedimentos adicionais de reconciliação de receitas. Contudo, **8 Subcontratados** não disponibilizaram informação sobre receitas, por não terem respondido ao Modelo de Recolha de Dados.

Em consequência, **11 entidades** reportaram um montante conjunto de USD 4.584.699 em receitas fiscais relativas ao exercício fiscal de 2023. Os detalhes dos montantes de receitas fiscais reportados por estes Subcontratados, desagregados por tipo de imposto, são apresentados abaixo:

Tabela 10.14: Receitas fiscais detalhadas comunicadas pelo Subcontratante

Entidades	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRT) — trabalhadores residentes em Timor-Leste e trabalhadores não residentes em Timor-Leste	Imposto retido na fonte (WHT) — Estabelecimento Permanente em Timor-Leste e não Estabelecimento Permanente em Timor-Leste	IVA — JPDA	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRC)	APT Anual	Imposto adicional sobre o imposto petrolífero	Imposto retido na fonte sobre serviços	Total das receitas fiscais comunicadas pelas entidades
Caltech Unipessoal	746 355	38 130	-	31 655	-	-	-	816 140
Laloran Marine Services	-	458 752	-	-	-	-	-	458 752
Baker Hughes Australia PTY Limited	-	-	-	118 742	-	-	-	118 742
Chandler Macleod Group Limited	-	103 215	-	1 186	-	-	-	104 401
Kotug Maritime Services	-	134 136	-	-	-	-	-	134 136
Schlumberger Australia Pty Ltd	46 427	1 014	-	63 048	167 866	-	-	278 355
Weatherford Australia Pty Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-
Haliburton Australia Pty Ltd	26 895	89 708	-	92 148	-	-	-	208 751
Santos NA Timor Leste Pty Ltd	348 287	46 616	-	-	-	-	-	394 903
Clough Wood Pty Ltd	1 298 801	30 756	-	561 373	-	-	-	1 890 930
Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)	179 590	-	-	-	-	-	-	179 590
Total	2 646 354	902 327	-	868 152	167 866	-	-	4 584 699

10.3.4 Subcontratados – Ajustamentos pelas Entidades

Durante o processo de reconciliação, foram mantidas interações com os Subcontratados com o objetivo de tratar as discrepâncias identificadas nos dados apresentados nos modelos da ITIE. As diferenças confirmadas foram objeto de ajustamento, de modo a minimizar os montantes não reconciliados.

Apresenta-se, de seguida, um resumo das discrepâncias analisadas e dos respetivos ajustamentos, com base nos montantes e esclarecimentos fornecidos pelos Subcontratados:

Tabela 10.15: Ajustamentos efetuados pelo Subcontratante no processo de reconciliação

Entidades	Imposto retido na fonte (WHT) — não residentes em Timor-Leste ou sem Estabelecimento Permanente	Imposto sobre os rendimentos em trabalho não residentes em Timor-Leste	os do — não em	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRC) — outros tipos de atividades	APT Anual	Imposto adicional sobre o imposto petrolífero	Total	Notas
Schlumberger Australia Ply Ltd	-	-		167 866	-167 866	-	-	1)
Caltech Unipessoal	-	-		-	-	58 638	58 638	2)
Chandler Macleod Group Limited	103 215	-97 516		-	-	-	5 699	3)
Weatherford Australia Pty Ltd	-	-		440 943	-	-	440 943	4)
Haliburton Australia Pty Ltd	11 709	-		-	-	-	11 709	5)
Total	114 924	-97 516		608 809	-167 866	58 638	516 988	

1) Ajustamentos ao montante reportado pela Schlumberger Australia Pty Ltd

Este ajustamento está relacionado com uma afetação incorreta por parte da entidade, anteriormente reconhecida como Imposto Adicional sobre os Rendimentos (APT) – Bayu-Undan.

2) Ajustamentos ao montante reportado pela Caltech Unipessoal

Este ajustamento corresponde a pagamentos efetuados em outubro, relativos ao imposto adicional referente ao ano de 2021.

3) Ajustamentos ao montante reportado pela Chandler Macleod Group Limited

Este ajustamento decorre de uma classificação incorreta por tipo de imposto.

4) Ajustamentos ao montante reportado pela Weatherford Australia Pty Ltd

Este ajustamento está relacionado com um montante referente ao exercício fiscal de 2022.

5) Ajustamentos ao montante reportado pela Halliburton Australia Pty Ltd

A entidade apresentou comprovativo de pagamento, contudo não incluiu o montante no modelo de recolha de dados.

De seguida, especificam-se os fluxos de receita e os respetivos montantes finais que foram objeto de ajustamento no âmbito dos pagamentos reconciliados reportados pelos Subcontratados.

Tabela 10.16: Valores finais comunicados pelo Subcontratante para 2023, incluindo os ajustamentos acordados

Entidade	Imposto sobre os Rendimentos do Trabalho (IRT) — trabalhadores residentes em Timor-Leste e trabalhadores não residentes em Timor-Leste	Imposto retido na fonte (WHT) — Estabelecimento Permanente em Timor-Leste e não Estabelecimento Permanente em Timor-Leste	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRC)	Imposto adicional sobre o imposto petrolífero	Total das receitas fiscais comunicadas pelas entidades
Caltech Unipessoal	746 355	38 130	31 655	58 638	874 777
Laloran Marine Services	-	458 752	-	-	458 752
Baker Hughes Australia PTY Limited	-	-	118 742	-	118 742
Chandler Macleod Group Limited	-97 516	206 430	1 186	-	110 100
Kotug Maritime Services	-	134 136	-	-	134 136
Schlumberger Australia Ply Ltd	46 427	1 014	230 914	-	278 355
Weatherford Australia Pty Ltd	-	-	440 943	-	440 943
Haliburton Australia Pty Ltd	26 895	101 417	92 148	-	220 459
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	348 287	46 616	-	-	394 903
Clough Wood Pty Ltd	1 298 801	30 756	561 373	-	1 890 930
Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)	179 590	-	-	-	179 590
Total	2 548 838	1 017 251	1 476 961	58 638	5 101 687

10.3.5 Subcontratados – Resultados da Reconciliação

Depois de ajustadas as discrepâncias identificadas nos templates apresentados, calculámos os resultados totais após a reconciliação. A seguir, apresentamos as diferenças finais entre os montantes pagos pelos Subcontratados do setor do petróleo e do gás e os montantes recebidos pelas entidades governamentais.

Tabela 10.17: Resultados totais de reconciliação (Subcontratados)

Entidades	Pré-Reconciliação			Ajustamentos		Após Reconciliação		
	Reportado pela Entidade	Reportado pelo Governo	Resultados do period inicial	Ajustamentos por parte das entidades	Ajustamentos por parte do Governo	Reportado pela Entidade	Reportado pelo Governo	Diferenças não reconciliadas
Caltech Unipessoal	816 139	875 471	59 332	58 638	-4 520	874 777	870 951	-3 826
Laloran Marine Services	458 752	458 777	25	-	-	458 752	458 777	25
Baker Hughes Australia PTY Limited	118 742	118 742	-	-	-	118 742	118 742	-
Chandler Macleod Group Limited	104 401	98 697	-5 704	5 699	-	110 100	98 697	-11 403
Kotug Maritime Services	134 136	134 126	-10	-	10	134 136	134 136	-
Schlumberger Australia Ply Ltd	278 355	278 355	-	-	-	278 355	278 355	-
Weatherford Australia Pty Ltd	-	440 943	440 943	440 943	-	440 943	440 943	-
Haliburton Australia Pty Ltd	208 751	231 641	22 889	11 709	-	220 460	231 641	11 181
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	394 902	359 672	-35 230	-	32 230	394 902	391 902	-3 000
Timor Gap Seismic Services Lda	-	9 592	9 591	-	-	-	9 591	9 591
Timor Gap Driling Unip Lda	-	1 012	1 012	-	-	-	1 012	1 012
Offshore Services Autralasia Pty Ltd	-	1 178 400	1 178 400	-	-	-	1 178 400	1 178 400
Clough Wood Pty Ltd	1 890 929	1 890 929	-	-	-	1 890 929	1 890 929	-
Compass Group (Australia) Pty Ltd	-	1 183 679	1 183 679	-	-	-	1 183 679	1 183 679
Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)	179 590	141 917	-37 673	-	-	179 590	141 917	-37 673
Tidewater Offshore Pty Ltd	-	575 544	575 544	-	-	-	575 544	575 544
Tidewater Onshore Operations Pte	-	28 300	28 300	-	-	-	28 300	28 300
SGS Australia Pty Ltd	-	123 704	123 704	-	-	-	123 704	123 704
Konnekto Unipessoal Lda	-	50 678	50 678	-	-	-	50 678	50 678
Total	4 584 698	8 180 180	3 595 480	516 989	27 720	5 101 687	8 207 900	3 106 212

É importante salientar que o montante total das diferenças não reconciliadas inclui Subcontratados que não responderam aos pedidos de informação. Para informação detalhada, remete-se para a Secção 10.3.6.

10.3.6 Subcontratados – Diferenças não reconciliadas

O montante total da diferença não reconciliada é representado da seguinte forma:

Com base nos montantes de pagamentos apresentados nas Secções 10.3.1 a 10.3.5 acima, a Tabela 10.19 infra resume as diferenças identificadas entre as receitas reportadas pelo Governo e pelos Subcontratados.

Tabela 10.18: Diferença não reconciliada (Subcontratados)

Descrição	Montante em USD	% Montante final reportado Governo
Montante total reportado inicialmente pelo Governo	8 180 180	100%
Ajustamentos por parte das entidades governamentais	27 720	0,34%
Montante final do imposto reportado pelo Governo	8 207 900	
Montante total reportado inicialmente pelos Subcontratados	4 584 699	55,86%
Ajustamentos efetuados pelas entidades	516 989	6,30%
Montante final do imposto reportado pelos Subcontratados	5 101 687	
Entidades que não responderam	3 150 909	38,39%
Montante não reconciliado	-44 696	-0,54%

A maioria das diferenças é atribuível a montantes relacionados com oito (8) entidades que não responderam ao Modelo de Recolha de Dados, totalizando USD 3.150.909. Este montante não pôde ser validado, uma vez que não foi possível obter confirmação junto das respetivas entidades.

A diferença remanescente não reconciliada, com base nas respostas das partes interessadas, corresponde a um montante residual de USD -44.696. A Tabela 10.20 seguinte apresenta uma desagregação detalhada dos montantes não reconciliados por entidade, após o processo de reconciliação.

Tabela 10.19: Diferenças não reconciliadas para Subcontratados

Empresas Subcontratadas	Reportadas pelo o Governo	Reportadas pela entidade	Resultados após a reconciliação
Diferenças não reconciliadas			
Caltech Unipessoal	870 951	874 777	3 826
Laloran Marine Services	458 777	458 752	-25
Chandler Macleod Group Limited	98 697	110 100	11 403
Haliburton Australia Pty Ltd	231 641	220 460	-11 181
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	141 917	179 590	37 673
Total das diferenças não reconciliadas			44 696

No âmbito da abordagem estabelecida, o Administrador Independente (AI) e o Secretariado da ITIE de Timor-Leste solicitaram informação ao Ministério das Finanças relativamente aos Subcontratados incluídos no âmbito, incluindo as entidades selecionadas pela primeira vez e atualizações sobre as restantes. Posteriormente, os dados foram partilhados com os operadores existentes, com vista à obtenção dos contactos necessários. Uma vez estabelecido o contacto, os modelos de recolha de dados foram distribuídos às entidades para recolha da informação requerida.

Apesar dos esforços desenvolvidos para simplificar a comunicação e facilitar a prestação de informação, oito (8) entidades não conseguiram disponibilizar os dados solicitados em tempo útil. Atualmente, encontram-se em curso iniciativas destinadas a reforçar a colaboração com estas entidades, com o objetivo de assegurar a submissão atempada dos dados essenciais e prevenir a ocorrência de situações semelhantes em futuros exercícios de reporte.

Adicionalmente, a Tidewater Offshore Pty Ltd e a Tidewater Onshore Operations Pte Ltd foram selecionadas para o processo de reconciliação pela primeira vez. No entanto, devido a falhas de comunicação interna, ambas as entidades não submeteram a informação dentro do prazo exigido.

A Tabela 10.21 abaixo apresenta a lista desagregada das entidades que não responderam ao pedido de recolha de receitas referente a 2023.

Tabela 10.20: Subcontratados que não reportaram

Empresas Subcontratadas	Reportado pelo Governo	Reportado pelas Entidades	Resultados após a reconciliação
Não Reportado			
Offshore Services Australasia Pty Ltd	1 178 400	-	-1 178 400
Compass Group (Australia) Pty Ltd	1 183 679	-	-1 183 679
SGS Australia Pty Ltd	123 704	-	-123 704
Konnekto Unipessoal Lda	50 678	-	-50 678
Tidewater Offshore Pty Ltd	575 544	-	-575 544
Tidewater Onshore Operations Pte	28 300	-	-28 300
TIMOR GAP Seismic Services Lda	9 591	-	-9 591
TIMOR GAP Drilling Unip Lda	1 012	-	-1 012
Total não reportado			-3 150 909

10.4 Resumo dos resultados da reconciliação

A Tabela 10.22 seguinte apresenta a desagregação dos resultados da reconciliação de receitas fiscais e não fiscais relativos a operadores e Subcontratados.

O montante total reconciliado ascende a USD 141.003.931, compreendendo USD 135.902.244 provenientes dos operadores e USD 5.101.687 provenientes dos Subcontratados.

O montante não reconciliado totaliza USD 190.166, incluindo USD 234.862 relativos aos operadores e um ajustamento negativo de USD (44.696) associado aos Subcontratados.

Tabela 10.21: Resultados da Reconciliação em 2023

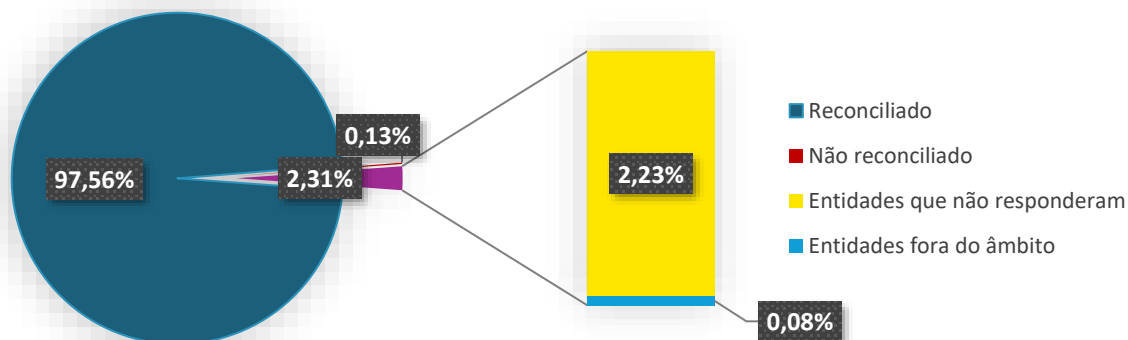
Montantes totais	Montantes em USD	%
Operadores – Receita reconciliada	135 902 244	94,03%
Operadores – Receita não reconciliada	234 862	0,16%
Operadores – Entidades que não responderam	65 096	0,05%
Operadores – Entidades fora do âmbito	5 101 687	3,53%
Subcontratados – Receita reconciliada	-44 696	-0,03%
Subcontratados – Receita não reconciliada	3 150 909	2,18%
Subcontratados – Entidades que não responderam	120 704	0,08%

Total	144 530 806 ⁵⁰	100%
-------	---------------------------	------

As entidades que não efetuaram reporte contribuíram para um montante de USD 3.216.005, o qual abrange tanto Operadores como Subcontratados. As entidades excluídas do âmbito apresentam um valor total de USD 120.704.

A Figura 10.3 abaixo representa os montantes totais em termos percentuais, considerando operadores e Subcontratados.

Figura 10.3: Resultados da Reconciliação para 2023, percentagem



O MSWG concorda que os resultados do processo de reconciliação são satisfatórios, tendo em consideração que 97,56% da receita foi reconciliada e que, do montante não reconciliado, 2,36% se deve ao facto de algumas entidades — maioritariamente Subcontratados (com reporte voluntário e, regra geral, menores volumes de receita) não terem submetido os modelos de recolha de dados.

Adicionalmente, tendo em consideração a natureza dos ajustamentos efetuados às receitas reportadas pelo Governo durante o processo de reconciliação, os quais evidenciam a robustez dos dados governamentais, conclui-se que não se esperam inconsistências materiais associadas aos montantes não reportados.

10.5 Taxas de gasoduto

Em 2023, o Banco Central de Timor-Leste (BCTL) transferiu USD 5.333.600 em taxas de gasoduto para o Fundo Petrolífero. Não foram identificadas discrepâncias entre os valores de recebimentos divulgados pelo Fundo Petrolífero e o Modelo de Recolha de Dados submetido pelo BCTL.

Refira-se que, em 2022, não foi transferida qualquer taxa de gasoduto para o Fundo Petrolífero pelo BCTL.

10.6 Pagamentos no setor mineiro

Conforme referido na Secção 9.2, as receitas provenientes da mineração em 2023 ascenderam a apenas USD 1,49 milhões, representando aproximadamente 1% da receita total das indústrias extrativas e, conseqüentemente, as receitas da mineração são consideradas imateriais para efeitos do presente relatório.

Não obstante, o MSWG aprovou uma abordagem voluntária para incluir as entidades mineiras no processo de reconciliação (ver Tabela 10.23 abaixo). Esta decisão baseou-se na relevância dos

⁵⁰ A diferença de USD 207.790 entre o montante total de USD 144.530.806, apresentado na Tabela 10.22, e o montante de USD 144.738.597, apresentado na Tabela 10.1, decorre dos ajustamentos identificados e registados no decurso do processo de reconciliação.

pagamentos efetuados por estas entidades e na intenção de facilitar a reconciliação, caso as receitas da mineração venham a tornar-se materiais no futuro.

Foram igualmente obtidos detalhes dos pagamentos recebidos pela entidade governamental ANM em 2023 (ver Anexo C). Em conformidade, duas empresas foram selecionadas para inclusão, uma vez que os seus pagamentos excederam o limiar estabelecido de USD 100.000 em 2023. Estes montantes são resumidos na Tabela abaixo. Adicionalmente, a Li Britadeira Lda foi incluída, uma vez que o seu pagamento se situou próximo do limiar de materialidade.

Tabela 10.22: Empresas mineiras que pagaram acima do limiar

Nome do Proponente	Montante total pago (USD)
China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG - COVEC, JV.)	436 015,07
Chongqing International Construction Corporation, R.P. - CICO	413 083,74
Li Britadeira Lda.	98 992,74
Total	948 092

O Secretariado da ITIE de Timor-Leste solicitou informação ao Ministério das Finanças e à ANM relativamente a estas entidades. Uma vez estabelecido o contacto, foram distribuídos os Modelos de Recolha de Dados para obtenção da informação necessária.

Foi recebida resposta de apenas uma entidade — China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG-COVEC JV). Para esta entidade, o processo de reconciliação foi concluído, tendo-se confirmado que os dados se encontram reconciliados, com a identificação de apenas discrepâncias menores, o que sustenta a qualidade dos dados reportados pelo Governo com base neste item da amostra.

Avaliação social e de género

De acordo com o requisito 6 do Padrão da ITIE, as despesas sociais e o impacto do setor extrativo na economia devem ser divulgados, de modo que os leitores possam avaliar os impactos sociais e económicos e os respetivos resultados que estas indústrias criam no país. Esses requisitos incluem:

- Despesas sociais e ambientais das empresas
- Despesas parafiscais das SOE
- A contribuição do setor extrativo para a economia
- O impacto ambiental das atividades extrativas.

O requisito 6.3 do Padrão ITIE de 2023 determina que as entidades forneçam divulgações abrangentes relativas à igualdade de género. Isso inclui relatórios detalhados sobre os níveis ocupacionais das mulheres dentro da organização e dados sobre as disparidades salariais entre homens e mulheres.

11



11. Avaliação Social e de Género

11.1 Despesas Sociais

A Autoridade Nacional do Petróleo (ANP) foi criada para colaborar estreitamente com as empresas de petróleo e gás que operam na Área Exclusiva de Timor-Leste. A sua principal missão consiste em assegurar que todas as atividades petrolíferas cumpram as Leis e regulamentos aplicáveis, salvaguardando simultaneamente os interesses de Timor-Leste enquanto país detentor dos recursos. Para além da geração de receitas provenientes das operações petrolíferas, o país procura reforçar a sua economia através da criação de ligações entre os projetos extrativos e o desenvolvimento local.

Um elemento central desta estratégia é a promoção do conteúdo local, que compreende a exigência de que as empresas contratem cidadãos timorenses, utilizem mão-de-obra local e adquiram bens e serviços a fornecedores nacionais. Estes esforços são quantificados em termos monetários, de forma a avaliar o seu contributo para benefícios económicos sustentáveis para o país.

Em 2023, Timor-Leste demonstrou progressos notáveis no desempenho relacionado com conteúdo local na sua jurisdição. Verificou-se uma participação significativa de fornecedores locais na cadeia de fornecimento de bens e serviços do setor petrolífero, bem como um aumento das oportunidades de emprego e formação para cidadãos timorenses e residentes permanentes. Todas as atividades foram executadas em estrito cumprimento das normas de saúde e segurança no trabalho, garantindo um desenvolvimento responsável e sustentável.

A secção seguinte apresenta as despesas de conteúdo local de Timor-Leste relativas a 2023, reportadas por projeto.

Projeto Bayu-Undan

Em 2023, as despesas de conteúdo local do Projeto Bayu-Undan atingiram 29,35 milhões USD, representando um aumento de USD 8,88 milhões face ao ano anterior. Este crescimento reflete uma maior participação de prestadores de serviços locais, particularmente em contratos de embarcações marítimas. O projeto também reforçou iniciativas de investimento comunitário e programas de responsabilidade social corporativa (CSR), contribuindo adicionalmente para o desenvolvimento económico local. A Tabela 11.1 apresenta os saldos de conteúdo local da ANP para 2023, conforme reportado no Relatório Anual da ANP 2023.

Tabela 11.1: Saldos das despesas da ANP em 2023, USD

Tipos de despesa	2022	Varição	2023
Formação e emprego	11 264 511	640 000	11 904 511
Bens e serviços	8 261 440	8 700 000	16 961 440
Responsabilidade social corporativa e investimento comunitário	944 644	(460 000)	484 644
Total	20 470 595	8 880 000	29 350 595

Estes custos, divulgados no Timor-Leste Content Report anual da ANP, foram incorridos em nome dos Participantes do Projeto Bayu-Undan, mas pagos e reportados pela Santos NA (19-12) Pty Ltd, na sua qualidade de Operador. No âmbito do processo de recolha de dados, a Santos forneceu uma desagregação detalhada destes custos através do template solicitado.

As despesas sociais obrigatórias e voluntárias realizadas a favor de entidades governamentais e/ou terceiros são reportadas da seguinte forma:

Tabela 11.2: Despesas Sociais da Santos em 2023, USD

Descrição das despesas sociais	Nome da empresa "beneficiários"	Pagamentos
Despesas sociais e económicas a favor de terceiros (entidades não governamentais)		
Iniciativa Governamental - Projeto - Concurso Plano de Negócios Inovador	IADE	23 594
Programas de bolsas de estudo – Patrocínio SPE	SPE WA	10 000
Programas de bolsas de estudo – Bolsa Bayu-Undan	Fundação Companhia de Jesus	3 140
Programas de bolsas de estudo / Bolsas Santos Australia Awards	Palladium International Pty Ltd	56 905
Programas de Bolsas/ Curso de Curta Duração - CCS Short Course	Palladium International Pty Ltd	41 250
Outros (descrever) – Santos NA (19-12) Pty Ltd; (Nota 1)		
Outros – Formação de trabalhadores do Operador em Timor-Leste	Vários vendedores	1 724 970
Outros (descrever) – Santos NA Timor-Leste Pty Ltd; (Nota 2)		
Outros – Formação de funcionários diretos da Santos	Funcionários de Timor-Leste da Santos	48 225
Despesas sociais e económicas destinadas a SOE (entidades governamentais)		
Doação a ONGs - SESIM Dia Mundial da Ciência e da Matemática	Comissão Nacional da UNESCO em TL	35 025
Programas de ONGs (Água, Saneamento, Saúde, Eventos Desportivos) - Programa de Desenvolvimento de Enfermagem	São João de Deus	200 000
Programas de ONGs (Água, Saneamento, Saúde, Eventos Desportivos) - Programa de Saúde Materno-Infantil	Fundação Alola	35 025
Programas de ONGs (Água, Saneamento, Saúde, Eventos Desportivos) - Projeto de Reflorestamento	ONG Santalum	50 025
Outros (donativos) – Cash for Cans, donativos de Natal	Vários beneficiários	6 915
Outros (donativos) – Impressões, despesas com donativos	Vários beneficiários	20 721
Total das despesas sociais voluntárias		2 255 794

Descrição das despesas sociais	Nome da empresa "beneficiários"	Pagamentos
Outros (descrever) – Santos NA (19-12) Pty Ltd; (Nota 1)		
Outros – Bens e serviços locais	Vários vendedores	12 516 659
Outros – Trabalhadores do Operador em Timor-Leste	Vários vendedores	7 712 467
Outros – Bens e serviços do Operador em Timor-Leste	Vários vendedores	4 028 735
Outros (descrever) – Santos NA Timor-Leste Pty Ltd; (Nota 2)		
Outros – Trabalhadores diretos da Santos	Santos TL Employees	2 414 897
Outros – Bens e serviços locais	Vários vendedores	417 737
Total das despesas sociais obrigatórias		27 090 494

Total das despesas sociais	29 346 289
-----------------------------------	-------------------

Nota 1:

- As despesas com bens, serviços e emprego em Timor-Leste foram refletidas como obrigatórias neste template, em conformidade com a cláusula 5.2(h) do PSC, que estabelece a preferência pela aquisição de bens e serviços produzidos ou fornecidos por operadores estabelecidos em Timor-Leste ou na Austrália, desde que oferecidos em termos competitivos; e com a cláusula 5.2(i), que determina a preferência pela contratação de cidadãos timorenses e residentes permanentes, tendo sempre em consideração a segurança, a eficiência das atividades e as boas práticas petrolíferas. As despesas diretas e indiretas da Santos (via Operador) em bens e serviços locais, emprego local e formação de cidadãos timorenses são apresentadas no template como rubricas distintas. Uma discriminação completa por Contratante encontra-se disponibilizada no Annual Timor-Leste Content Report submetido à ANP. Estes custos são incorridos em nome dos Participantes do Projeto Bayu-Undan, mas pagos e reportados pela Santos NA (19-12) Pty Ltd, na sua qualidade de Operador.
- As despesas com bens e serviços locais incluem todos os bens e serviços fornecidos por entidades estabelecidas em Timor-Leste. Uma discriminação completa por Contratante encontra-se no Annual Timor-Leste Content Report 2022 submetido à ANPM (ANP desde setembro de 2023) pela Santos NA (19-12) Pty Ltd.
- As despesas com emprego refletem os salários correspondentes aos cidadãos timorenses empregados nas operações offshore.
- As despesas com formação incluem todos os custos de formação dirigidos aos cidadãos timorenses que integram a força de trabalho offshore do Projeto Bayu-Undan.

Nota 2:

- As despesas com bens, serviços e emprego em Timor-Leste foram refletidas como obrigatórias neste template, em conformidade com as cláusulas 5.2(h) e 5.2(i) do PSC, que requerem a preferência pela contratação de bens e serviços locais e pela contratação de cidadãos timorenses e residentes permanentes, assegurando simultaneamente a segurança e eficiência das operações.
- As despesas com bens e serviços locais incluem pagamentos a fornecedores estabelecidos em Timor-Leste, efetuados pelo escritório da Santos em Díli. Os custos associados ao escritório de Díli encontram-se incluídos no Annual Timor-Leste Content Report submetido à ANP.
- As despesas com emprego refletem os salários dos cidadãos timorenses afetos ao escritório da Santos em Díli. Esta desagregação específica não está incluída no Annual Timor-Leste Content Report entregue à ANP, onde todos os salários de colaboradores timorenses da Santos são agregados numa única Figura.
- As despesas com formação refletem todos os custos de formação relativos aos colaboradores timorenses baseados no escritório de Díli, tendo em conta que a formação e mentoria foram realizadas internamente devido às restrições impostas pela Covid. Esta desagregação também não se encontra incluída no Annual Timor-Leste Content Report submetido à ANPM (ANP desde setembro de 2023), onde toda a formação destinada a colaboradores timorenses é agregada numa única Figura.

A reconciliação entre os dados reportados pela ANP e pela Santos evidencia uma diferença de USD 4,3 mil, considerada imaterial.

Além disso, em conformidade com o novo Requisito 6.1(d), que destaca a forma como as despesas sociais das empresas beneficiam mulheres, a Santos reportou que nenhuma das despesas foi especificamente direcionada para mulheres ou organizações femininas.

Outras Áreas Contratuais de PSC

Adicionalmente, a ANP reportou as despesas acumuladas durante 2023 provenientes de outras áreas contratuais, conforme segue:

- JPDA 03-20

Woodside Petroleum (Timor Sea 19 & 20) Pty Ltd – **USD 73,980**

- PSC TL-OT-17-08 Block A (Suai), PSC TL-OT-17-09

Timor Resources Pty Ltd – **USD 2,267,464**

- PSC TL-SO-T-19-14

Carnarvon Petroleum Ltd – **USD 100,000**

No âmbito do processo de recolha de dados, a Timor Resources forneceu, com sucesso, uma desagregação detalhada destes custos através do template solicitado, relativa ao item de maior materialidade. Para informações adicionais, consultar a Tabela 11.3 abaixo.

Tabela 11.3: Montante total das despesas comunicadas pela Timor Resources Pty Ltd

Descrição das despesas sociais	Nome do beneficiário	Pagamentos (montantes em USD)
Emprego	n/a	1 334 529
Outros (descrever — escritórios, alojamento, serviços prestados por empresas timorenses, aluguer de viaturas pertencentes a empresas timorenses, serviços públicos pagos em Timor, aquisição de alimentos e água em Timor) — conteúdo local, compensações a proprietários de terras e reuniões e cerimónias comunitárias	n/a	1 137 386
Total		2 471 915

As diferenças entre os dados reportados pela ANP e pela Timor Resources são mínimas, permanecendo abaixo dos 10%. Estas variações resultam sobretudo de considerações relacionadas com o cutoff durante a preparação da informação por ambas as partes.

11.2 Despesas Ambientais

Em 2023, a Timor Resources Pty Ltd efetuou o pagamento das despesas ambientais correspondentes.

Tabela 11.4: Despesas ambientais comunicadas pela Timor Resources Pty Ltd

Descrição das despesas ambientais	Nome do beneficiário	PSC	Pagamentos efetuados pela entidade extrativa (USD)
Outros (descrever) — Estudos e inquéritos em matéria de Saúde, Segurança e Ambiente (SSA), serviços de consultoria	HSE Roy Matakupan Safety and Environment Consultant	TL-OT-17-08	57 350
Total			57 350

Despesas quase-fiscal

Para 2023, nenhuma das entidades abrangidas pelo âmbito de reporte divulgou qualquer pagamento relacionado com este tipo de despesa.

11.3 Perspetiva da Sociedade Civil

Durante o período de reporte, Timor-Leste realizou eleições legislativas, o que afetou a eficácia do envolvimento da sociedade civil no processo da ITIE. A limitação de recursos também restringiu as atividades das OSC e a sua capacidade de se focarem plenamente na implementação da ITIE. Ainda assim, as organizações da sociedade civil mantiveram um papel ativo, particularmente no processo orçamental do Estado antes e após as eleições. As OSC organizaram mesas-redondas com partidos políticos sobre vários temas-chave, incluindo a sustentabilidade do Fundo Petrolífero, a corrupção, as alterações climáticas e a participação inclusiva no processo orçamental do Estado.

O novo governo formado após as eleições não tem sido proativo no envolvimento com a implementação da ITIE. Vários responsáveis governamentais não abordaram adequadamente as principais constatações relacionadas com os Requisitos da ITIE. A falta de progresso na resposta às recomendações provenientes de validações anteriores representa um desafio para o Governo e para os seus stakeholders no cumprimento dos padrões da ITIE necessários para manter o estatuto de país cumpridor. Na qualidade de representantes independentes, as OSC apelaram aos intervenientes governamentais para que assegurem os padrões de qualidade exigidos pela ITIE no funcionamento dos sistemas públicos.

O reduzido investimento do Governo em garantir a divulgação pública de dados — como informação sobre beneficiário efetivo e acordos juridicamente vinculativos com outros acionistas — permanece aquém do desejado. Por esse motivo, as OSC instaram o Governo a adotar sistemas de governação eletrónica e a estabelecer uma base de dados centralizada que permita um acesso público mais fácil à informação.

Relativamente aos Requisitos 1.3, 1.5 e 7.1 da ITIE, as OSC participaram ativamente em consultas com a Timor Resources P/L e coordenaram com as autoridades governamentais e com a SOE TIMOR GAP, E.P. no âmbito das suas atividades no terreno. Nestas reuniões, as OSC encorajaram estas entidades a fornecer informação clara sobre os aspetos ambientais das suas operações, bem como sobre responsabilidade social corporativa e conteúdo local. No entanto, as OSC reconhecem as suas próprias limitações na capacidade de apoiar eficazmente a implementação da ITIE, devido a constrangimentos internos e à insuficiência de recursos para sustentar atividades de sensibilização e acompanhamento.

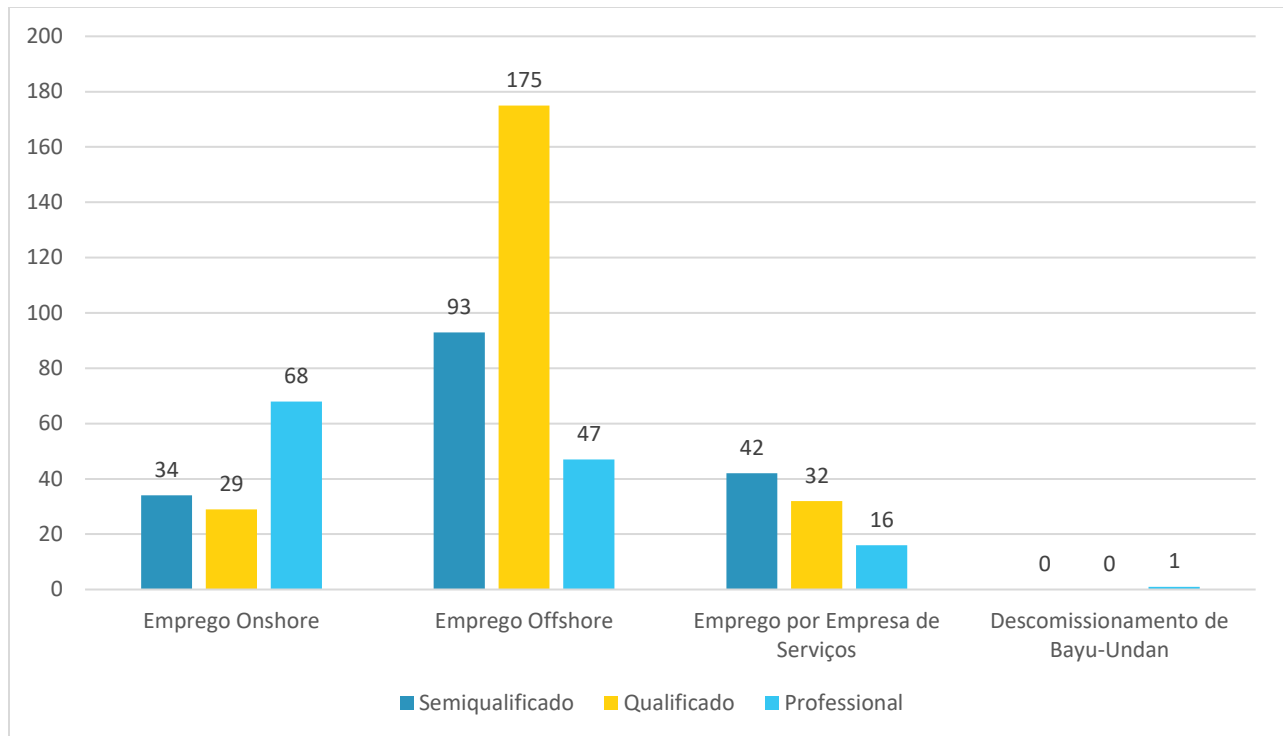
11.4 Contributo do setor de Petróleo e Gás para o emprego em Timor-Leste

Visão geral da ANP sobre o emprego no setor de Petróleo e Gás em Timor-Leste

O Padrão ITIE 2023 requer a divulgação do contributo do setor extrativo para o emprego, incluindo números absolutos e a respetiva proporção no total do emprego nacional. Esta informação deve ser desagregada por género, empresa, nível ocupacional e por nacionalidade (locais versus estrangeiros).

Com base na base de dados da ANP, um total de 537 indivíduos, entre cidadãos timorenses e expatriados, encontrava-se empregado nas operações do Bayu-Undan em 2023. Este total corresponde a 59% (315 indivíduos) empregados offshore, 24% (131 indivíduos) empregados onshore, 17% (90 indivíduos) a trabalhar através de empresas prestadoras de serviços e 0,2% (1 indivíduo) empregado especificamente no descomissionamento do Bayu-Undan, conforme ilustrado na Figura 11.1.

Figura 11.1: Emprego na operação Bayu-Undan em 2023



A Tabela 11.5 abaixo apresenta os dados de emprego relativos à operação Bayu-Undan em 2023, detalhando a distribuição entre trabalhadores de nacionalidade timorense e trabalhadores de outras nacionalidades.

Tabela 11.5: Distribuição do emprego na Operação Bayu-Undan por nacionalidade de Timor-Leste e de outros países

Categoria de emprego	Semiqualificado	Qualificado	Profissional	Total
Emprego timorense - Onshore	34	29	44	107
Emprego timorense - Offshore	93	64	10	167
Empresas de serviços	42	32	16	90
Desmantelamento de Bayu-Undan	-	-	1	1
Total de nacionais de Timor-Leste	169	125	71	365
Emprego não timorense — Onshore	-	-	24	24
Emprego não timorense — Offshore	-	111	37	148
Empresas de serviços	-	-	-	-
Desmantelamento de Bayu-Undan	-	-	-	-
Total sem expatriados	-	111	61	172
Emprego total	169	236	132	537

A Tabela 11.6 abaixo apresenta os dados de emprego da operação Bayu-Undan em 2023, desagregados por género.

Tabela 11.6: Distribuição do emprego na Operação Bayu-Undan por género

Categoria de Emprego	Nacionais de Timor-Leste		Expatriados	
	Masculino	Feminino	Masculino	Feminino
Semiqualificado	141	28	0	-

Categoria de Emprego	Nacionais de Timor-Leste		Expatriados	
	Masculino	Feminino	Masculino	Feminino
Qualificado	90	35	110	1
Profissional	45	26	61	-
Total em 2023	276	89	171	1

Conforme ilustrado na Figura 11.2, o número total de mulheres empregadas em 2023 foi de 90, representando 17% da força de trabalho. Adicionalmente, a distribuição percentual por nacionalidade indica que 68% dos trabalhadores eram cidadãos de Timor-Leste, enquanto 32% eram não residentes, conforme apresentado na Figura 11.9 abaixo.

Figura 11.2: Emprego por género

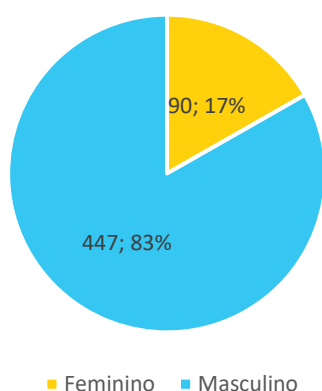
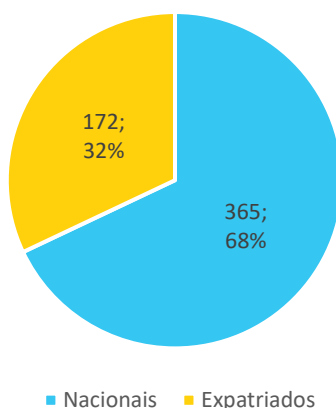


Figura 11.3: Trabalhadores não residentes e residentes em Timor-Leste



A Tabela 11.7 abaixo apresenta o emprego de Timor-Leste por localização na operação Bayu-Undan em 2023.

Tabela 11.7: Número de funcionários TLN de Bayu-Undan

Localização	Funcionários
Offshore	
Santos Offshore	101
Outras funções de Operador	9
CWPL	144
Oceaneering	6
ESS	55
Total Offshore	315
Onshore	
Escritório da Santos em Dili	14
Altus Logistics	2
CWPL	23
OSA	44
ESS RP	6
Oceaneering	2
Bollere	19
Wood	21
Total Onshore	131
Empresas de serviços	
Air North	21
Callidus Process Solutions	7
Contract Resources	3
Laloran Marine Services, Lda	15
Halliburton	1
SGS	2
RMS Engineering & Construction P/L	2
Stamford Medical Lda	39
Total Empresas de Serviço	90
Desmantelamento de Bayu-Undan	
EnerMech	1
Total de desmantelamento de Bayu-Undan	1

Dados das empresas sobre o emprego no setor de Petróleo e Gás em Timor-Leste

Para cumprir este Requisito, 41 das 51 empresas abrangidas pelo âmbito do Relatório ITIE 2023 submeteram informação detalhada sobre a sua força de trabalho. Utilizando os templates preparados pelo AI, as empresas foram solicitadas a reportar o número de trabalhadores que elas próprias e os seus Subcontratados empregaram em 2023, especificamente no âmbito das atividades realizadas em Timor-Leste. O pedido focou-se nas empresas do setor extrativo, nas suas afiliadas e nas empresas estatais (SOE) envolvidas em operações de petróleo e gás no país. Seguem-se as respostas recebidas.

Tabela 11.8: Número de empregados que as empresas extrativas e subcontratadas no âmbito tinham em 2023, em Timor-Leste

Entidade	Nível de Ocupação	Nacionais		Expatriados		Nota
		Masculino	Feminino	Masculino	Feminino	
SUNDAGAS BANDA UNIPessoal, LDA	Manager, Executivo e Júnior	4	1	0	0	
ENI JPDA 06-105	-	1	1	0	1	
Timor Resources Pty	-	91	21	52	3	
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	Professional	10	4	0	0	
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	Qualificado	11	0	0	0	
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	Semiqualficado	8	0	0	0	
Santos NA (19-12) Pty Ltd	Professional	0	0	98	0	
Santos NA (19-12) Pty Ltd	Qualificado	0	0	0	0	
Caltech Unipessoal Lda		127	48	1	1	
Chandler Macleod Group Limited	Técnicos	0	0	10	1	
Chandler Macleod Group Limited	Professionals	0	0	6	1	
Chandler Macleod Group Limited	Cargos de gestão	0	0	4	0	
Haliburton Australia Pty Ltd	Técnicos	0	0	9	0	
Kotug Maritime Services (Bayu Undan) Pty Ltd	-	10	3	0	0	
Schlumberger Australia Pty Ltd	Técnicos	2	4	0	0	
Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd)	-	1	0	0	0	
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	-	0	1	0	0	
TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda	-	1	0	0	0	
TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda	-	1	0	0	0	
TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda	-	1	0	0	0	
TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip Lda	-	1	0	0	0	
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	-	0	1	0	0	
TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda	-	1	0	0	0	
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	-	1	1	0	0	
TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld	-	1	0	0	0	
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	-	2	2	0	0	
TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	-	1	0	0	0	
Total		275	87	180	6	
BU12 Australia Pty Ltd	Estas entidades declararam não ter trabalhadores.					
BU13 Australia Pty Ltd						
ENI TIMOR 22-23 BV						
ENI Timor-Leste S.P.A						
ENI JPDA 03-13						
Inpex Sahul Ltd						
Inpex Timor Sea Ltd						
Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd						
Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd						
Santos NA (19-13) Pty Ltd						

Entidade	Nível de Ocupação	Nacionais		Expatriados		Nota
		Masculino	Feminino	Masculino	Feminino	
Santos NA Bayu Undan P/L						
Santos NA EMET P/L						
Santos NA Timor Sea P/L						
Laloran Marine Services Lda						
Baker Hughes Australia PTY Limited						
Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd						
Clough Wood Pty Ltd						
Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)						
Weatherford Australia Pty Ltd						
Carnarvon Petroleum Timor Unipessoal Lda						
Compass Group (Australia) Pty Ltd						
Finder Energy (ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)*						
Offshore Services Australasia Pty Ltd						
SGS Australia Pty Ltd						
Tidewater Offshore Pty Ltd						
Tidewater Onshore Operations Pte						
TIMOR GAP Driling Unip Lda						
TIMOR GAP Seismic Services Lda						
Konnekto Unipessoal Lda						
		As entidades não submeteram o modelo.				
TOTAL		275	87	180	6	

Notas: * Na sequência da aquisição do PSC 19-11 pela Finder Energy, a Eni deixou de deter autoridade para fornecer quaisquer dados relacionados com este PSC (Eni JPDA 11-106 B.V.). À data da submissão do presente relatório, a Finder Energy não conseguiu disponibilizar atempadamente a informação solicitada. O Administrador Independente e o Secretariado da ITIE-TL continuarão a colaborar com a Finder Energy para o próximo Relatório de Reconciliação da ITIE Timor-Leste.

Em 2023, a TIMOR GAP empregou um total de 159 trabalhadores, incluindo consultores, dos quais 107 eram homens e 52 eram mulheres. Entre estes colaboradores, 6 eram expatriados. Informações adicionais fornecidas pela TIMOR GAP detalharam a seguinte distribuição dos trabalhadores:

- Suai Airport Jet Avtur staff - 2 trabalhadores
- Suai Fuel Station staff - 10 trabalhadores
- Tasi Mane Project staff (Escritório de Covalima) - 3 trabalhadores
- Estrangeiro – 1 trabalhador
- Restante trabalhadores (Sede da TIMOR GAP) - 144 trabalhadores

Os dados de emprego reportados pela ANP (537) para o setor extrativo diferem ligeiramente dos valores reportados pelas empresas (549), revelando uma discrepância de 12 trabalhadores. Esta variação resulta, sobretudo, do facto de algumas entidades empregarem pessoal fora do campo Bayu-Undan, de pequenas diferenças de cutoff entre os dados reportados pelas entidades e os submetidos via template, bem como de Subcontratados que não responderam ao pedido de recolha de dados.

O Padrão ITIE 2023 também reforça os Requisitos de divulgação relacionados com a equidade de género. Para apoiar este objetivo, a ITIE incentiva as entidades a reportarem de forma transparente eventuais diferenças salariais entre géneros. A Tabela 11.9 apresenta a informação sobre o diferencial salarial entre homens e mulheres reportada pelas entidades que forneceram os dados necessários.

O cálculo da diferença salarial baseia-se no salário médio de homens e mulheres, determinado dividindo o total dos salários pagos a cada género pelo número de trabalhadores desse grupo, sem considerar funções específicas. Contudo, as entidades reportaram esta informação utilizando diferentes metodologias, o que pode afetar a comparabilidade. Entre as abordagens mais comuns encontram-se:

- Salário Médio Mensal: calculado com base na média dos salários mensais ao longo do ano.
- Salário Médio Anual: calculado com base no total anual de remunerações dividido pelo número de trabalhadores.
- Percentagem do Salário Mensal: representa a distribuição percentual dos salários entre géneros num determinado mês.
- Remuneração Média Diária: cálculo da média diária de remuneração por género.

Estas variações refletem diferenças nos sistemas de remuneração e nas práticas de reporte adotadas pelas entidades.

Tabela 11.9 Desigualdade salarial entre géneros

Entidade	Salário (USD)		Nota
	Homens	Mulheres	
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	29%	71%	Portion of monthly
SundaGas (Timor-Leste Sahul) Pte. Ltd	5 800	600	Monthly av. salary
SundaGas Banda Unip Ltd	5 800	600	Monthly av. salary
Timor Resources Pty Ltd	1101	1 005	Monthly av. salary
Caltech Unipessoal Lda	19 325	16 467	Annual av. salary
Chandler Macleod Group Limited	826,57	339,72	Per daily pay rate
Haliburton Australia Pty Ltd	6 510	-	Monthly av. salary
Kotug Maritime Services (Bayu Undan) P/L	150 000	100 000	Annual av. salary
Schlumberger Australia Ply Ltd	2 878	3 025	Monthly av. salary

Nota: As restantes entidades não responderam a este Requisito, ou a divulgação não era aplicável a entidades que não possuem trabalhadores.

O Padrão ITIE 2023 introduz novos Requisitos para a divulgação do número de mulheres empregadas em diferentes níveis ocupacionais. A Tabela 11.10 abaixo apresenta informação detalhada sobre a distribuição de mulheres pelos vários escalões ocupacionais, conforme divulgado pelas entidades reportantes.

Tabela 11.10: Emprego das mulheres em vários níveis

Entidade	Nível ocupacional (Mulheres)				
	Técnico	Profissionais	Cargos de gestão	Administração	Secretária
ENI JPDA 06-105 PTY LTD	0	1	1	0	0

Entidade	Nível ocupacional (Mulheres)				
	Técnico	Profissionais	Cargos de gestão	Administração	Secretária
SundaGas Banda Unipessoal, LDA	3	0	2	0	0
Timor Resources Pty Ltd	19	3	2	0	0
Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	0	4	0	0	0
Caltech Unipessoal Lda	44	0	5	0	0
Chandler Macleod Group Limited	1	1	0	0	0
Kotug Maritime Services Australia Pty Ltd	0	3	0	0	0
Schlumberger Australia Pty Ltd	4	0	0	0	0
TIMOR GAP Chudith Unip Lda	0	0	1	0	0
TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	0	0	1	0	0
TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	0	0	1	0	0
TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal	0	0	2	0	0
Total	71	12	15	0	0

Nota: As restantes entidades não responderam a este Requisito, ou a divulgação não era aplicável.

Avaliação do impacto ambiental, das alterações climáticas e da transição energética da indústria extrativa

O requisito 6.4 do padrão ITIE incentiva os países de execução a divulgarem informações sobre a gestão e a monitorização do impacto ambiental das atividades extrativas.

Esta secção descreve o papel das agências governamentais responsáveis por supervisionar a proteção ambiental relacionada ao setor extrativo e fornece uma visão geral do processo de atribuição de uma licença ambiental.

Adicionalmente, a ITIE de Timor-Leste tem vindo a envidar esforços para melhorar a disponibilidade de dados e aumentar a consciencialização pública em torno das alterações climáticas e da transição energética. Estes esforços têm-se concentrado na comunicação dos impactos ambientais e sociais mais amplos das indústrias extrativas, incluindo as emissões de gases com efeito de estufa (GEE).

12



12. Avaliação do impacto Ambiental, das alterações climáticas e da transição energética da indústria extrativa

12.1 Legislação ambiental

Abaixo está um resumo da legislação pertinente, leis, decretos e diretrizes e normas internacionais relacionadas à política ambiental nos setores de petróleo, gás e mineiro em Timor-Leste:

Tabela 12.1 Legislação relacionada com a política ambiental no setor extrativo

TÍTULO	DESCRIÇÃO
Legislação e Regulamentação Nacional de Timor-Leste	
Constituição da República Democrática de Timor-Leste Artigo 61.º (Meio Ambiente)	O artigo especifica disposições para o Estado, incluindo o proponente deve comprometer-se a defender, e salvaguardar o meio ambiente reconhece o direito de todos os cidadãos a um ambiente humano, saudável e ecologicamente equilibrado, ao mesmo tempo em que especifica o dever de todos de preservar e proteger o meio ambiente para o benefício da geração futura
Decreto-Lei n.º 5/2011 sobre o Licenciamento Ambiental Decreto-Lei n.º 39/2022 - primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 5/2011 sobre o Licenciamento Ambiental.	<p>O procedimento de direcionamento da avaliação ambiental, a análise do pedido de licença ambiental, a emissão e a renovação da licença.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Categorização da categoria do projeto de acordo com a gravidade dos impactos ambientais. • Procedimentos e requisitos de informação para projetos das categorias A e B • Organização e composição da comissão de avaliação e suas atribuições e responsabilidades. • Disposições específicas para a consulta pública e a proteção dos costumes e práticas culturais tradicionais. • A decisão da Autoridade Superior do Ambiente sobre a avaliação de impacto ambiental e licença ambiental incluindo avaliação ambiental simplificada e o direito do dono do projeto de recorrer da decisão.
Decreto-Lei n.º 18/2020 Operações petrolíferas onshore	Aplica-se a Operações de Petróleo Onshore, incluindo transporte, processamento e armazenamento de Petróleo Bruto e Gás Natural com impacto direto em qualquer reservatório. Além disso, abrange um âmbito mais alargado de questões relacionadas com as atividades onshore, nomeadamente um estatuto jurídico que também aborda aspetos ambientais e técnicos relacionados com a realização de Operações Petrolíferas onshore, tais como direitos de passagem através de, sobre ou sobre os terrenos destinados a Operações Petrolíferas, instalação de gasodutos, regras sobre Mobilizações geológicas, geofísicos ou geoquímicos, ambiente. Este Decreto-Lei n.º 18/2020, de 13 de maio, estipulou também sobre matérias relativas a meios e formas de intervenção, expropriação,

TÍTULO	DESCRIÇÃO
	nacionalização e privatização de meios de produção e terrenos por razões de interesse público, bem como critérios para a fixação de indemnizações nesses casos, incluindo o recurso ao Governo em caso de ocorrência de qualquer litígio fundiário.
Decreto-Lei n.º 32/2016 Operações petrolíferas offshore	Este decreto-lei aplica-se a todas as operações petrolíferas offshore, que são realizadas de acordo com a lei das atividades petrolíferas, incluindo o transporte e armazenamento de petróleo bruto e gás natural, com impacto direto em quaisquer jazidas. Este decreto-lei estabelece ainda os requisitos, incluindo a Declaração de Impacte Ambiental, Plano de Gestão Ambiental, Monitorização Ambiental, e ainda Plano de Contingência de Derrames de Petróleo.
Decreto-Lei n.º 26/2012 sobre a Lei de Bases do Ambiente	O Decreto-Lei n.º 26/2012 define os princípios da política ambiental, as orientações para a conservação e proteção do ambiente e a preservação e utilização sustentável dos recursos naturais. No que diz respeito às indústrias extrativas, esta lei explica algumas medidas que podem minimizar o impacto ambiental direto destas atividades.
Lei n.º 12/2021, Código Mineiro	<p>O Código Mineiro determina que a exploração de recursos minerais minimize os impactos ambientais e promova a sustentabilidade, seguindo princípios de precaução e prevenção.</p> <p>Antes de iniciar qualquer prospeção, pesquisa ou exploração, é necessário um Estudo de Impacto Ambiental e medidas de mitigação. Devem ser obtidas licenças ambientais para atividades de mineiras.</p> <p>É obrigatória a reabilitação de áreas degradadas, incluindo a recuperação do solo e da vegetação nativa. A gestão de resíduos deve evitar a contaminação do solo, da água e do ar.</p> <p>A monitorização contínua das autoridades competentes garante o cumprimento das normas ambientais.</p>
Decreto-Lei n.º 5/2016 – Sistema Nacional de Áreas Protegidas (Anexo 1 – Lista de Áreas Protegidas de Timor-Leste)	O presente Decreto-Lei define as normas e princípios para a criação do sistema nacional de áreas protegidas terrestres e marinhas, para a classificação das áreas protegidas e para a aprovação dos instrumentos de gestão aplicáveis, de acordo com as melhores práticas internacionais, na matéria, devidamente adaptadas à realidade nacional, sem esquecer o importante papel das autoridades comunitárias e dos costumes existentes. Fornecer a base para a proteção das áreas terrestres e marinhas protegidas sem deixar de lado o importante papel das comunidades, autoridades e costumes existentes.
Diploma Ministerial n.º 44/2017 – Acordos de Impactos e Benefícios	O artigo especifica o processo para o acordo entre o proponente do projeto e a comunidade local em relação às vantagens e desvantagens do projeto

TÍTULO	DESCRIÇÃO
Diploma Ministerial n.º 45/2017 – Regulamento e Procedimentos da Comissão de Avaliação de Projetos da Categoria A	O artigo especifica a importância de estabelecer regras e procedimentos para a comissão de avaliação para a gestão do processo de avaliação ambiental para projetos da categoria A
Diploma Ministerial n.º 46/2017 – Detalhamento dos Requisitos de Classificação, Avaliação Inicial e Termos de Referência, Declaração de Impacto Ambiental e Plano de Gestão Ambiental	O artigo especifica a necessidade de estabelecer um regulamento para regulamentar projetos que possam ter impactos significativos no meio ambiente, ao mesmo tempo em que especifica os procedimentos e requisitos para selecionar projetos classificados nas categorias A, B e C.
Diploma Ministerial n.º 47/2017 – Procedimentos de Consulta Pública e Requisitos durante o Processo de Avaliação Ambiental	Este Diploma Ministerial especifica os procedimentos e requisitos de envolvimento do público e das comunidades nas diferentes etapas do processo de avaliação ambiental através de consulta pública.
Lei n.º 04/2019	A Lei n.º 4/2019 aprovou um regime especial laboral e migratório aplicável às atividades petrolíferas no campo Bayu-Undan (BU), que se encontra próximo do fim da sua vida produtiva e necessita de desmantelamento. Os desafios e necessidades associados ao desmantelamento serão semelhantes aos enfrentados durante a fase de produção, incluindo operação contínua 24/7 e deslocações de pessoal para o local de trabalho. Propõe-se a alteração da Lei n.º 4/2019 para alargar o respetivo enquadramento, abrangendo igualmente as atividades de desmantelamento.
Lei n.º 12/2023, de 18 de maio	Esta Lei constitui a primeira alteração à Lei n.º 4/2019, de 27 de agosto, que aprovou o Regime Especial Laboral e Migratório aplicável ao Projeto Bayu-Undan.
Decreto-Lei n.º 24/2019	Confere poderes ao Ministério ou à ANP, em consulta com o Contratante do BU, para emitir regulamentos aplicáveis às atividades petrolíferas no campo Bayu-Undan. Abrange atividades de desmantelamento, matérias comerciais, registo, conteúdo local, reporte, seguros, avaliação, monitorização, inspeção e responsabilidades nas áreas contratuais específicas.
Decreto-Lei n.º 25/2023	Nos termos do Decreto-Lei n.º 25/2023, o Acordo de Desmantelamento integra o enquadramento legal aplicável ao desmantelamento do campo Bayu-Undan. Substitui os PSC das áreas contratuais TL-SO-T 19-12 e TL-SO-T 19-13, de forma a facilitar as atividades de desmantelamento entre a ANP e o contratante de Bayu-Undan.
Resolução do Governo n.º 27/2023 sobre a Política	Esta política nacional pretende abordar as questões marinhas nacionais, incluindo a poluição e as alterações climáticas.

TÍTULO	DESCRIÇÃO
Nacional dos Oceanos de Timor-Leste	A atividade de perfuração terá lugar no oceano timorense, e encontrar uma abordagem integrada baseada na política nacional para mitigar o impacto da perfuração no oceano.
<p>Gestão de Resíduos:</p> <p>Decreto-Lei n.º 33/2008 – Higiene e Ordem Pública. Decreto-Lei;</p> <p>n.º 3/2024 - Primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 33/2008 sobre o</p> <p>Higiene e ordem pública.</p> <p>Decreto-Lei n.º 2/2007 – Gestão de Resíduos Residuais Urbanos</p>	<p>Estas leis fornecem enquadramento legal para gerir os resíduos sólidos urbanos e garantir a promoção da higiene no local de trabalho.</p> <p>Eles são considerados como a base legal para o proponente do projeto gerir os resíduos sólidos produzidos durante qualquer fase do projeto.</p>
Diplomas Ministeriais n.º 44/2024 e n.º 45/2024, de 12 de Junho – Aprovação do Modelo do Certificado de Licença Ambiental	O Diploma Ministerial n.º 45/2024, de 12 de Junho, aprova o modelo do certificado de licença ambiental no âmbito do Ministério do Petróleo e Recursos Minerais (MPRM). Este Ministério é responsável pela gestão dos recursos minerais, incluindo o petróleo, bem como pelo licenciamento e regulação das atividades extrativas e industriais relacionadas com petróleo e gás natural. O diploma baseia-se no Decreto-Lei n.º 46/2023 e no Decreto-Lei n.º 59/2023, que conferem competência ao MPRM para aprovar licenças ambientais. O diploma estabelece a necessidade de um modelo específico para estes certificados.
Indústria Internacional e Documentos de Diretrizes	
Convenção das Nações Unidas sobre a Diversidade Biológica (UNCBD)	Timor-Leste é rico em biodiversidade com ecossistemas significativos e espécies endémicas. O país assinou a convenção em 2001. Uma vez que o projeto pode ter impactos na flora e na fauna ou risco de perda de biodiversidade, é princípio fundamental para o proponente do projeto prevenir ou minimizar o risco de perda de biodiversidade durante a implementação do projeto
Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC)	As atividades do projeto liberam emissões de GEE, que podem ser um dos fatores que contribuem para a questão das mudanças climáticas no país. A minimização dos riscos das alterações climáticas através da redução das emissões de GEE é uma parte essencial do objetivo e meta ambiental do projeto. Esta convenção é a principal orientação para o proponente do projeto prevenir as poluições atmosféricas e reduzir ao máximo as emissões de GEE

TÍTULO	DESCRIÇÃO
União Internacional para a Conservação da Natureza (UICN)	Timor-Leste é um membro signatário da convenção da UICN que tem a responsabilidade de proteger os seus componentes ecológicos para garantir o desenvolvimento económico sustentável. Esta convenção internacional é uma organização internacional focada na conservação da natureza e sustentável da utilização dos recursos naturais. A UICN trabalha no terreno para promover a conservação ecológica, a fim de assegurar os conceitos de desenvolvimento sustentável.
Protocolos de Alterações Climáticas de Quioto. Resolução do Governo do Plano de Ação Nacional para as Alterações Climáticas	Timor-Leste é a parte signatária do Protocolo de Quioto, que assegurará a implementação do protocolo a fim de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa. O protocolo implementa o objetivo de reduzir o potencial de aquecimento global das atmosferas. A resolução governamental do Plano de Ação Nacional para as Alterações Climáticas (NAPA) é o primeiro documento nacional que identifica as necessidades urgentes e imediatas de adaptação às alterações climáticas dos grupos mais vulneráveis. Constitui um ponto de partida a partir do qual a adaptação às alterações climáticas pode ser integrada nos planos de desenvolvimento como estratégia fundamental para alcançar o desenvolvimento sustentável e a redução da pobreza (MDG, 2010)

12.2. Processo de licenciamento ambiental

Enquadramento institucional para a governação de autorizações e licenças ambientais, avaliações de impacto, reabilitação e desmantelamento

O licenciamento ambiental é um processo essencial para assegurar o princípio da prevenção previsto na Lei de Bases do Ambiente (Decreto-Lei n.º 26/2012, de 4 de julho), segundo o qual "os programas, planos ou projetos com impacto ambiental devem antecipar, prevenir, reduzir ou eliminar as causas, em primeiro lugar, para a correção de efeitos suscetíveis de alterar a qualidade do ambiente".

Durante o período de reforma institucional em Timor-Leste, entre 2022 e 2023, a Autoridade Nacional do Petróleo (ANP) e a Autoridade Nacional de Minerais (ANM), anteriormente conhecida por ANPM, afirmaram-se como os principais órgãos reguladores da fiscalização ambiental no âmbito das indústrias extrativas, conforme especificado no artigo 31.º, n.º 1, alínea s), do Decreto-Lei n.º 46/2023, de 28 de julho, 2023, ao abrigo da Lei Orgânica do 9.º Governo Constitucional. As suas responsabilidades incluem a gestão dos processos de licenciamento ambiental para os setores de petróleo, gás e recursos minerais, bem como a concessão das licenças ambientais necessárias.

Além disso, vale ressaltar que, em junho de 2022, o Governo fez um movimento estratégico para centralizar e agilizar o processo de licenciamento ambiental ao promulgar quatro decretos-lei⁵¹ que atualizaram a legislação ambiental existente e instituíram a Autoridade Nacional de Licenciamento Ambiental (ANLA, I.P.). Conforme consta no artigo 2º do Decreto-Lei nº 41/2022, a ANLA assegura a execução da legislação sobre licenciamento ambiental, sendo responsável pela avaliação de projetos, classificação, emissão de licenças ambientais e acompanhamento das atividades de entidades públicas e

⁵¹ Decreto-Lei n.º 39/2022, Decreto-Lei n.º 40/2022, Decreto-Lei n.º 41/2022, Decreto-Lei n.º 42/2022. Fonte: [Jornal da República](#)

privadas em geral, proponentes e titulares de Licenças Ambientais, sem prejuízo das competências do Ministério do Petróleo e Minerais.

Apesar da criação da ANLA para centralizar o processo de licenciamento ambiental, a ANP e a ANM mantêm seu status de principais autoridades para a emissão de licenças ambientais nos setores de petróleo e gás e mineiro. A ANLA presta apoio nestes setores, tendo participado ativamente como membro da comissão de avaliação da ANP ou ANM, particularmente na revisão da documentação da Declaração de Impacto Ambiental (EIS) e do Plano de Gestão Ambiental (EMP) para o setor petrolífero e mineiro.

A ANP ou ANM, como principais autoridades responsáveis pela emissão de licenças ambientais para petróleo e recursos minerais, poderão envolver a ANLA para participar em consultas públicas e contribuir com sua expertise durante o processo de avaliação.

Proteção do ambiente no âmbito do processo de concessão de licenças

O Decreto-Lei n.º 39/2022, de 8 de junho, primeira alteração do n.º 5/2011⁵², de 9 de fevereiro, instituiu o Sistema de Licenciamento Ambiental, adaptado para prevenir consequências ambientais negativas decorrentes de projetos complexos e para se alinhar com o contexto socioeconómico de Timor-Leste. O sistema facilita a emissão e a monitorização de licenças ambientais, integrando-as ao processo de avaliação ambiental de projetos, agilizando procedimentos para prevenir impactos ambientais negativos e controlar a poluição.

O artigo 4º categoriza os projetos em três classes – A, B e C – com base na magnitude dos potenciais impactos ambientais, cada uma com os requisitos legais correspondentes para o licenciamento ambiental.

a) Categoria A – includes projects that may potentially cause significant environmental impacts and are subject to the Environmental Impact Assessment (EIA) procedure, based on the Impact Analysis and the Environmental Management Plan (EMP), as provided in this regulation.

b) Categoria B – includes projects that may cause environmental impacts and are subject to the Initial Environmental Examination (IEE) procedure, based on the Environmental Management Plan, as provided in this regulation.

c) Categoria C – includes projects where environmental impacts are negligible or non-existent and are not subject to any Environmental Assessment procedure, as provided in this regulation.

O artigo 3º define o procedimento de licenciamento ambiental, que inclui:

- a. Orientação para a definição do âmbito;
- b. Avaliação Ambiental e Concessão da Licença Ambiental;
- c. Emissão e Renovação da Licença Ambiental;
- d. Inspeção.

Com base nas leis e regulamentos nacionais, os seguintes relatórios devem ser avaliados e aprovados para obter como Licenciamento Ambiental para Atividades Petrolíferas:

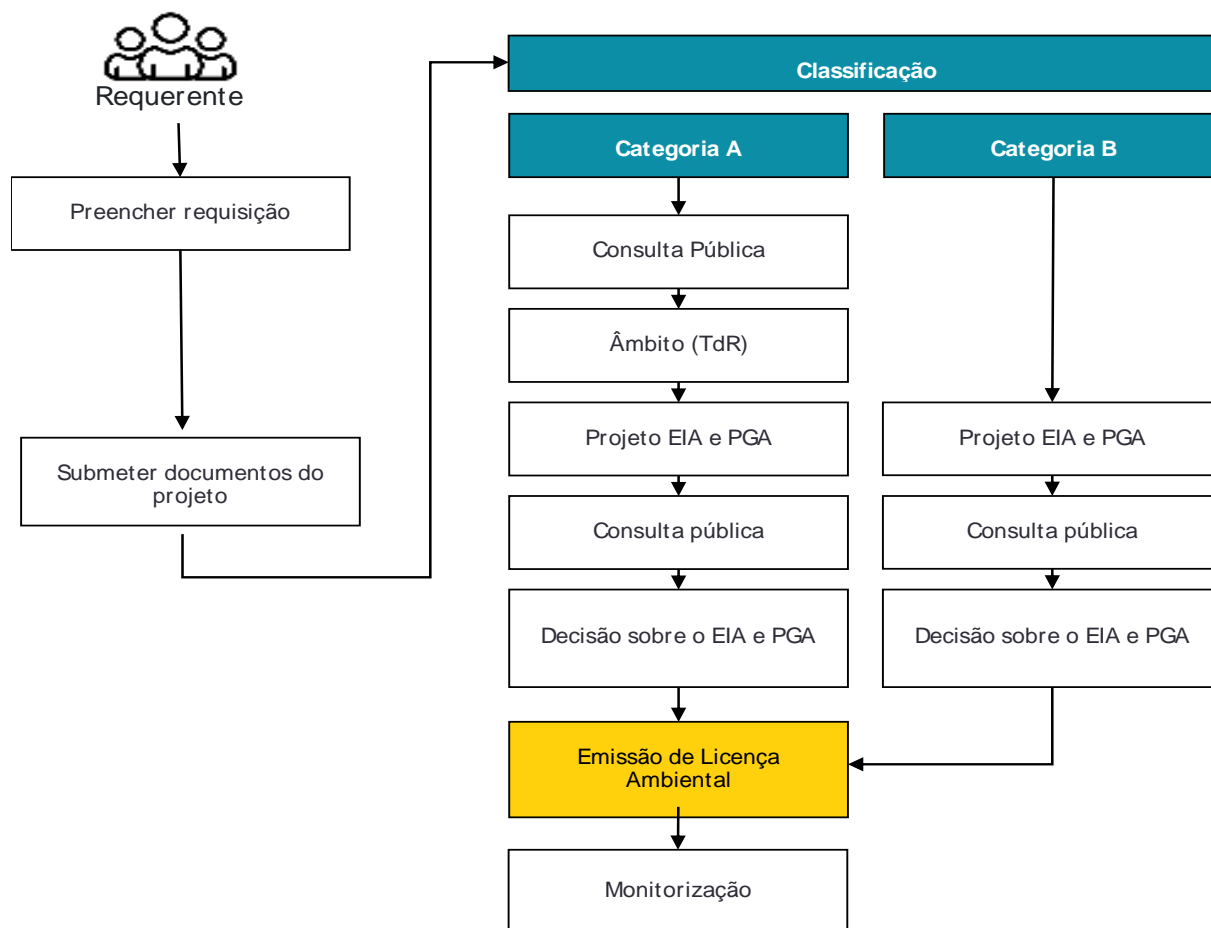
- Projeto da categoria A: Estudo de Impacto Ambiental (EIS) e Plano de Gestão Ambiental (EMP);
- Projeto Categoria B: EIS Simplificado e EMP;

⁵² Fonte: [Mineral - DL NO.5 - 2011 LICENSA AMBIENTAL PORTUGUES.pdf \(anpm.tl\)](#)

- Categoria A & B Projeto: OSCP;
- Relatório Anual de Desempenho Ambiental;
- Relatório Ambiental de Fim de Campanha (para projetos de curto prazo, como levantamento sísmico, perfuração, abandono, etc.);
- Programa de Monitorização Ambiental.

Veja a tabela seguinte, que descreve o procedimento padrão para a concessão de licenças ambientais para as categorias A e B nos setores de petróleo e gás e mineiro. No caso de projetos da Categoria C, a Autoridade Ambiental presta apoio ao proponente na manutenção da gestão ambiental.

Figura 12.1 *Etapas do processo de concessão de licenças ambientais*



No projeto de licenciamento ambiental, documentos como TOR, EIS, SEIS, EMP são disponibilizados por meio de consulta pública. Tais documentos são publicados no site da ANP⁵³ para acesso público. Seguem-se os quadros dos relatórios de avaliação de impacto ambiental disponíveis para os vários contratos de PSC.

⁵³ Fonte: [Public Consultation – AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO, I.P.](#)

Tabela 12.2: Relatórios de avaliação de impacto ambiental

Nome do projeto	Relatórios ambientais disponíveis
Perfuração de petróleo Onshore TL-OT-17-08	<ul style="list-style-type: none"> ENVIRONMENTAL MANAGEMENT PLAN DRILLING ACTIVITY PSC TL-OT-17-08 TERM OF REFERENCE – DRILLING ACTIVITY PSC TL – OT – 17 - 08 BLOCK A
Perfuração de petróleo Onshore TL-OT-17-09	<ul style="list-style-type: none"> TERM OF REFERENCE – DRILLING ACTIVITY PSC TL – OT – 17 - 09 BLOCK C ENVIRONMENTAL IMPACT STATEMENT DRILLING ACTIVITY PSC TL-OT-17-09 ENVIRONMENTAL MANAGEMENT PLAN DRILLING ACTIVITY PSC TL-OT-17-09
Projeto de Aquisição Sísmica 2D Onshore 2D em TL-OT-21-17	<ul style="list-style-type: none"> TGPualakaB EMP 2D-Seismic-Acquisition.pdf TGPB SEIS 2D-Seismic-Acquisition.pdf
Chuditch offshore Avaliação de perfuração TL-SO-19-16	<ul style="list-style-type: none"> SGBU-EMP-PSC-TL-SO-19-16 Rev-C-Consultation-Draft.pdf SGBU-PSC-TL-SO-EIS-Rev-C-Consultation-Draft.pdf SGBU-PSC-TL-SO-19-16 Public Notice SGBU-EIS PSC TL-SO-19-16 Final Draft SGBU EMP PSC TL-SO-19-16- Final Draft
Abandono da plataforma flutuante Bayu-Undan	<ul style="list-style-type: none"> BAYU-UNDAN FSO VESSEL CLEANING TERMS OF REFERENCE BAYU-UNDAN CESSATION OF PRODUÇÃO – AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO, I.P.
Onshore MT-AMT Survey in PSC_TL – OT-22-18	<ul style="list-style-type: none"> TGRARAHANA BLOCK PROJECT DOCUMENT TGRARAHAN BLOCK_EMP⁵⁴

Práticas atuais em atividades de gestão e monitorização ambiental

Uma pessoa ou operador autorizado deve obter uma Licença Ambiental antes do início de uma atividade petrolífera. Sem uma licença válida, a atividade é proibida de ser realizada.

Posteriormente, a ANP é responsável pelo acompanhamento dos projetos que possuem licença ambiental, abrangendo as fases de construção, operação e abandono. Esta fiscalização assegura o cumprimento das condições estipuladas na licença ambiental, de acordo com os requisitos do Decreto-Lei n.º 39/2022, 1.ª alteração ao Decreto-Lei n.º 5/2011 sobre Licenciamento Ambiental, Decreto-Lei n.º 32/2016 sobre Operações Petrolíferas Offshore em Timor-Leste e Decreto-Lei n.º 18/2020 sobre Operações Petrolíferas Onshore em Timor-Leste.

The monitoring process requires the licensee to engage in the consistent observation and systematic data collection regarding the environmental state or the environmental impact of a specific project. This information must be documented in periodic reports to facilitate the evaluation of the effectiveness of the procedures.

⁵⁴ Estes documentos dizem respeito às atividades de 2025. Serão carregados no website da ANP no 1.º trimestre de 2026, devido a problemas técnicos atualmente existentes na plataforma.

O processo de monitorização exige que o licenciado se empenhe na observação consistente e na recolha sistemática de dados relativos ao estado ambiental ou ao impacto ambiental de um projeto específico. Estas informações devem ser documentadas em relatórios periódicos, a fim de facilitar a avaliação da eficácia dos procedimentos.

As práticas de monitorização e inspeção incluem:

- Inspeções ao local do projeto e observação de campo são realizadas regularmente para garantir que as medidas de controle sejam implementadas de acordo para garantir a conformidade com os documentos regulatórios ambientais aprovados, como EIS, SEIS, EMP, OSCP e quaisquer outros regulamentos relevantes para o projeto. Também são realizadas inspeções para verificar a reabilitação no local do projeto de acordo com o plano de reabilitação;
- Revisão periódica de relatórios diários, mensais e anuais para acompanhamento do desempenho ambiental do operador;
- De acordo com o quadro legal vigente, a ANP como autoridade reguladora ambiental tem competência para emitir orientações para implementar ações corretivas, em caso de descumprimento a atividade pode ser suspensa e ou a licença e aprovação podem ser cessadas.

De acordo com a informação publicada no Relatório Anual da ANP referente a 2023, durante esse ano a ANP realizou um total de sete (7) inspeções em diversas instalações no offshore Bayu-Undan, incluindo a instalação fixa de produção e armazenamento, navio de apoio à plataforma, navio de apoio em campo, helicóptero e ações de acompanhamento de constatações anteriores, incluindo o plano de ações corretivas. Adicionalmente, a ANP realizou uma inspeção HSE e Ambiental ao local do poço em onshore (Timor Resources), tendo identificado 32 constatações, das quais 25 positivas e 7 que exigiam ações corretivas para encerramento.⁵⁵

Em 2024, a ANP levou a cabo diversas atividades de inspeção e monitorização para assegurar a conformidade com os padrões técnicos, operacionais e ambientais aplicáveis às operações petrolíferas upstream.

No âmbito do programa de inspeções, foram realizadas inspeções de medição na planta de GNL de Darwin em Fevereiro e Dezembro de 2024, enquanto uma Revalidação de Medição Fiscal foi efetuada no FSO de Bayu-Undan em Novembro de 2024. Estas atividades asseguraram a exatidão das medições fiscais e o cumprimento dos padrões de medição da JPDA.

As atividades de monitorização incidiram sobre o desempenho da produção, suspensão de poços, exploração e desmantelamento. O campo Bayu-Undan registou uma taxa média de produção de gás de 117 MMscf/d, com redução de produção de líquidos devido ao esgotamento natural do reservatório. Cinco poços foram suspensos com sucesso sob supervisão da ANP. A ANP supervisionou ainda a perfuração onshore no Lafaek ST-3, incluindo o flare dos testes de poço, garantindo operações seguras e conformes.

Relativamente às práticas de desmantelamento, ao abrigo das disposições dos PSC, os contratantes são obrigados a submeter à ANP um Plano de Desmantelamento para aprovação. Este plano deve incluir a estimativa dos custos de desmantelamento, que serve de base para determinar a reserva de custos de desmantelamento. Adicionalmente, os contratantes devem fornecer à ANP uma garantia de desmantelamento, sob a forma de garantia bancária, que assegura a capacidade do contratante para suportar os custos de desmantelamento e executar as atividades requeridas. O montante desta garantia é determinado no momento da aprovação do Plano de Desmantelamento.

⁵⁵ Fonte: Inspeção de Saúde, Segurança e Ambiente, Relatório Anual da ANP 2023

No entanto, no que diz respeito às atividades de desmantelamento no campo Bayu-Undan, nas áreas contratuais TL-SO-T 19-12 e TL-SO-T 19-13, o Decreto-Lei n.º 25/2023 estabeleceu o enquadramento legal aplicável ao desmantelamento entre a ANP e o contratante de Bayu-Undan. Este enquadramento exigiu a celebração de um Acordo de Desmantelamento (Decommissioning Agreement).

O Relatório Anual da ANP de 2023 refere que a Santos concluiu a Reserva de Custos de Desmantelamento de Bayu-Undan (estimativa Classe 4), enquanto a ENI obteve aprovação para avançar com as atividades de tamponamento e abandono do poço Kitan, ao abrigo do Regulamento Interino da JPDA.

Estas ações de inspeção e monitorização demonstram o compromisso contínuo da ANP com a segurança, a proteção ambiental e a supervisão regulatória transparente das atividades petrolíferas em Timor-Leste.

Licença Ambiental Mineira

Nos termos dos enquadramentos legais aplicáveis, a ANM é responsável por gerir e regular os aspetos ambientais das atividades mineiras em todo o território de Timor-Leste. Antes de obterem Licenças Minerais e de Reconhecimento ou Licenças de Exploração e Avaliação, todos os proponentes de projetos são obrigados a obter Licenças Ambientais, de acordo com as respetivas categorias.

A Tabela 12.3 abaixo apresenta um resumo das constatações gerais observadas e reportadas durante as atividades mineiras realizadas no país, com base em inspeções planeadas e aleatórias efetuadas ao longo dos últimos anos⁵⁶.

Tabela 12.3: Relatórios de Avaliação de Impacto Ambiental

Principais Constatações / Não Conformidades	Ações Corretivas Necessárias / Implementadas
Má gestão das vias de acesso	Melhorar a drenagem e a superfície da estrada
Fraca manutenção dos meios de transporte	Exigir manutenção regular dos veículos
Ausência de gestão de resíduos	Disponibilizar contentores e aplicar um sistema de remoção programada
Inexistência de gestão de armazenamento de óleo/combustível	Instalar áreas com contenção (<i>bunded areas</i>) para combustível/óleo
Águas residuais não tratadas	Construir e manter tanques de sedimentação
Drenagem deficiente e erosão	Instalar barreiras de sedimentos (<i>silt fences</i>) e implementar drenagem nivelada
Emissões de poeiras provenientes das unidades de britagem	Instalar sistema de aspersão de água
Taludes das escavações inseguros	Estabilizar os taludes através de nivelamento e vegetação

Extração de Areia e Rocha (Materiais de Construção)

⁵⁶ Fonte: [Autoridade Nacional dos Minerais Timor-Leste, I.P.](#) páginas 53-54

A maioria dos Titulares de Direitos Minerais deve implementar os compromissos comuns do Plano de Gestão Ambiental (PGA) aplicáveis à extração de areia e rocha. Contudo, o nível de implementação variou entre titulares devido a diferenças na disponibilidade de recursos.

Para assegurar uma conformidade eficaz, a ANM, enquanto autoridade ambiental, continua a exercer o seu papel de fiscalização legal através de atividades regulares de monitorização e supervisão.

Atividades da Fase de Reconhecimento

Estas atividades não envolvem perturbação do solo, pelo que o impacto ambiental é considerado negligenciável. Todos os Titulares de Direitos Minerais que realizem Atividades de Reconhecimento devem submeter relatórios trimestrais e anuais de monitorização ambiental.

Atividades das Fases de Exploração e Avaliação

Estas atividades são estruturadas por fases, de acordo com o nível de impacto ambiental, variando entre atividades que não perturbam o solo e atividades que perturbam o solo. À medida que o programa de exploração avança, a Categoria de cada projeto é atualizada em conformidade.

Todos os titulares de Licenças de Exploração e Avaliação são obrigados a submeter relatórios trimestrais e anuais de monitorização e assegurar o cumprimento integral dos respetivos Planos de Gestão Ambiental (PGAs).

Adicionalmente, o Plano de Encerramento ou Plano de Reabilitação é um componente essencial do ciclo de vida mineiro. Os titulares de licença devem proceder à reabilitação do local, a qual pode incluir reconformação do terreno, revegetação e modelação da paisagem, de forma a restaurar a topografia original na medida do razoavelmente possível.

No website oficial da ANM encontra-se disponível uma lista pública de licenças ambientais emitidas. No entanto, com base no esclarecimento prestado pela ANM, não houve titulares de Licenças de Exploração e Avaliação (EEL) em 2023, apenas um Alvará de Reconhecimento foi emitido nesse ano, a maioria das licenças e alvarás emitidos em 2023 destinou-se a empresas de materiais de construção e as EEL começaram a ser emitidas apenas em 2024, após o anúncio dos vencedores do primeiro concurso público mineral.

12.3. Desenvolvimento Hipocarbónico

O desenvolvimento de Timor-Leste tem sido altamente dependente dos recursos nacionais de combustíveis fósseis e assim permanecerá até que o acesso a modelos económicos e mercados alternativos sejam identificados. A diversificação económica é uma prioridade para toda e qualquer pequena nação insular devido à sua propensão para depender de uma base económica estreita.

Timor continua a Exportar produtos petrolíferos para satisfazer uma pequena proporção das necessidades globais de combustíveis fósseis. No entanto, Timor-Leste defende que os países maiores, mais diversificados e desenvolvidos devem assumir uma maior responsabilidade pela transição imediata e drástica, afastando-se das atividades de emissões elevadas, e devem apoiar países como Timor-Leste com as ferramentas e os recursos para diversificar as suas oportunidades económicas. Enquanto País Menos Desenvolvido e nação em desenvolvimento vulnerável ao clima, Timor-Leste faz referência aos artigos 2.2, 4.3 e 4.19, relativamente ao conceito de "responsabilidades comuns, mas diferenciadas"⁵⁷ ao desenvolver a praticidade e o âmbito dos seus compromissos nacionais de redução de emissões⁵⁷.

⁵⁷ Fonte: [Nationally Determined Contribution Timor-Leste 2022-2030](#)

The Government of Timor-Leste aims to facilitate the conditions required to enable sustainable O Governo de Timor-Leste pretende facilitar as condições necessárias para permitir o desenvolvimento sustentável hipocarbónico e continuará a procurar opções para aumentar tanto a eficiência energética como a eficiência económica dos serviços energéticos nacionais⁵⁸. Além das mudanças tecnológicas feitas no setor energético, Timor-Leste continuará a reforçar o potencial nacional de captação de carbono como meio de reduzir as emissões domésticas líquidas em conjunto com quaisquer atividades empreendidas para transferir unidades de redução de emissões de carbono para offshore através de modalidades permitidas pelo Artigo 6 do Acordo de Paris.

Apesar de uma contribuição nacional insignificante de 0.003%⁵⁹ das emissões globais agregadas e da elevada dependência das receitas da indústria de petróleo e gás, Timor-Leste está empenhado em contribuir para os esforços coletivos exigidos pelo Acordo de Paris.

Nesse sentido, Timor-Leste, no seu Contributo Nacionalmente Determinado, tem priorizado uma série de iniciativas destinadas a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa no período de 2022 to 2030⁶⁰, tendo referido o seu compromisso com a ITIE nesta matéria. O governo planeja se envolver com a indústria de petróleo e gás para desenvolver e implementar estratégias que mitiguem as emissões e reduzam a intensidade das emissões das operações. Serão envidados esforços para combater as emissões fugitivas provenientes de instalações offshore. Além disso, o estabelecimento de um inventário nacional robusto de GEE melhorará a transparência e aumentará a capacidade do país de projetar e avaliar estratégias de desenvolvimento hipocarbónicas. Esta iniciativa proporcionará igualmente benefícios acessórios para o planeamento económico e a formulação de políticas. Além disso, Timor-Leste está empenhado em fazer avançar a legislação e os regulamentos para apoiar a adoção da tecnologia de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS), reconhecendo o seu papel crítico na redução substancial das emissões de dióxido de carbono, especialmente quando o campo de Bayu Undan se aproxima do fim da sua produção.

Apesar dos desafios institucionais — tais como capacidade técnica limitada, insuficiência de dados e fraca coordenação interinstitucional — o país conseguiu mobilizar financiamento climático significativo: USD 65,3 milhões do Fundo Verde para o Clima (GCF), USD 31,2 milhões do Fundo Global para o Ambiente (GEF) e mais de USD 142 milhões provenientes de parceiros bilaterais e multilaterais⁶¹. Estes recursos financiam projetos nas áreas de energias renováveis, infraestruturas resilientes ao clima e sistemas de alerta precoce; contudo, persistem lacunas em matéria de governação e de acesso direto ao financiamento climático.

Timor-Leste mantém o seu compromisso com o Acordo de Paris e com o avanço da legislação que apoia tecnologias de baixo teor de carbono. Ao aproveitar o apoio internacional, reforçar a capacidade institucional e acelerar a expansão das energias renováveis, Timor-Leste procura transformar o seu modelo de desenvolvimento — equilibrando crescimento económico, resiliência climática e sustentabilidade.

Projeto de captura e armazenamento de carbono de Bayu-Undan

On 13th September 2021, ANPM and Santos Ltd, operator in Bayu-Undan field, signed a Memorandum of Understanding (MOU) to assess the feasibility of Carbon Capture and Storage (CCS) at Bayu-Undan in Timor Sea. The Bayu-Undan reservoir and facilities have the potential to be a world-leading CCS project, and the CCS at Bayu-Undan has a potential capacity of approximately 10 million tons per annum.

⁵⁸ Fonte: [Timor Leste NAP.pdf](#)

⁵⁹ Fonte: [Nationally Determined Contribution Timor-Leste 2022-2030](#)

⁶⁰ Fonte: [Nationally Determined Contribution Timor-Leste 2022-2030](#)

⁶¹ Fonte: [Globally significant carbon capture and storage project a step closer | Santos](#)

Em março de 2022, a engenharia e o projeto de front-end começaram para o projeto Bayu-Undan CCS. Santos está a trabalhar com os Governos da Austrália e de Timor-Leste com vista a progredir no desenvolvimento deste projeto, com injeção inicial e armazenamento de aproximadamente 2,3 milhões de toneladas de CO₂ por ano do campo de Barossa, uma vez que a produção de gás natural do campo cesse. O projeto, sujeito a aprovações regulatórias, procurará capturar CO₂ de projetos próximos para maximizar o rendimento⁶². A Santos e seus parceiros da joint venture Bayu Undan já gastaram cerca de USD 38 milhões em engenharia e design de front-end, demonstrando seu compromisso com a Bayu Undan CCS.

Em agosto de 2022, a Santos anunciou uma decisão final de investimento para o Projeto de Duplicação do Gasoduto Darwin, comprometendo-se em conjunto com seus parceiros da joint venture Barossa aproximadamente USD 311 milhões. O projeto Bayu-Undan CCS utilizará o gasoduto Bayu-Undan para Darwin existente e as instalações offshore Bayu-Undan para minimizar os custos do projeto. As potenciais fontes de CO₂ incluem desenvolvimentos de gás natural e fontes industriais no norte da Austrália, com clientes e investidores na Coreia e no Japão também interessados no projeto de redução de emissões de suas atividades. A Santos está a participar de estudos que estão a avaliar a viabilidade e o desenvolvimento da agregação de dióxido de carbono na Coreia e em Singapura para capturar CO₂ para armazenamento dentro de reservatórios de CCS.

Em Maio de 2023, a Santos assinou quatro acordos com potenciais clientes para armazenamento de CO₂ no projeto Bayu-Undan CCS. Estes acordos envolvem projetos upstream de gás e de gás natural liquefeito (GNL) localizados no offshore do Território do Norte e de Darwin, bem como um conglomerado energético e industrial sul-coreano. Os acordos indicam que a procura por armazenamento de CO₂ em Bayu-Undan poderá exceder 10 milhões de toneladas por ano, evidenciando um forte interesse comercial no projeto⁶³.

A 7 de Agosto de 2023, a Santos e os seus parceiros da joint venture Bayu-Undan assinaram um Memorando de Entendimento (MOU)⁶⁴ com a empresa petrolífera nacional de Timor-Leste, a TIMOR GAP, para explorar oportunidades de parceria no projeto CCS. O acordo contempla a partilha de informação e a possibilidade de participação acionista por parte da TIMOR GAP. Este entendimento reforça o papel estratégico de Timor-Leste na prestação de serviços de gestão de carbono na região Ásia-Pacífico, com potencial para gerar novas receitas, empregos e oportunidades de negócio. O Bayu-Undan CCS aproveitará a infraestrutura existente para garantir eficiência de custos e fornecer armazenamento de CO₂ seguro e permanente. O projeto integra a estratégia mais ampla de CCS da Santos e visa servir clientes na Austrália, Japão, Coreia e outros mercados asiáticos.

Em Julho de 2024, a Santos recebeu uma extensão de cinco anos para o plano ambiental⁶⁵ do gasoduto Bayu-Undan, emitida pela National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA). Esta decisão permite à Santos manter o gasoduto — atualmente perto do fim da sua vida operacional — instalado enquanto avalia a viabilidade de o reconverter para transportar CO₂ ao longo de mais de 500 km, durante pelo menos duas décadas, uma abordagem sem precedentes a nível mundial.

A Santos prevê atingir a Decisão Final de Investimento (FID) em 2025 e iniciar a injeção de CO₂ em 2028, compensando as emissões do projeto Barossa através de créditos de carbono até ao início⁶⁶ das operações de CCS. A IFC estabeleceu uma parceria com Timor-Leste para apoiar os enquadramentos

⁶² Fonte: [Globally significant carbon capture and storage project a step closer | Santos](#)

⁶³ Fonte: [Santos signs deals for CO₂ storage at Bayu-Undan CCS project; MOUs executed for potential CO₂ supply to underpin Santos' Bayu-Undan CCS project | Santos](#)

⁶⁴ Fonte: [Bayu-Undan joint venture and TIMOR GAP sign MOU to cooperate on carbon capture and storage | Santos](#)

⁶⁵ Fonte: [Bayu Undan to Darwin Gas Exportação Gasoduto Environmental Plan](#)

⁶⁶ Fonte: [Decarbonisation in action | Santos](#)

jurídicos e comerciais, e reuniões de alto nível com o Presidente de Timor-Leste reafirmaram a relevância económica e ambiental do projeto.⁶⁷

No entanto, a Santos ainda não publicou uma Offshore Project Proposal (OPP) nem uma Environmental Impact Statement (EIS) para o Bayu-Undan CCS, conforme seria expectável para um empreendimento desta dimensão. A Santos continua a necessitar de aprovação regulatória para parte da infraestrutura de CCS e não possui licenças que lhe permitam enviar CO₂ para Timor-Leste.⁶⁸

12.4. Emissões de gases com efeito de estufa

Um novo Requisito 3.4 da ITIE 2023 incentiva as empresas a divulgarem as suas emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em consonância com as principais normas de divulgação de emissões. Para aumentar o compromisso dos países implementadores no reporte de informações sobre os gases com efeito de estufa, os Multi-Stakeholder Groups são incentivados a solicitar às empresas que divulguem dados desagregados sobre as emissões, sempre que possível.

Timor-Leste, uma nação rica em recursos de petróleo e gás, está comprometida com o desenvolvimento sustentável e a gestão ambiental. Como parte da sua adesão ao Padrão ITIE, Timor-Leste dedica-se à comunicação transparente das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) das suas indústrias extrativas. Este capítulo fornece uma visão abrangente das emissões de GEE no setor extrativo, incluindo a conformidade com as normas internacionais, dados quantitativos sobre emissões, estratégias de desenvolvimento de baixas emissões a longo prazo para o ano de 2022.

Conformidade com as normas internacionais

Timor-Leste está empenhado em alinhar os seus esforços de reporte e redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) com várias normas e acordos internacionais fundamentais. Este compromisso garante que as indústrias extrativas do país operem dentro de estruturas mundialmente reconhecidas para a proteção ambiental e sustentabilidade. As principais normas e acordos que Timor-Leste cumpre incluem:

1. Protocolo relativo aos gases com efeito de estufa (GHG Protocol)⁶⁹

O GHG Protocol é a ferramenta de contabilidade internacional mais utilizada para os líderes governamentais e empresariais compreenderem, quantificarem e gerirem as emissões de GEE. Ele fornece estruturas padronizadas globais abrangentes para mensurar e gerir as emissões de operações dos setores público e privado, cadeias de valor e ações de mitigação.

- **Padrão Corporativo:** Fornece diretrizes para as empresas prepararem um inventário de GEE que represente uma conta verdadeira e justa de suas emissões.
- **Emissões de Âmbito 1, 2 e 3:** Define emissões diretas (Âmbito 1), indiretas (Âmbito 2) e outras indiretas (Âmbito 3), garantindo relatórios abrangentes em toda a cadeia de valor.

2. Normas da Global Reporting Initiative (GRI)⁷⁰

As Normas GRI são a estrutura mais utilizada para relatórios de sustentabilidade. Elas fornecem diretrizes para que as organizações informem sobre os seus impactos económicos, ambientais e sociais.

⁶⁷ Fonte: [Government Signs Cooperation Agreement with IFC for Carbon Capture and Storage Project « Government of Timor-Leste](#)

⁶⁸ Fonte: [Bayu Undan-A test bed for carbon trading or a distraction Oct24.pdf](#), Sumario Executivo

⁶⁹ Fonte: [Greenhouse Gas Protocol \(2022\). Corporate Standard](#)

⁷⁰ Fonte: [Global Reporting Initiative \(GRI\) Standards](#)

- **GRI 305: Emissões:** Exige que as organizações divulguem as suas emissões de GEE, incluindo emissões diretas (Âmbito 1), indiretas de energia (Âmbito 2) e outras indiretas (Âmbito 3). Inclui também relatórios sobre a intensidade dos gases com efeito de estufa e as iniciativas de redução.

3. Grupo de Trabalho sobre Divulgação de Informações Financeiras Relacionadas com o Clima (TCFD)⁷¹

O TCFD fornece recomendações para a divulgação de informações claras, comparáveis e consistentes sobre os riscos e oportunidades apresentados pelas alterações climáticas.

- **Riscos e Oportunidades Relacionados com o Clima:** Incentiva as organizações a divulgar informações sobre governação, estratégia, gestão de riscos e métricas e metas relacionadas às mudanças climáticas.
- **Métricas de Emissões:** Recomenda a divulgação das emissões de GEE do Âmbito 1, Âmbito 2 e, se apropriado, Âmbito 3, e os riscos relacionados.

4. Carbon Disclosure Project (CDP)⁷²

CDP is a global disclosure system that enables companies, cities, states, and regions to measure and manage their environmental impacts.

- **Climate Change Questionnaire:** Provides a framework for organizations to disclose their GHG emissions, climate-related risks and opportunities, and strategies for managing them.
- **Scoring and Benchmarking:** CDP scores organizations based on their disclosure and performance, providing benchmarks for best practices.

5. Conselho das Normas de Contabilidade de Sustentabilidade (SASB)⁷³

As normas SASB orientam a divulgação de informações de sustentabilidade financeiramente relevantes pelas empresas aos seus investidores.

- **Normas específicas do setor:** fornece normas específicas do setor que incluem métricas para emissões de GEE, gestão de energia e riscos relacionados ao clima.
- **Alinhamento com o Relato Financeiro:** Garante que a informação de sustentabilidade é integrada com o relato financeiro para uma melhor tomada de decisão por parte dos investidores.

Dados quantitativos sobre as emissões

Atualmente, o Bayu-Undan é o único projeto na fase de produção e, por conseguinte, a única fonte de emissões de GEE. Todos os outros projetos permanecem na fase de exploração e, por isso, não geram emissões de GEE nesta fase.

A Santos, enquanto operadora do campo de gás Bayu-Undan em Timor-Leste, é responsável por manter e reportar a informação relativa às emissões ao abrigo do Contrato de Partilha de Produção (PSC) do Bayu-Undan. No âmbito dos procedimentos, o Administrador Independente (AI) enviou o template de emissões de gás à Santos para o exercício fiscal de 2023. Este template foi igualmente partilhado com os restantes contratantes do PSC (ENI, INPEX, Tokyo Timor Resources e BU Australia) para efeitos de comparação dos dados entre participantes.

Com apenas pequenas discrepâncias observadas, concluímos que o Relatório de Operações de

⁷¹ Fonte: [Task Force on Climate-related Financial Disclosures \(TCFD\)](#)

⁷² Fonte: [Carbon Disclosure Project](#)

⁷³ Fonte: [Sustainability Accounting Standards Board \(SASB\)](#)

Bayu-Undan elaborado pela Santos fornece dados abrangentes sobre as emissões de gases com efeito de estufa associadas às operações no campo Bayu-Undan. A desagregação das emissões por fonte para 2023, no âmbito do Âmbito 1, encontra-se apresentada na Tabela 12.4 abaixo.

Uma vez que o Bayu-Undan não adquire energia a terceiros, não existem emissões de GEE de Âmbito 2.

Tabela 12.4 Desagregação das emissões de gás dos participantes não-operadores durante 2023

Descrição	Campo Bayu-Undan	
	Âmbito 1	Âmbito 2
Dióxido de Carbono (kg CO₂)	316 177 299	0
Metodologia de Emissões (Tipo de Método)	Fatores de Emissão	Outro
Notas Metodológicas	Sem eletricidade adquirida (Âmbito 2)	
Metano (kg CH₄)	357 355	0
Metodologia de Emissões (Tipo de Método)	Fatores de Emissão	Outro
Notas Metodológicas		
Óxido Nitroso (kg N₂O)	3 251	0
Metodologia de Emissões (Tipo de Método)	Fatores de Emissão	Outro
Notas Metodológicas	Sem eletricidade adquirida (Âmbito 2)	

Fonte: Template de recolha de dados da ITIE TL 2023 fornecido pela Santos.

As emissões para o campo Bayu-Undan foram estimadas em conformidade com a legislação australiana National Greenhouse and Energy Reporting (NGER). Estas estimativas baseiam-se nos fatores de emissão e metodologias prescritos ao abrigo do Método 1 do National Greenhouse and Energy Reporting (Measurement) Determination.

Recomendações

Esta secção apresenta recomendações consideradas pertinentes no âmbito da Norma ITIE 2023, bem como sugestões adicionais destinadas a promover a melhoria contínua e a assegurar a implementação eficaz da ITIE em Timor-Leste.

13



13. Recomendações

13.1 Recomendações decorrentes do processo de preparação do Relatório 2023 e da implementação da Norma ITIE 2023

Como resultado do trabalho realizado para a preparação deste Relatório de 2023, o MSWG acordou em destacar as seguintes recomendações, com vista a promover novos progressos na garantia de transparência e responsabilização no setor extrativo de Timor-Leste. Adicionalmente, é importante assegurar que o país continue a dar resposta aos comentários do Conselho na última validação, relativos aos pilares de Envolvimento das Partes Interessadas e de Resultados e Impacto, em conformidade com as melhores práticas.

Por fim, a Norma ITIE sofreu uma atualização substancial em 2023. Esta atualização cria novas oportunidades para reforçar a transparência no setor extrativo de Timor-Leste, bem como novos desafios para a implementação da ITIE.

Para que o MSWG aproveite estas oportunidades e contribua para superar os desafios, recomenda-se que os membros do MSWG se familiarizem com a versão atualizada da Norma ITIE. Tal permitirá contribuir para o plano de trabalho do Comité de Pilotagem e desempenhar um papel central no acompanhamento dos progressos da implementação.

Relativamente ao pilar da transparência, as principais recomendações estiveram associadas à necessidade de divulgar mais informação, reforçar a transparência e melhorar a fiabilidade dos dados. Esta lista não é exhaustiva, e mais sugestões encontram-se apresentadas na Secção 13.2.

a. Beneficiários efetivos (RE 2.5)

Timor-Leste está a fazer progressos no reforço da transparência dos beneficiários efetivos no seu setor extrativo.

Uma inovação notável na transparência da divulgação dos dados dos beneficiários efetivos foi a aplicação de um limiar mais baixo para o reporte de informações, que diminuiu de 25 % em 2021 para 10 % em 2022. Além disso, para garantir a abrangência das informações sobre os beneficiários efetivos recolhidas para efeitos do Relatório da ITIE, adicionámos um quadro que enumera todos os operadores e Subcontratados que não forneceram os dados relativamente ao BE.

No entanto, até à data, não existe um registo exaustivo de dados sobre os beneficiários efetivos das empresas que operam nos setores do petróleo e do gás. Recomendamos que Timor-Leste estabeleça um registo societário para documentar os Beneficiários Efetivos Finais (BEF) de todas as entidades empresariais.

Para promover esta iniciativa, o MSWG devia de organizar uma reunião para discutir este tema e envolver entidades-chave, como o Banco Central e a Unidade de Informação Financeira, que podem ser partes interessadas fundamentais nesta matéria. O MSWG devia de apresentar planos para o desenvolvimento de uma base de dados que permita às entidades reportadas apresentarem as suas informações sistematicamente em linha, em vez de manualmente através de cópias impressas do modelo exigido.

b. Envolvimento com as entidades do âmbito (RE 6.1)

O Relatório de 2023 indica progressos significativos na recolha de dados relativos a despesas sociais e ambientais, incluindo uma identificação mais abrangente dos projetos sociais. No entanto, persistem algumas limitações, particularmente no que se refere à agregação de informação ao nível dos projetos, como a disponibilização de dados desagregados por género sobre os beneficiários de despesas sociais obrigatórias e a divulgação de contratos relacionados com pagamentos sociais obrigatórios.

Para colmatar estas lacunas, recomenda-se o estabelecimento de uma base de dados centralizada, alinhada com os Requisitos da ITIE, para registar os pagamentos sociais e ambientais efetuados pelas

empresas do setor extrativo. A ANP, em coordenação com as empresas extrativas e em colaboração com o MSWG, deverá liderar os esforços para desenvolver esta base de dados, de forma a reforçar o cumprimento das obrigações e melhorar a transparência.

c. Reforçar a compreensão sobre políticas de transição energética (RE 2.1)

Embora Timor-Leste mantenha total compromisso com os Requisitos do processo multilateral ao abrigo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (UNFCCC) e do seu Acordo de Paris — tendo submetido com sucesso o seu Relatório das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) para 2022-2030 — a Norma ITIE 2023 exige a divulgação do impacto potencial que as políticas governamentais relacionadas com a transição energética podem ter nos setores do petróleo, gás e mineração.

Recomenda-se avaliar a viabilidade de realizar estudos relevantes para o setor extrativo. Adicionalmente, incentiva-se a divulgação de um resumo dos mecanismos de fixação de preços de carbono e impostos sobre carbono, bem como de quaisquer reformas em curso ou previstas.

d. Divulgar informação sobre a diferença salarial entre géneros (RE 6.3)

A Norma ITIE 2023 introduz requisitos de divulgação reforçados destinados a promover a equidade de género. Para apoiar este objetivo, a ITIE incentiva as entidades a reportarem de forma transparente as diferenças salariais entre homens e mulheres (*gender pay gap*). Timor-Leste registou progressos notáveis na implementação destes Requisitos, ao solicitar informação sobre diferenças salariais através do Template de Recolha de Dados.

No entanto, a nossa análise revelou inconsistências na agregação dos dados, dado que as entidades aplicaram metodologias distintas, o que afetou a comparabilidade. Para enfrentar estes desafios, recomenda-se que o MSWG estabeleça um processo de revisão anual com as principais entidades do setor extrativo, com vista a avaliar progressos, alinhar expectativas com os Requisitos da ITIE e fornecer orientações sobre práticas de reporte padronizadas. Esta abordagem reforçará a qualidade dos dados para relatórios futuros.

13.2 Barreiras e outras sugestões

Esta secção enumera as questões causadas por obstáculos jurídicos ou institucionais que limitam o pleno cumprimento do Padrão da ITIE e um maior grau de transparência.

Tabela 13.1: Problemas causados por obstáculos jurídicos ou institucionais

N.º	Problema	Detalhe do problema	Recomendação	Estado de execução (Sim/Não/Em curso)
1	Ausência de legislação relativa à ITIE	Notámos que embora os relatórios do ITIE de Timor-Leste tenham sido reconciliados durante 10 anos, o quadro legal que define os papéis e responsabilidades dos intervenientes no processo do ITIE ainda não foi criado.	Recomendamos a adoção de uma lei relativa à ITIE o mais rapidamente possível. Esta lei proporcionará uma melhor compreensão do processo ITIE por todas as partes interessadas e assegurará o êxito do processo de reconciliação.	Não, uma vez que as discussões ainda não foram realizadas.
2	Base de dados Timor-Leste-ITIE	Parece que, até à data, o Secretariado da ITIE de Timor-Leste não dispõe de uma base de dados exaustiva de todas as empresas extrativas que operam no setor petrolífero. Compreendemos que esta situação surge devido à falta de comunicação formal entre o Secretariado da ITIE e as Entidades Governamentais relativamente às companhias petrolíferas que operam no setor petrolífero.	Recomendamos que o Secretariado da ITIE de Timor-Leste crie uma base de dados de empresas extrativas na sequência do nosso exercício de reconciliação. O Secretariado deverá, então, estabelecer contactos com as Entidades Governamentais para garantir que obtém regularmente informação adequada e atualiza a sua base de dados em conformidade. Para este fim, acreditamos ser vital que quaisquer novos	Não

N.º	Problema	Detalhe do problema	Recomendação	Estado de execução (Sim/Não/Em curso)
		No entanto, os contactos estão disponíveis para os operadores e parceiros de <i>joint ventures</i> , mas não para os Subcontratados.	operadores do setor petrolífero sejam registados no Secretariado Timor-Leste-ITIE como parte do processo antes ou ao mesmo tempo que obtenham a sua licença de exploração. Recomenda-se uma revisão regular com as Entidades Governamentais da lista de empresas petrolíferas licenciadas para operar no setor.	
3	Disposições de confidencialidade nos PSCs	O modelo de PSC utilizado por Timor-Leste contém uma cláusula de confidencialidade, referenciada no Decreto-Lei Operações petrolíferas offshore e onshore, que impede a divulgação pública de informação relativa às operações de O&G por ambas as partes, exceto se obrigatório por lei. O modelo de PSC do anexo I contém disposições de confidencialidade que impedem a divulgação das informações mais recentes (menos de dois anos) sobre determinadas informações comerciais sensíveis. No entanto, as cópias em texto integral dos PSCs executadas na Área de Timor-Leste e os resumos do modelo de PSC para os antigos PSCs da JPDA foram disponibilizados ao público no site da ANPM.	Se uma lei ITIE estiver sob aprovação do governo, recomendamos que inclua os requisitos necessários para permitir a divulgação da obrigação de comunicação da ITIE aos operadores e representantes de Timor-Leste.	Apesar dos obstáculos jurídicos existentes à divulgação de informações comerciais sensíveis, registaram-se alguns progressos no avanço da transparência dos contratos. Cópias e resumos de PSCs já estão disponíveis publicamente no site da ANPM.
4	Falta de política de anticorrupção por parte da SOE	Até à data, Timor GAP não formalizou uma política anticorrupção. Compreendemos que esta questão está atualmente em discussão ao nível do conselho de administração, embora ainda não tenha sido tomada qualquer decisão.	Recomendamos formalizar uma política de anticorrupção e disponibilizá-la publicamente. Esta política deve ser incluída no relatório anual do Timor GAP ou publicada no site do Timor GAP.	Em curso. Está a ser discutida uma política de anticorrupção a nível do conselho de administração.
5	Disponibilidade de previsões relacionadas com as receitas do setor extrativo	De acordo com o requisito 5.3 do Padrão da ITIE de 2023, quaisquer previsões relacionadas com receitas futuras do setor extrativo, incluindo pressupostos sobre os níveis de produção projetados, os custos do projeto e os preços das matérias-primas, devem ser divulgadas. A previsão de receitas petrolíferas está disponível na Lei do Orçamento do Estado. No entanto, as informações detalhadas sobre pressupostos de previsão estão atualmente disponíveis apenas para uso interno da ANP. Para partilhar estes dados com terceiros ou com o público, a ANP deve cumprir as normas de Timor-Leste sobre divulgação e confidencialidade de dados. Não há previsão de receita disponível para as atividades mineiras.	Recomendamos a divulgação de informação mais detalhada sobre os diversos pressupostos considerados no Orçamento do Estado. Também recomendamos que a ANP inclua provisões de receita para as empresas extrativas nos seus relatórios anuais. Além disso, a ANP deve divulgar os métodos e bases utilizadas para a realização dessas provisões, incluindo quaisquer considerações relacionadas à transição energética e ao risco climático. Recomendamos a inclusão da provisão de receita de mineração no relatório da ANPM reportado pela ANM.	A provisão das receitas futuras do petróleo está disponível na Lei do Orçamento do Estado, embora o nível de detalhe sobre os pressupostos considerados não seja elevado.
6	Divulgação dos custos do projeto e auditoria dos custos do projeto do PSC	Nos termos do requisito 4.10, os países são obrigados a publicar, no mínimo, resumos das auditorias finais sobre impostos e custos. Embora a ANP audite os custos dos projetos do PSC, incluindo os custos não recuperáveis e não dedutíveis, bem como quaisquer receitas adicionais a serem cobradas, esses relatórios de auditoria não estão disponíveis	Para aumentar a transparência, recomendamos que a ANP desenvolva um mecanismo para divulgar publicamente, pelo menos, resumos dos relatórios de auditoria do PSC em prazos adequados. Adicionalmente, sugerimos o reforço da divulgação da carteira de despesas de exploração dos PSCs de forma tabular, desagregada por tipo de custos.	Em curso. Embora a ANP ainda não esteja autorizada a publicar nenhum relatório de auditoria do PSC devido à natureza comercialmente sensível dos dados, a ANP avançou ao divulgar a natureza dos

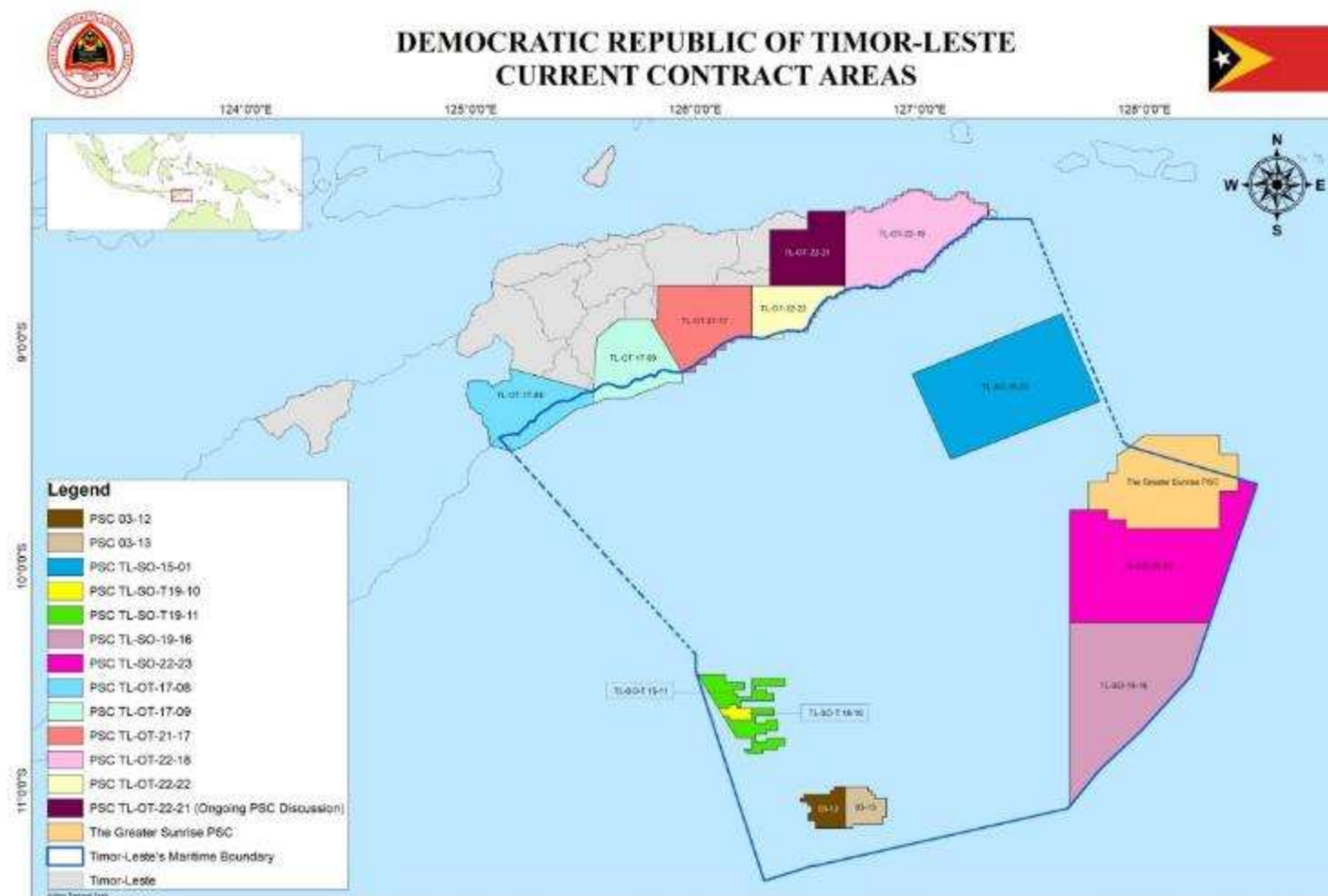
N.º	Problema	Detalhe do problema	Recomendação	Estado de execução (Sim/Não/Em curso)
		<p>publicamente. Compreendemos que a situação ocorre porque a ANP deve cumprir os requisitos de divulgação e confidencialidade estipulados nos regulamentos de Timor-Leste.</p> <p>Além disso, de acordo com o requisito 4.10, as empresas e os governos são incentivados a divulgar as despesas de capital e operacionais declaradas pelas empresas, bem como os custos totais incorridos desde o início do projeto. Nesse sentido, as páginas 53 a 56 do relatório anual da ANPM de 2022 apresentam um resumo do desempenho das despesas de exploração e desenvolvimento para o ano de 2022. Embora o relatório da ANPM explique a natureza das principais despesas de exploração e desenvolvimento de cada PSC, este não divulga o montante total dos custos incorridos, exceto no gráfico da carteira de despesas de exploração dos PSCs, que apresenta dados resumidos para análise comparativa. No entanto, entendemos que a ANP, como órgão regulador, tem acesso a esses dados.</p>		custos de exploração e desenvolvimento de cada PSC incorridos em 2022 e ao resumir os dados, que são objeto de auditoria, no seu Relatório Anual.
7	Acessibilidade das avaliações sociais, ambientais e de género da indústria extrativa em Timor-Leste	<p>De acordo com o Requisito 6.4(b), existe a obrigação de divulgar a disponibilidade de avaliações de impacto e os esforços realizados pelo Governo, tais como avaliações sociais, avaliações de género e informação relativa a programas de reabilitação e encerramento no âmbito da indústria extrativa. Durante a preparação deste relatório, procurámos aceder a este tipo de informação. Com base na nossa análise, não existem avaliações específicas focadas exclusivamente na indústria extrativa. No entanto, alguma informação sobre impactos de género e sociais encontra-se disponível e foi incluída no Capítulo 11, que aborda a contribuição do setor do petróleo e gás nestas áreas.</p>	Para consideração futura, seria benéfico que o MSWG promovesse iniciativas destinadas à realização de avaliações formais . Embora exista alguma informação dispersa, uma avaliação abrangente deve incluir uma análise estruturada e conclusões claras — elementos que atualmente não estão disponíveis.	Não

Anexo A. Empresas do Setor do Petróleo e Gás

N	Entidades
Operadores	
1	BU12 Australia Pty Ltd
2	BU13 Australia Pty Ltd
3	ENI JPDA 03-13 Ltd
4	ENI JPDA 06-105 PTY LTD
5	ENI TIMOR 22-23 BV
6	ENI Timor Leste S.P.A
7	Inpex Sahul Ltd
8	Inpex Timor Sea Ltd
9	Timor Resources Pty Ltd
10	Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd
11	SundaGas Banda Unip Ltd
12	Santos NA (19-12) Pty Ltd
13	Santos NA (19-13) Pty Ltd
14	Santos NA Timor Sea
15	Santos NA Emet
16	Santos NA Bayu Undan
17	Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd
18	TIMOR GAP Rarahana Unip Lda
19	TIMOR GAP G RL 2 Unip Lda
20	TIMOR GAP G S 03-20 Unip Lda
21	TIMOR GAP Chudith Unip Lda
22	TIMOR GAP Greater 03-19 Unip Lda
23	TIMOR GAP Greater Sunrise RL Unip.Lda
24	TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal
25	TIMOR GAP Onshore Block C Unip Lda

N	Entidades
26	TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda
27	TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Ld
28	TIMOR GAP Pualaca Block Unipessoal
29	Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd
30	Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd
31	Carnarvon Petroleum Timor,Unipessoal.Lda
32	Finder Energy (ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)
Sub-Contratados	
1	Caltech Unipessoal
2	Laloran Marine Services
3	Baker Hughes Australia PTY Limited
4	Chandler Macleod Group Limited
5	Kotug Maritime Services
6	Schlumberger Australia Ply Ltd
7	Weatherford Australia Pty Ltd
8	Haliburton Australia Pty Ltd
9	Santos NA Timor-Leste Pty Ltd
10	TIMOR GAP Driling Unip Lda
11	TIMOR GAP Seismic Services Lda
12	Offshore Services Autralasia Pty Ltd
13	Clough Wood Pty Ltd
14	Compass Group (Australia) Pty Ltd
15	Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)
16	Tidewater Offshore Pty Ltd
17	Tidewater Onshore Operations Pte
18	SGS Australia Pty Ltd
19	Konnekto Unipessoal Lda

Anexo B. Recursos Subaquáticos de Petróleo e Gás



Anexo C. Pagamentos Mineiros em 2023

Nº	Nome do Proponente	Origem	Tipo de atividades	Tipo de Pagamento						Montante total pago (USD)
				Licença Mineira (USD)	Total de royalties minerais pagos pela autorização (USD)	Taxas administrativas (USD)	Taxas de mineração — compensação por atividades de mineração não autorizadas (USD)	Royalties minerais — compensação por atividades de mineração informal (USD)	Taxas de concurso público mineral (USD)	
1	2NJ Morai Civil Construction Lda.	Local	Comercial	4 312	-	-	-	-	-	4 312
2	AFG Bonuk Industry Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	100	-	-	-	100
3	Aitula Lda.	Local	Construção	-	-	-	-	9 642	-	9 642
4	Alda Magno Unip., Lda.	Local	Construção	-	-	-	2 240	-	-	2 240
5	Altelis Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	100	-	-	-	100
6	Arquiris Unip., Lda. (in JV with CTL Lda.)	Local	Construção	-	-	-	-	7 404	-	7 404
7	Asmaber Unip., Lda.	Local	Comercial	-	2 592	1 000	-	864	-	4 456
8	Atrai Los Sucesso Lda.	Local	Comercial	-	-	-	2 379	14 313	-	16 692
9	Beacon Minerals Limited, R.P.	International	Comercial	-	-	-	-	-	900	900
10	Boheek Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	-	-	16 632	-	16 632
11	Caballus Sand Lda.	Local	Comercial	-	-	-	-	-	300	300
12	Caiulu Unip., Lda.	Local	Construção	-	-	100	-	-	-	100
13	China Nuclear Industry 22nd Construction Co., Ltd., R.P.	International	Construção	-	-	-	36 033	-	-	36 033
14	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG - COVEC, JV.)	International	Construção	432 799	-	300	-	2 916	-	436 015
15	China Wu Yi Co., Ltd., R.P.	International	Construção	70 716	-	-	-	-	-	70 716
16	Chongqing International Construction Corporation, R.P. - CICO	International	Construção	-	-	-	407 684	5 400	-	413 084
17	Companhia Mineira de Timor Leste, S.A (CMTL)	Local	Comercial	-	-	-	-	-	450	450
18	Dalte Nova Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	100	-	-	150	250

Nº	Nome do Proponente	Origem	Tipo de atividades	Tipo de Pagamento						Montante total pago (USD)
				Licença Mineira (USD)	total de royalties minerais pagos pela autorização (USD)	Taxas administrativas (USD)	Taxas de mineração — compensação por atividades de mineração não autorizadas (USD)	Royalties minerais — compensação por atividades de mineração informal (USD)	Taxas de concurso público mineral (USD)	
19	EDS Construction Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	-	-	61 879	-	61 879
20	Estrella Resources Ltd. R. P.	International	Comercial	-	-	450	-	-	150	600
21	Exatomor Resources Lda.	Local	Comercial	-	-	100	-	-	-	100
22	Payment for Bidding Application Fees of Metallic Mineral Tender	-	-	-	-	-	-	-	2 520	2 520
23	Gerança Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	500	-	-	-	500
24	Hersege Lda.	Local	Construção	-	-	100	-	-	-	100
25	Hongrun Construction Lda.	Local	Construção	-	-	200	-	4 200	-	4 400
26	Ilatun Lda.	Local	Construção	-	-	100	-	-	-	100
27	Inur Behau Mota Ain Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	-	-	7 350	-	7 350
28	Iron Fortune Pty. Ltd.	International	Comercial	-	-	-	-	-	450	450
29	JLC Lda.	Local	Comercial	-	-	100	-	-	-	100
30	Jonize Construction Unip., Lda.	Local	Construção	-	-	-	-	6 900	-	6 900
31	Jova Construction Unip., Lda.	Local	Construção	-	-	100	-	15 225	-	15 325
32	King Construction, Unip., Lda.	Local	Comercial	-	7 020	800	-	-	-	7 820
33	Lacu'hu Lda.	Local	Construção	-	-	-	2 240	-	-	2 240
34	Li Britadeira Lda.	Local	Comercial	-	-	-	98 993	-	-	98 993
35	Libama Consorcio Lda.	Local	Comercial	-	-	-	21 181	-	-	21 181
36	Linatet Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	100	34 671	-	-	34 771
37	Miramar Unip., Lda. (Mira Mar Block Building Industry)	Local	Composta	-	-	-	9 828	5 877	-	15 705
38	Montana Diak Unip., Lda.	Local	Construção	-	-	400	-	-	-	400
39	Peak Everest Mining Lda.	Local	Comercial	-	-	-	-	-	150	150
40	Quatro Colegas Lda.	Local	Construção	-	-	100	-	-	-	100
41	Queneno Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	-	-	-	150	150
42	Santana Diak Unip., Lda.	Local	Construção	-	-	-	-	8 461	-	8 461

Nº	Nome do Proponente	Origem	Tipo de atividades	Tipo de Pagamento						Montante total pago (USD)
				Licença Mineira (USD)	Total de royalties minerais pagos pela autorização (USD)	Taxas administrativas (USD)	Taxas de mineração — compensação por atividades de mineração não autorizadas (USD)	Royalties minerais — compensação por atividades de mineração informal (USD)	Taxas de concurso público mineral (USD)	
43	Shabryca Construction Unip., Lda.	Local	Construção	-	-	100	-	-	-	100
44	Shanghai Construction Group, Co., Ltd., RP.	International	Construção	-	-	-	28 581	-	-	28 581
45	Sinar Satelite e Construction Unip., Lda.	Local	Construção	-	-	100	-	3 593	-	3 693
46	Somos Amigos, S.A.	Local	Comercial	-	-	-	26 252	21 687	-	47 939
47	Star Concrete Lda.	Local	Comercial	-	7 800	1 100	-	69 124	-	78 024
48	Starking Raw Material Industry Unip., Lda.	Local	Comercial	-	7 800	1 100	-	-	-	8 900
49	Weng Enterprise Group Lda.	Local	Comercial	-	-	-	-	4 995	-	4 995
50	Worldview Enterprise Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	-	-	-	150	150
51	Xirevo VC Unip., Lda.	Local	Comercial	-	-	100	-	-	-	100
52	Yefa Unipessoal, Lda.	Local	Comercial	-	-	-	137	4 403	-	4 539
TOTAL DA ARRECADAÇÃO DE RECEITAS MINERAIS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023				507 827	25 212	7 250	670 217	270 866	5 370	1 486 742

Anexo D. Pagamentos Mineiros em 2022

Nº	Nome do Proponente	Origem	Tipo de atividades	Tipo de Pagamento				Montante total pago (USD)
				Licença Mineira (USD)	Compensação (USD)	Taxa de Superfície Anual (USD)	Taxas administrativas (USD)	
1	Altelis Unip., Lda.	Local	Commercial	\$ 2 290,00	-	-	-	\$ 2 290,00
2	Aitula Lda.	Local	Compounded	-	\$ 31 175,10	-	-	\$ 31 175,10
3	CBMI Construction Co., & Chongqing Road Engineering (Group) Co., Lda.	International	Construction	\$ 200 000,00	-	-	-	\$ 200 000,00
4	China Harbour Timor Lda.	International	Construction	\$ 1 894 901,05	-	-	-	\$ 1 894 901,05
5	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG - COVEC, JV.)	International	Construction	\$ 106 000,00	-	-	-	\$ 106 000,00
6	China Wu Yi Co., Ltd., R.P.	International	Construction	\$ 1 500,00	\$ 70 715,54	-	-	\$ 72 215,54
7	Elegant Marble Group Unip., Ltd.	Local	Commercial	\$ 1 500,00	-	\$ 9 738,00	-	\$ 11 238,00
8	King Construction, Unip., Lda.	Local	Commercial	-	\$ 36 522,23	-	-	\$ 36 522,23
9	Montana Diak Unip., Lda.	Local	Construction	\$ 17 280,00	\$ 18 150,79	-	\$ 1 600,00	\$ 37 030,79
10	Shabryca Construction Unipessoal Lda.	Local	Commercial	-	\$ 6 762,49	-	-	\$ 6 762,49
11	Star Concrete Lda.	Local	Compounded	-	\$ 35 487,99	-	-	\$ 35 487,99
12	Timor General Development Group Unip., Lda.	Local	Commercial	\$ 8 850,00	\$ 12 492,00	-	-	\$ 21 342,00
13	Uma Marble Timor, Unip., Lda.	Local	Commercial	\$ 1 500,00	-	\$ 1 205,77	-	\$ 2 705,77
14	Yefa Unipessoal, Lda.	Local	Commercial	-	\$ 4 539,00	-	-	\$ 4 539,00
ARRECAÇÃO TOTAL DA RECEITA MINERAL PARA O EXERCÍCIO DE 2022				\$ 2 233 821,05	\$ 215 845,15	\$ 10 943,77	\$ 1 600,00	\$ 2 462 209,97

Anexo E. Contratos de Partilha de Produção

Nº da Licença	Descrição	Operadores	Parceiros de Joint Venture	Material Extraído	Data de aplicação	Data de entrada em vigor	Data de expiração
TL-SO-T 19-12 ⁷⁴	Os PSC -TL-SO-T 19-12 and PSC-TL-SO-T 19-13 PSCs que substituem os PSC JPDA 03-12 e PSC JPDA 03-13 existentes como resultado da implementação do Tratado de Fronteira Marítima entre Timor-Leste e Austrália, que transforma a área da Antiga JPDA em território de Timor-Leste. A Santos NA (19-12) Pty Ltd , na qualidade de operadora contratual, representa a Bayu Undan Joint Venture para realizar atividades petrolíferas na área contratual de Bayu Undan. Durante o ano de 2023, o campo continuou na produção.	Santos NA (19-12) Pty Ltd	Santos NA (9-12) Pty Ltd; Santos NA Timor Sea Pty Ltd; Santos NA Emet Pty Ltd; Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd; Inpex Sahul Ltd; BU12 Australia PTY LTD.	Condensado, LPGs, Gás Natural	O pedido foi apresentado durante a Administração da Indonésia. O Governo de Timor-Leste renegociou os PSCs e assinou em 02-04-2003.	20-05-2002	01-06-2026 ⁷⁵
TL-SO-T 19-13		Santos NA (19-12) Pty Ltd; Santos NA Bayu Undan Pty Ltd	☒Santos NA Bayu Undan Pty Ltd; ☒Santos NA (03-13) Pty Ltd; Eni JPDA 03-13 Ltd; Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd; BU13 Australia PTY LTD.	Condensado, LPGs, Gás Natural	O pedido foi apresentado durante a Administração da Indonésia. O Governo de Timor-Leste renegociou os PSCs e assinado em 02-04-2003.	20-05-2002	01-06-2026

⁷⁴ No final de 2020, a Santos Limited (“Santos”) era o principal operador, com um direito de participação de 68,4%, após a conclusão da aquisição dos ativos da ConocoPhillips Corporation (“ConocoPhillips”) no norte da Austrália e em Timor-Leste. Os seus parceiros na joint venture detinham as seguintes participações: Inpex Corporation (11,38%); Eni Australia (10,99%); e Tokyo Timor Sea Resources (participação agregada de 9,2%). Em maio de 2021, a Santos Limited (“Santos”), que detinha uma participação de 68,4%, alienou uma participação de 25% no campo de Bayu-Undan à BU12 Australia Pty Ltd e à BU13 Australia Pty Ltd, reduzindo a participação da Santos em Bayu-Undan para 43,4%.

⁷⁵ A cessação da produção foi declarada em 4 de junho de 2025, estando o respetivo comunicado de imprensa disponível no sítio eletrónico da ANP: [BAYU-UNDAN CESSATION OF PRODUÇÃO – AUTORIDADE NACIONAL DO PETRÓLEO, I.P.](#)

Nº da Licença	Descrição	Operadores	Parceiros de Joint Venture	Material Extraído	Data de aplicação	Data de entrada em vigor	Data de expiração
TL-SO-T 19-10	A operação deste PSC foi suspensa em dezembro de 2015 devido ao impacto do baixo preço do petróleo na economia do campo de Kitan. As despesas reportadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2022 estavam sobretudo relacionadas com atividades gerais e administrativas para manter a área do contrato, incluindo atividades de estudo de futuras opções de desenvolvimento ou desmantelamento.	Eni JPDA 06-105 Pty Ltd.	INPEX Timor Sea Ltd.; Repsol Oil and Gas Australia Pty Ltd.	Petróleo	-	22-09-2006	* ⁷⁶
03-19	O Tratado de Fronteira Marítima define o Greater Sunrise como Área de Regime Especial, pelo que o desenvolvimento deste projeto está muito sujeito às negociações em curso entre os dois países, Timor-Leste e Austrália, bem como as Joint Ventures do Greater Sunrise. Para a manutenção da licença no ano de 2022, este PSC continua a manter o seu atual programa de trabalho mínimo anual e orçamento para o seu escritório local, licenças e investimentos em iniciativas empresariais.	TIMOR GAP Greater 03-19, Unipessoal Lda ⁷⁷ ;	Osaka Gas Sunrise (PSC19) Pty Ltd; Osaka Gas Sunrise (PSC20) Pty Ltd	Gás e Gás Condensado	-	20-05-2002	04-10-2026
03-20		TIMOR GAP Greater Sunrise 03-20 Unipessoal Lda	Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd; Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd.	Gás Condensado	-	02-05-2002	13-11-2026

⁷⁶* Após a conclusão das atividades de desmantelamento

⁷⁷ TIMOR GAP celebrou, em 2018, um acordo com a ConocoPhillips e a Shell Australia para a aquisição das respetivas participações, totalizando 56,56%, nos campos petrolíferos de Greater Sunrise. A transação foi concluída durante o exercício fiscal de 2019, com data de eficácia a 16 de abril de 2019. Os participantes da Joint Venture de Sunrise (JV) passam a ser a TIMOR GAP (56,56%), a Woodside Energy, na qualidade de operador (33,44%), e a Osaka Gas Australia (10,00%).

Nº da Licença	Descrição	Operadores	Parceiros de Joint Venture	Material Extraído	Data de aplicação	Data de entrada em vigor	Data de expiração
TL-SO-T 19-11	As despesas efetuadas foram comunicadas para o período compreendido entre 1 de janeiro de 2019 e 29 de agosto de 2019 (ao abrigo do PSC JPDA 11-106). Após o Tratado de Fronteira Marítima, as despesas entre 30 de agosto de 2019 e 31 de dezembro de 2019 são reportadas nos termos do PSC-TL-SO-T 19-11. A maioria das despesas no ano de 2022 esteve relacionada com estudos G&G, G&A, manutenção de licenças e conteúdo local.	Eni JPDA 11-106 ⁷⁸ B.V.	Inpex Offshore Timor-Leste Ltd; TIMOR GAP, E.P. PSC 11-106	Petróleo	-	23-10-2013	29-08-2027
TL-SO-15-01	Durante o ano de 2020, o operador efetuou estudos G&G adicionais com o método Full Waveform Inversion (FWI) para aumentar a qualidade da imagem sísmica da zona do subcontraste e sob a zona do subcontraste. Durante o período de 2020 e início de 2021 o impacto da pandemia global de Covid-19 teve impacto na execução dos programas de trabalho do PSC; por conseguinte, isto também atrasou algumas das prioridades de trabalho no âmbito do PSC, incluindo a perfuração de preparação. Durante o ano de 2022, a Timor Gap irá realizar FWI na área de trabalho do PSC para aprofundar as perspetivas identificadas. Atualmente, o estatuto do PSC encontra-se dentro do período de exploração alargado dos anos 4 e 5. Espera-se que a empresa leve a cabo a sua campanha de perfuração de compromisso dentro do período de exploração alargado dos anos 4 e 5. Para o ano de 2022, a maioria das despesas foi relacionada com o processamento e interpretação de dados sísmicos,	TIMOR Offshore Unipessoal, ("TGOB") GAP Block Lda	N/A	Petróleo & Gás	-	23-12-2015	23-12-2025

⁷⁸ Em agosto de 2024, a Finder Energy Holdings Limited celebrou Acordos de Compra e Venda com a Eni e a Inpex, assegurando uma participação de 76% no PSC 19-11. Em resultado desta operação, a Finder Operations Pty Ltd, subsidiária integralmente detida pela Finder, adquiriu a totalidade das participações sociais na Eni JPDA 11-106 B.V.

Nº da Licença	Descrição	Operadores	Parceiros de Joint Venture	Material Extraído	Data de aplicação	Data de entrada em vigor	Data de expiração
	despesas gerais e administrativas, incluindo a manutenção de licenças e conteúdo local.						
S-06-04 (PSC TLEA S06-04 Block E)	Este Contrato de Partilha de Produção (PSC) foi atribuído em 2006 e foi inicialmente detido pelo consórcio constituído pela Eni Timor-Leste S.P.A., Galp Energy e KOGAS. Contudo, no período compreendido entre 2020 e 2021, tanto a Galp como a KOGAS transferiram as respetivas participações para a Eni Timor-Leste S.P.A., que passou a prosseguir as operações ao abrigo do PSC, mediante a realização de estudos geológicos e geofísicos adicionais (G&G) e a perfuração das prospeções identificadas. Em 2024, a área contratual foi integralmente devolvida.	Eni Timor-Leste S.P.A	N/A	Petróleo	-	11-03-2006	28-06-2024
TL-SO-T 19-14	A área contratual encontrava-se anteriormente sob jurisdição australiana; contudo, com o estabelecimento da nova fronteira marítima, passou a integrar a jurisdição das águas territoriais de Timor-Leste. Após os resultados dos estudos geológicos e geofísicos (G&G), a Carnarvon submeteu, em setembro de 2021, o pedido de autorização para perfuração, tendo a Autorização para Perfuração (ATD) sido concedida em 22 de dezembro de 2021. O poço Buffalo-10 foi iniciado em 30 de setembro de 2021, tendo a perfuração sido concluída posteriormente. Os resultados da perfuração indicaram a presença de hidrocarbonetos; contudo, não foi identificada uma descoberta comercial. Em consequência, a área contratual foi integralmente devolvida em 2024.	Carnarvon Petroleum Timor Unipessoal Lda	N/A	Petróleo	-	29-08-2019	16-12-2024

Nº da Licença	Descrição	Operadores	Parceiros de Joint Venture	Material Extraído	Data de aplicação	Data de entrada em vigor	Data de expiração
TL-OT-17-08	Atualmente, o Contrato de Partilha de Produção (PSC) encontra-se em fase de preparação para a perfuração de avaliação na área contratual.	Timor Resources Pty Ltd	TIMOR GAP ONSHORE BLOCK, UNIPESSOAL, LDA	Petróleo & Gás	-	26-06-2017	12-07-2026
TL-OT-17-09	O contratante continua a cumprir os requisitos mínimos de trabalho previstos no PSC.	Timor Resources Pty Ltd	TIMOR GAP ONSHORE BLOCK, UNIPESSOAL, LDA	Petróleo & Gás	-	26-06-2017	26-06-2026
TL-SO-T 19-16	O contrato encontra-se na fase de exploração, estando o contratante focado na realização de estudos geológicos e geofísicos (G&G), bem como na preparação das atividades de perfuração de avaliação.	SundaGas Banda Unipessoal, Lda	TIMOR GAP Chuditch, Unipessoal, Lda	Petróleo	-	19-12-2019	18-06-2026
TL-OT-21-17	Este Contrato de Partilha de Produção (PSC) onshore foi atribuído à TIMOR GAP Pualaca Block, Unipessoal, Lda., uma subsidiária da empresa petrolífera nacional de Timor-Leste, a TIMOR GAP, E.P., na qualidade de operador único (100%), tendo sido assinado em 7 de dezembro de 2021. O contratante continua a cumprir os requisitos mínimos de trabalho previstos no PSC.	TIMOR GAP Pualaca Block	N/A	Petróleo & Gás	-	24-02-2022	27-02-2027

Nº da Licença	Descrição	Operadores	Parceiros de Joint Venture	Material Extraído	Data de aplicação	Data de entrada em vigor	Data de expiração
TL-OT-22-18	Em dezembro de 2022, a ANPM celebrou um contrato PSC para o bloco TL-OT-22-18 com a Timor Gap Rarahana Block Unipessoal, Lda, subsidiária da TIMOR GAP, E.P. Este contrato concede à Timor Gap Rarahana Block Unipessoal, Lda autorização para iniciar as atividades iniciais de exploração, tais como estudos G&G, aquisição de dados sísmicos 2D e perfuração de um poço no bloco PSC TL-OT-22-18 localizado no município de Lautem.	TIMOR GAP Rarahana Unip. Ltd	N/A	Petróleo & Gás	Pedido submetido durante a segunda ronda de licenciamento 2019–2022	01-04-2023	01-04-2026
TL-SO-22-23	Em dezembro de 2023, a ANP assinou um Contrato de Partilha de Produção (PSC) com a Eni Timor 22-23 B.V., com vista à realização de atividades de exploração na área contratual do Bloco P.	Eni Timor 22-23 BV	(TIMOR GAP), a subsidiary of TIMOR GAP)	Petróleo & Gás	Pedido submetido durante a segunda ronda de licenciamento 2019–2022	22-04-2024	21-04-2027

Anexo F. Lista de Licenças 2006-2023

2006			2009		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença	N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	Edi Konro – Konro	N/A	1	Always Construction Pty. Ltd.	No. 00012/LT/DNGRM/IV/09
2	.Agostinho Gomes	N/A	2	Always Construction Pty. Ltd.	No. 00012/LT/DNGRM/IV/09
3	JJ Mcdonalds	N/A	3	Carya Timor-Leste Lda.	No. 00006/LT/DNGRM/II/09
4	JJ Mcdonalds	N/A	4	Domin Timor Construction Lda.	No. 00010/LT/DNGRM/IV/09
5	Tinolina Company Ltd.	No.GMR/2006/XII/002	5	Domin Timor Construction Lda.	No. 00011/LT/DNGRM/IV/09
			6	East Sunrise Timor-Leste Construction	No. 00003/LT/DNGRM/I/09
			7	East Sunrise Timor-Leste Construction	No. 00004/LT/DNGRM/I/09
			8	Ensul Esphera Engenharia	No. 00014/LT/DNGRM/V/09
			9	Ensul Esphera Engenharia	No. 00018/LT/DNGRM/X/09
			10	Excel Construction Material Co. Ltd.	No. 00019/LT/DNGRM/X/09
			11	Jonize Construction Unip. Lda	No. 00005/LT/DNGRM/II/09
			12	Linatet Unipessoal Lda	No. 00009/LT/DNGRM/II/09
			13	Montana Diak Unip. Lda.	No. 00016/LT/DNGRM/X/09
			14	Montana Diak Unip. Lda.	No. 00017/LT/DNGRM/X/09
			15	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	N/A
			16	Top Liberty 88 Lda.	No. 00007/LT/DNGRM/II/09
			17	Top Liberty 88 Lda.	No. 00008/LT/DNGRM/II/09
			18	Top Liberty 88 Lda.	N/A
			19	Trans Global Unip. Lda.	No. 00001/LT/DNGRM/XII/08

2007		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	Carya Timor Leste Lda	No.DNGMR/2007/07/0012
2	JJ Mcdonalds & Sons Engineering Pty. Ltd	N/A
3	Jonize Construction Unip. Lda.	No.GMR/2007/V/004
4	Jonize Construction Unip. Lda	No.DNGMR/2007/07/011
5	Linatet Unip. Lda.	No.DNGMR/2007/07/006
6	Tinolina Company Ltd.	No.GMR/2007/IV/003
7	Top Libert 88 Ltd.	No.GMR/2007/VII/005

2008			2010		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença	N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	Unknown	N/A	1	Always Construction Pty. Ltd.	No. 0001/LT/DNGRM/I/2010
2	Unknown	N/A	2	Carya Timor-Leste Lda.	No. 0004/LT/DNGRM/II/2010
3	Jonize Construction Unip. Lda	No. DNGMR/2008/VIII/0017	3	Express Distribution Services III Unip. Lda.	No. 0010/LT/DNGRM/VII/2010
			4	Jonize Construction Unip. Lda.	No. 0003/LT/DNGRM/II/2010
			5	Linatet Unip. Lda.	No. 0008/LT/DNGRM/VI/2010
			6	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0011/LT/DNGRM/XI/2010
			7	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0014/LT/DNGRM/XI/2010
			8	Monte Veado Ltd.	No. 0009/LT/DNGRM/IV/2010
			9	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	No. 0005/LT/DNGRM/II/2010
			10	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	No. 0006/LT/DNGRM/III/2010

2010			2012		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença	N.º	Nome da Licença	N.º da licença
11	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	No. 0007/LT/DNGRM/III/2010	12	Yefa Unipessoal Lda.	No. 0011/LT/DNGRM/VIII/2012
12	Tak Kong Electronic Unip. Ltd.	No. 0002/LT/DNGRM/III/2010			
13	Timor Block Building Industry	No. 0012/LT/DNGRM/IX/2010			
14	United Tibar Quarry Unip. Lda.	No. 0013/LT/DNGRM/IX/2010			
15	Weng Enterprise Group Co. Ltd.	No. 0015/LT/DNGRM/XII/2010			

2011			2013		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença	N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	Carya Timor-Leste Lda.	No. 0005/LT/DNGRM/III/2011	1	Empat Saudara Lda.	No. 0009/LT/DNM/VI/2013
2	Ensul Esphera Engenharia	No. 0008/LT/DNGRM/VI/2011	2	Libama Comorsium	No. 0006/LT/DNM/VI/2013
3	Fatuk Candi Jonggrang	No. 0013/LT/DNGRM/XII/2011	3	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0002/LT/DNM/I/2013
4	Jonize Construction Unip. Lda.	No. 0004/LT/DNGRM/III/2011	4	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0003/LT/DNM/I/2013
5	Libama Comorsium	No. 0009/LT/DNGRM/X/2011	5	RMS Engineering & Construction Pty. Lda.	No. 0008/LT/DNM/IV/2013
6	Linatet Unip. Lda.	No. 0003/LT/DNGRM/II/2011	6	Suai Indah Constuction Lda.	No. 0005/LT/DNM/I/2013
7	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0011/LT/DNGRM/XI/2011	7	Weng Enterprise Group Co. Ltd.	No. 0004/LT/DNM/I/2013
8	Montana Diak Unip. Lda.	No. 0012/LT/DNGRM/XI/2011	8	Yefa Unipessoal Lda.	No. 0007/LT/DNM/IV/2013
9	Monte Veadó Ltd.	No. 0006/LT/DNGRM/VII/2011			
10	RMS Engineering and Construction Pty. Ltd.	No. 0002/LT/DNGRM/I/2011			
11	Suai Indah Construction Lda.	No. 0001/LT/DNGRM/I/2011			
12	Weng Enterprise Group Co. Ltd.	No. 0014/LT/DNGRM/XII/2011			

2012			2014		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença	N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	Carya Timor-Leste Lda.	No. 0007/LT/DNGRM/VI/2012	1	Aitula Fuel's Lda.	No. 0010/LT/DNM/XII/2014
2	Castelo Fronteira Unip. Lda.	No. 0009/LT/DNGRM/VII/2012	2	Aitula Fuel's Lda.	No. 0013/LT/DNM/XII/2014
3	Empat Saudara Lda.	No. 0001/LT/DNGRM/II/2012	3	Carya Timor-Leste Lda.	N/A
4	Ensul Esphera Engenharia	No. 0003/LT/DNGRM/III/2012	4	Empat Saudara Lda.	No. 0009/LT/DNM/XII/2014
5	Ensul Esphera Engenharia	No. 0009/LT/DNGRM/VII/2012	5	Jonize Construction Unip. Lda.	N/A
6	Jonize Construction Unip Lda.	No. 0006/LT/DNGRM/VI/2012	6	Jonize Construction Unip. Lda.	N/A
7	RMS Engineering & Construction Pty. Ltd.	No. 0002/LT/DNGRM/II/2012	7	Jonize Construction Unip. Lda.	No. 16/2014
8	Tak-Kong Electronic Unip. Lda.	No. 0012/LT/DNGRM/VIII/2012	8	Libama Consorcio Lda.	No. 0007/LT/DNM/XI/2014
9	Timor Block Building Industry	No. 0004/LT/DNGRM/III/2012	9	Maliana BrOutro's Lda.	No. 0011/LT/DNM/XII/2014
10	Timor Block Building Industry	No. 0004/LT/DNGRM/III/2012	10	Manoko Unip. Lda.	No. 0014/LT/DNM/XII/2014
11	Yefa Unipessoal Lda.	No. 0008/LT/DNGRM/VI/2012	11	Montana Diak Unip. Lda.	N/A
			12	Montana Diak Unip. Lda.	N/A
			13	Nobre Labadain Unip. Lda.	No. 12/2014
			14	Suai Indah Construção Lda.	No. 0006/LT/DNM/X/2014
			15	TL Cement Lda.	No. 01/2014
			16	Uha Cae Lda.	No. 0008/LT/DNM/XI/2014
			17	Weng Enterprise Group Co. Ltd.	N/A
			18	Worldview Enterprise Unip. Lda.	N.º 15/2014

2015		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	Aitula Construction Electrical Lda.	N.º 28/2015
2	Aitula Construction Electrical Lda.	N.º 29/2015
3	Always Construction Unip. Lda.	N.º 24/2015
4	Carya Timor-Leste Lda.	N.º 15/2015
5	Chongqing International Construction Corporation (CICO)	N.º 35/2015
6	Chongqing International Construction Corporation (CICO)	N.º 12/2015
7	Chongqing International Construction Corporation (CICO)	N.º 11/2015
8	City Development Group Lda.	N.º 01/2015
9	Community Housing Ltd.	N.º 10/2015
10	CSI Company Lda.	N.º 02/2015
11	CSI Company Lda.	N.º 03/2015
12	EDS Construction	N.º 36/2015
13	Hoven II Unip. Lda.	N.º 32/2015
14	Hoven II Unip. Lda.	N.º 33/2015
15	Jonize Unip. Lda.	N.º 21/2015
16	Jonize Unip. Lda.	N.º 14/2015
17	Jonize Unip. Lda.	N.º 09/2015
18	Jonize Unip. Lda.	N.º 08/2015
19	King Construction Unip. Lda.	N.º 05/2015
20	Libama Consorcio Lda.	N.º 25/2015
21	Modena Technic Unip. Lda.	N.º 22/2015
22	Montana Diak Unip. Lda.	N.º 17/2015
23	Montana Diak Unip. Lda.	N.º 18/2015
24	Montana Diak Unip. Lda.	N.º 19/2015
25	Monte Veado Lda.	N.º 06/2015
26	Nobre Labadain Unip. Lda.	N.º 37/2015
27	Shabryca Construction Unip. Lda.	N.º 26/2015
28	Shabryca Construction Unip. Lda.	N.º 04/2015
29	Soso Building Unip. Lda.	N.º 13/2015
30	Suai Indah Ltd.	N.º 38/2015
31	Timor Block Building Industry	N.º 16/2015
32	TL Cement Lda.	N.º 07/2015
33	Uha Cae Lda.	N.º 31/2015
34	Uha Cae Lda.	N.º 30/2015

2016		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	China Nuclear Industry 22nd Construction Lda. (CNI)	N.º 02/2016
2	China Nuclear Industry 22nd Construction Lda. (CNI)	N.º 03/2016
3	CHONGQING INTERNATIONAL CONSTRUCTION CORPORATION (CICO)	N.º 06/2016
4	CHONGQING INTERNATIONAL CONSTRUCTION CORPORATION (CICO)	N.º 05/2016
5	China Shandong International Company Lda. (CSI)	N.º 03/2016
6	China Shandong International Company Lda. (CSI)	N.º 04/2016
7	TL Cement	N.º 01/2016
8	Worldview Enterprise	N.º 03/2016
9	R.D. Interior Junior Construction	N.º 07/2016
10	R.D. Interior Junior Construction	N.º 08/2016
11	R.D. Interior Junior Construction	N.º 11/2016
12	R.D. Interior Junior Construction	N.º 12/2016
13	Sinohydro Corporation Limited, R.P	N.º 09/2016
14	Shanghai Construction Group Co., LTD., R.P	N.º 13/2016
15	Sinohydro Corporation Limited, R.P	N.º 10/2016
16	China Nuclear Industry 22nd Construction Lda. (CNI)	N.º 14/2016
17	Shabryca Construction Unipessoal, Lda.	N.º 19/2016
18	Jonize Construction Unipessoal, Lda.	N.º 24/2016
19	Aspalink, Lda.	N.º 20/2016
20	Aspalink, Lda.	N.º 21/2016
21	Carya Timor-Leste, Lda.	N.º 22/2016
22	Weng Enterprise Group, Co., Ltd.	N.º 26/2016
23	Weng Enterprise Group, Co., Ltd.	N.º 26/2016
24	City Development Group, Lda.	N.º 23/2016
25	Montana Diak Unipessoal, Lda.	No. 18/2016
26	Montana Diak Unipessoal, Lda.	N.º 16/2016
27	Montana Diak Unipessoal, Lda.	N.º 17/2016
28	Suai Indah Ltd.	N.º 25/2016
29	Montana Diak Unipessoal, Lda.	N.º 15/2016

2017		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	llatun Unipessoal, Lda.	N.º 01/2017
2	Sinohydro Corporation Limited, R.P	N.º 02/2017
3	Jova Construction Unipessoal Lda.	N.º 03/2017

2017		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença
4	R.D. Interior Junior Construction E Hebei Road And Bridge Group, Lda.	N.º 04/2017
5	R.D. Interior Junior Construction E Hebei Road And Bridge Group, Lda.	N.º 05/2017
6	Sinohydro Corporation Limited, R.P	N.º 06/2017
7	Sinohydro Corporation Limited, R.P	N.º 07/2017
8	Sinohydro Corporation Limited, R.P	N.º 08/2017
9	Chongqing International Construction Corporation, R.P.	N.º 09/2017
10	Mira Mar Bloco Unipessoal Lda.	N.º 10/2017
11	Gorobu Diak Lda.	N.º 11/2017
12	Shabryca Construction Unipessoal Lda.	N.º 12/2017
13	R.D. Interior Junior Construction E Hebei Road And Bridge Group, Lda.	N.º 13/2017
14	R.D. Interior Junior Construction E Hebei Road And Bridge Group, Lda.	N.º 14/2017
15	Yefa Unipessoal, Lda.	N.º 15/2017
16	Timor Block Building, Lda.	N.º 16/2017

2018		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	Pantarhei Unipessoal. Lda	N.º 01/2018
2	Timor Surveying & Mapping. Lda	N.º 02/2018
3	Resources Futures PTY LTD	N.º 03/2018
4	R.D. Interior Junior Construction E Hebei Road And Bridge Group, Lda.	N.º 04/2018
5	R.D. Interior Junior Construction E Hebei Road And Bridge Group, Lda.	N.º 05/2018
6	China Harbour Timor, Lda.	N.º 06/2018
7	Shanghai Construction Group.,Co.,Ltd.,R.P	N.º 07/2018
8	Shanghai Construction Group.,Co.,Ltd.,R.P	N.º 08/2018
9	Shanghai Construction Group.,Co.,Ltd.,R.P	N.º 09/2018
10	Shanghai Construction Group.,Co.,Ltd.,R.P	N.º 10/2018
11	Shanghai Construction Group.,Co.,Ltd.,R.P	N.º 11/2018
12	Shanghai Construction Group.,Co.,Ltd.,R.P	N.º 12/2018
13	Shanghai Construction Group.,Co.,Ltd.,R.P	N.º 13/2018
14	Shanghai Construction Group.,Co.,Ltd.,R.P	N.º 14/2018
15	Yefa Unipessoal, Lda.	N.º 15/2018

2019		
N.º	Nome da Licença	N.º da licença
1	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 02/2019
2	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 03/2019
3	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 04/2019
4	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 05/2019
5	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 06/2019
6	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 07/2019
7	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 08/2019
8	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 09/2019
9	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 10/2019
10	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 11/2019
11	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 12/2019
12	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	N.º 13/2019
13	King Construction, Lda	N.º 14/2019

2020/2021		
N.º	Nome da Licença (Nota: atualizado até 25 de janeiro de 2022)	N.º da licença
1	Express Distribution Services & Diverses, Unipessoal, Lda.	N.º 01/2021
2	Express Distribution Services & Diverses, Unipessoal, Lda.	N.º 02/2021
3	2NJ Morai Civil Construction Unipessoal, Lda.	N.º 03/2021
4	Montana Diak, Unipessoal, Lda	N.º 04/2021
5	China Harbour Timor, Lda.	N.º 05/2021
6	Altelis, Unipessoal, Lda	N.º 06/2021

2021/2022		
N.º	Nome da Licença (Nota: atualizado até 25 de janeiro de 2022)	N.º da licença
1	Altelis, Unipessoal, Lda.	No. 06/2021

2021/2022		
N.º	Nome da Licença (Nota: atualizado até 25 de janeiro de 2022)	N.º da licença
2	China Wu Yi Co., Ltd., R.P	No. 01/2022
3	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	No. 02/2022
4	CBMI Construction. Co & Chongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	No. 03/2022
5	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG – COVEC, VJ)	No. 04/2022
6	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG – COVEC, VJ)	No. 05/2022
7	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG – COVEC, VJ)	No. 06/2022
8	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG – COVEC, VJ)	No. 07/2022
9	Timor General Development Group Co., Lda	No. 08/2022
10	Timor General Development Group Co., Lda	No. 09/2022

* Foram atribuídas quatro licenças relativas a 2023, pelo que serão divulgadas no Relatório ITIE de 2023

2022/2023*		
N.º	Nome da Licença (Nota: atualizado até 26 de julho de 2023)	N.º da licença
1	China Wu Yi Co., Ltd., R.P.	No. 01/2022
2	CBMI Construction. CO & Chiongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	No. 02/2022
3	CBMI Construction. CO & Chiongqing Road Engineering (Group) Co, Lda	No. 03/2022
4	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG – COVEC, VJ)	No. 04/2022
5	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG – COVEC, VJ)	No. 05/2022
6	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG – COVEC, VJ)	No. 06/2022
7	China Railway International Group Co., Ltd., R.P. & COVEC (CRIG – COVEC, VJ)	No. 07/2022
8	Timor General Development Group Co., Lda	No. 08/2022
9	Timor General Development Group Co., Lda	No. 09/2022
10	Montana Diak, Unipessoal, Lda.	No. 10/2022
11	Starking Raw Material Industry Unip., Lda.	No. 01/2023
12	King Construction, Lda.	No. 02/2023
13	Gerança Unipessoal. Lda	No. 01/R/2023
14	Star Concrete, Lda.	No. 03/2023

Anexo J. Coordenadas das licenças Mineiras

Name of the License: Starking Raw Materials Unipessoal.Lda		
Number of the License: 01/2023		
Geographic Coordinate:		
<u>Vertices</u>	<u>Easting</u>	<u>Northing</u>
1	753241.89	8975280.56
2	753310.04	8975289.65
3	753333.24	8975007.04
4	753252.05	8975010.94
5	753208.5471	8974753.658
6	753138.7114	8974767.02
7	753056.3594	8974780.77
8	752994.8696	8974998.47
9	753190.1949	8975125.68

Name of the License: King Construction.Lda		
Number of the License: 02/2023		
Geographic Coordinate:		
<u>Vertices</u>	<u>Easting</u>	<u>Northing</u>
1	764613	9052408
2	764661	9052402
3	764894	9052323
4	764904	9052194
5	764639	9052180
6	764396	9052445
7	764410	9052333
8	764551	9052393
9	764722	9052360
10	764822	9052321
11	764886	9052274
12	764921	9052474

Name of the License: Star Concrete.Lda		
Number of the License: 03/2023		
Geographic Coordinate:		
<u>Vertices</u>	<u>Easting</u>	<u>Northing</u>
1	763708	9049875
2	763743	9049902
3	763804	9049810
4	763910	9049735
5	763876	90496699
6	763727	9049789
7	762809	9051330
8	762708	9051271
9	762739	9051198
10	762685	9051170
11	762791	9051033
12	762919	9051120

Name of the License:	Geranca Unipessoal.Lda (Reconnaissance Permit)	
Number of the License:	01/R/2023	
Geographic Coordinate:		
<u>Vertices</u>	<u>Easting</u>	<u>Northing</u>
A	828299	9058055
B	828666	9058052
C	828665	9057868
D	828848	9057866
E	828844	9057313
F	828293	9057317
G	9057317	9057501
H	828111	9057503
I	828114	9057872
J	828297	9057871

Anexo K. Matriz de avaliação de propostas


Matriz de avaliação de propostas para blocos de concurso onshore

No	Proposed Minimum Work Programmes	Unit	Work Programmes	Maximum assigned scores attributions	Scores gained
A	2D Seismic data acquisitions	... In Line Kilometers		10 points	
B	3D Seismic data Acquisitions	... in square kilometers		15 points	
C	Explorations wells numbers of wells. First [2].000 mTVD/well measured from the subsea		25 points	
D	Total commitment for non-Seismic Survey geophysical surveys	US\$..... (in US\$ values)		5 points	
	Total commitment for other technical studies	US\$..... (in US\$ values)		5 points	
F	Local Content	US\$..... (in US\$ values)		5 points	
G	Proof of Financial capabilities	This evaluation is to be based on the bidders' financial statements provided		15 points	
H	Companies experiences in E&P and H&E Good Standing (5), Access to technical experts (2), Technology & Innovation (1), Companies branding (2)	This evaluation to be based on the Proof evidences/documents submitted		10 points	
I	Result of the Preliminary technical studies/assessment performed based on the available data as the base of the biddings	This assessment will be based on the result of the bidders' technical evaluation of areas to be bid for based on the available technical data		10 points	
	Total Scores for the bids			100 points	

Matriz de avaliação de propostas para blocos de concurso onshore

No	Proposed Minimum Work Programmes	Unit	Proposed Work Programmes	Maximum assigned scores attributions	Scores gained
A	2D Seismic data acquisitions	... In Line Kilometers		5 points	
B	3D Seismic data Acquisitions	... in square kilometers		15 points	
C	Explorations wells numbers of wells. First (2),000 mTVD/well measured from the subsea		25 points	
D	2D or 3D Seismic data reprocessing	In line kilometers or in Square kilometers		15 points	
	Total commitment for other technical studies/non-seismic geological and geophysical surveys	US\$..... (in US\$ values)		5 points	
F	Local Content	US\$..... (in US\$ values)		5 points	
G	Proof of Financial capabilities	This evaluation will be seen from the bidders' financial statements provided		15 points	
H	Companies experiences in E&P and H&E Good Standing (5), Access to technical experts (2), Technology & Innovation (1), Companies branding (2)	This evaluation will be based on the Proof evidences/documents submitted		10 points	
I	Result of the Preliminary technical studies/assessment performed based on the available data as the base of the biddings	This assessment will be based on the result of the bidders' technical evaluation of areas to be bided for based on the available technical data		5 points	
	Total Scores for the bids			100 points	

Anexo L. Modelo de recolha de dados para informação sobre beneficiários efetivos (BE) aprovado pelo MSG



Timor Leste Extractive Industries Transparency Initiative

For the year ended at 31 Dec 2023

Beneficial ownership definition (click 'unhide' to view the definition)

"Politically Exposed Person" definition (PPE) as well as "Close Family Members" and "Persons known to be close associates" (click 'unhide' to view the definition)

(REQ 2.5) Disclosure of information on the gender pay gap, where available.

Number of Beneficial Owner(s)	Name (s)	Are the BO(s) Political Exposed Person(s)?
Beneficial Owner number 1		
Beneficial Owner number 2		
<small>(If necessary include more lines)</small>		

In case reporting entity is a subsidiary of publicly listed companies, please disclose the name of the stock exchange and include a link to the stock exchange filings where they are listed to facilitate public access to their beneficial ownership information.

Owner(s) name (i.e. Publicly listed company)	% of shares	Name of the stock exchange and include a link to the stock exchange filings
Company 1		
Company 2		
<small>(If necessary include more lines)</small>		

Management Sign Off
I, undersigned, for and on behalf of the reporting entity confirm that all information provided in the above declaration is accurate and reliable.

Name:

Position:

Signature:

Date:

For each Beneficial Owner complete the table below:

Beneficial Owner number 1 or, in its absence a Top Manager	Description
Full name	
ID Information	
Identification number	
Identification Type	
ID validity date	
Issuing entity of the ID	
Information about how ownership is held or control over the company is exercised	
number of shares	
% of shares	
% of direct voting rights	
% of indirect voting rights	
Other	
Date when beneficial interest was acquired	
Date	
Means of contact	
General information	
Taxpayer identification number	
Date of birth	
Nationality as stated in the ID	
Country of permanent residence	
Country of fiscal domicile	
Residential or service address	
Public office position and role:	
Date when office was assumed:	
Date when office was left, if applicable:	
Political Exposed Person(s)	
Is the beneficial owner a Politically Exposed Person (PEP) ?	Yes / Not
Is the beneficial owner a family member of a PEP?	Yes / Not
If yes	
Name:	
Relationship:	
Date of birth:	
Place of birth:	
Nationality:	
Position that qualifies you as PEP:	
(Add more rows if necessary)	
Is the beneficial owner a Person known to be close associate of a PEP ?	Yes / Not
If yes	
Name:	
Relationship:	
Date of birth:	
Place of birth:	
Nationality:	
Position that qualifies you as PEP:	
(Add more rows if necessary)	

(Add more tables if there are more than two Beneficial Owners)

Anexo M. Modelo de recolha de dados recebido das entidades mineiras — 2023

China Railway International Group Co., Ltd, R.P.

General information

Full name of the Entity: China Railway International Group Co., Ltd, R.P.

Contact information on responsible person, who signed this questionnaire (Full name, job title, contact number, e-mail): Fan Yixiao(Yanoy) Business manager; +670 76047473; yanoy.eoveo@gmail.com

Legal owner(s) of the entity: Wang Ligang

Contact address:AV,DE PORTUGAL, MARCONI, ZERO IV, FATUHADA, DOM ALEIXO, DILI, TIMOR-LESTE
(registered office for legal entities):

Auditor: PricewaterhouseCoopers

Link to the most recent audited financial statements (in case the Entity's financial statements is a public): n/a

Other information: n/a

Is the company publicly listed? If yes, what is the name of the stock exchange? No

If applicable, please share the link to the stock exchange filings where they are listed: N/A

Shareholder(s)	Government/private entity	% Interest
China Railway International Group Co., Ltd	State owned	100%

(RQ 5.0) Disclosure of number of employed persons, by gender, occupational level, company, project and between local and foreign nationals where available (if necessary include more forms)

Employees	Occupational level	Number of Employed Persons (*)	(*) Please allocate the number of employed persons into gender and between local and foreign					
			National		Foreign		Total	
			Male	Female	Male	Female	Male	Female
China Railway International Group Co., Ltd, R.P.	Management Staff	03	2	1	0	0	2	1
China Railway International Group Co., Ltd, R.P.	Other	100	78	22	0	0	78	22
Extracurve Entity C								
Extracurve Entity B								

(RQ 5.1) Disclosure of information on the gender pay gap, where available

(Please fill the information disaggregated by Extracurve Entity if applicable and only when relevant if necessary)

Gender	Average salary (in USD or in percentage)		
	Extracurve Entity A	Extracurve Entity B	Extracurve Entity C
Men	80.6%		
Women	8.4%		

0.004510120

New requirements of 2023 IITI Standard

(RQ 5.2) Disclosure of information on the number of women employed at different occupational levels

(Please fill the information disaggregated by Extracurve Entity if applicable and only when relevant if necessary)

Occupational level	Number of Workers (persons)		
	Extracurve Entity A	Extracurve Entity B	Extracurve Entity C
Technical	0		
Professionals	0		
Management Positions	4		

New requirements of 2023 IITI Standard

Management Sign Off

I, undersigned, for and on behalf of the reporting entity confirm that all information provided in the above declaration is accurate and reliable.

Name: FAN YIXIAO(Yanoy)

Position: Business manager

Signature:

Date: 17 September 2023

(RQ 2.5) Disclosure of information on the gender pay gap, where available.

Number of Beneficial Owner(s)	Name (s)	Are the BO(s) Political Exposed Person(s)?
Beneficial Owner number 1	China Railway International Group Co., Ltd.	No
Beneficial Owner number 2 (if necessary include more lines)		

In case reporting entity is a subsidiary of publicly listed companies, please disclose the name of the stock exchange and include a link to the stock exchange filings where they are listed to facilitate public access to their beneficial ownership information.

Owner(s) name (i.e. Publicly listed company)	% of shares	Name of the stock exchange and include a link to the stock exchange filings
China Railway International Group Co., Ltd.	100%	
(if necessary include more lines)		

For each Beneficial Owner complete the table below.

Beneficial Owner number 1 or, in its absence a Top Manager	Description
Full name	Wing Ligang
IR information	
Identification number	PE3306908
Identification Type	Passport
IR validity date	18-Feb-30
Issuance date of the IR	18-Feb-25
Information about how ownership is held or control over the company is exercised	
Number of shares	USD 100,000.00
% of shares	100%
% of direct control rights	100%
% of indirect control rights	N/A
Other	
Date when beneficial interest was acquired	
Date	27th October 2018
Means of contact	
	67875203555
General information	
Taxpayer identification number	N/A
Date of birth	6-Oct-85
Nationality as stated in the IR	China
Country of permanent residence	Timor Leste
Country of fiscal domicile	China & Timor Leste
Residential or service address	Seaview Apartment, Av. Portugal, Fatuhada, Dili
Public office position and title	Seaview Apartment, Av. Portugal, Fatuhada, Dili; Headquarter
Date when office was assumed	23-Aug-22
Date when office was left, if applicable	
Political Exposed Person(s)	
Is the beneficial owner a Politically Exposed Person (PEP)?	No
Is the beneficial owner a family member of a PEP?	No

Anexo N. Informações sobre a Política de Anticorrupção

Tipo	Entidade	Responsividade	Política de anticorrupção	Link
Operador	BU 12 Aust Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://sk-inc.com/en/m/esg/ethics.aspx#corruption-prevention-policy
Operador	BU 13 Aust Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://sk-inc.com/en/m/esg/ethics.aspx#corruption-prevention-policy
Operador	Carnarvon Petroleum Timor Unip Lda	Não responsivo	Sem resposta	
Operador	Eni JPDA 03-13 Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.eni.com/en-IT/governance/controls-and-risks/anti-corruption.html
Operador	Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.eni.com/en-IT/governance/controls-and-risks/anti-corruption.html
Operador	Eni JPDA 11-106 B.V.	Responsivo	Disponível ao público	https://www.eni.com/en-IT/governance/controls-and-risks/anti-corruption.html
Operador	Eni Timor Leste Spa Account	Responsivo	Disponível ao público	https://www.eni.com/en-IT/governance/controls-and-risks/anti-corruption.html
Operador	Finder Energy (ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)	Não responsivo	Sem resposta	
Operador	Inpex Sahul Ltd	Responsivo	Disponível ao público	Basic policies INPEX CORPORATION Adicionalmente, foi submetida uma política anticorrupção autónoma da INPEX no âmbito do pedido de submissão de dados da ITIE.
Operador	Inpex Timor Sea Ltd	Responsivo	Disponível ao público	Basic policies INPEX CORPORATION Adicionalmente, foi submetida uma política anticorrupção autónoma da INPEX no âmbito do pedido de submissão de dados da ITIE.
Operador	Offshore Services Australasia Pty Ltd	Não responsivo	Sem resposta	
Operador	Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.santos.com/wp-content/uploads/2022/06/SMS-POL-COC-PD02-Anti-Corruption-and-Sanctions-Compliance-Procedure.pdf
Operador	Santos NA (19-12) Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.santos.com/wp-content/uploads/2022/06/SMS-POL-COC-PD02-Anti-Corruption-and-Sanctions-Compliance-Procedure.pdf
Operador	Santos NA (19-13) Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.santos.com/wp-content/uploads/2022/06/SMS-POL-COC-PD02-Anti-Corruption-and-Sanctions-Compliance-Procedure.pdf

Tipo	Entidade	Responsividade	Política de anticorrupção	Link
Operador	Santos NA Bayu-Undan Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.santos.com/wp-content/uploads/2022/06/SMS-POL-COC-PD02-Anti-Corruption-and-Sanctions-Compliance-Procedure.pdf
Operador	Santos NA Emet Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.santos.com/wp-content/uploads/2022/06/SMS-POL-COC-PD02-Anti-Corruption-and-Sanctions-Compliance-Procedure.pdf
Operador	Santos NA Timor Leste Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.santos.com/wp-content/uploads/2022/06/SMS-POL-COC-PD02-Anti-Corruption-and-Sanctions-Compliance-Procedure.pdf
Operador	Santos NA Timor Sea Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.santos.com/wp-content/uploads/2022/06/SMS-POL-COC-PD02-Anti-Corruption-and-Sanctions-Compliance-Procedure.pdf
Operador	SundaGas Banda Unipessoal, Lda	Responsivo	Disponível ao público	Responsibility - Sunda Energy À data da elaboração do presente relatório, verificou-se uma dificuldade no descarregamento de documentos a partir do website da SundaGas. Entretanto, a SundaGas disponibilizou cópias físicas das políticas do grupo em matéria de Antissuborno e Corrupção (ABC) e de Prevenção do Branqueamento de Capitais (AML), de modo a assegurar o acesso à informação relevante.
Subcontratante	Tidewater Offshore Pty Ltd (Swire Pacific Offshore Pty Ltd)	Não responsivo	Sem resposta	
Subcontratante	Tidewater Onshore Operations Pte (Swire Pacific Pte Ltd)	Não responsivo	Sem resposta	
Operador	Timor Resources Pty Ltd	Responsivo	Disponível	As Diretrizes da Empresa em matéria de Antissuborno e Corrupção foram disponibilizadas no âmbito do pedido de submissão de dados da ITIE.
Operador	Tokyo Timor Sea Resources	Responsivo	Não disponível	A TTSR não dispõe de uma política independente que mencione explicitamente a anticorrupção. As políticas anticorrupção da JERA Australia e do Tokyo Gas Group (páginas 47–48) foram disponibilizadas por correio eletrónico.
Operador	Woodside Energy Pty Ltd (Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd)	Responsivo	Disponível ao público	https://www.woodside.com/docs/default-Fonte/about-us-documents/corporate-governance/woodside-policies-and-code-of-conduct/anti-bribery-and-corruption-policy.pdf?sfvrsn=601966b6_24
Operador	Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.woodside.com/docs/default-Fonte/about-us-documents/corporate-governance/woodside-policies-and-code-of-conduct/anti-bribery-and-corruption-policy.pdf?sfvrsn=601966b6_24
Subcontratante	Baker Hughes Australia PTY Limited	Responsivo	Sem resposta	-

Tipo	Entidade	Responsividade	Política de anticorrupção	Link
Subcontratante	Caltech Unipessoal Lda	Responsivo	Disponível	O Código de Conduta e as Diretrizes do Código de Ética da Caltech, que integram as políticas de anticorrupção e de antissuborno no âmbito deste enquadramento mais amplo, foram submetidos no âmbito do pedido de submissão de dados da ITIE.
Subcontratante	Cape Australia Onshore Pty Ltd	Não responsivo	Sem resposta	-
Subcontratante	Chandler Macleod Group Limited	Responsivo	Disponível	A Política de Antissuborno e Corrupção (ABC) da RGF Staffing APEJ foi submetida no âmbito do pedido de submissão de dados da ITIE.
Subcontratante	Clough Wood Pty Ltd	Responsivo	Não disponível	
Subcontratante	Compass Group (Australia) Pty Ltd	Não responsivo	Sem resposta	
Subcontratante	Haliburton Australia Pty Ltd	Responsivo	Disponível ao público	https://www.halliburton.com/en/sustainability/annual-sustainability-report/governance/anti-bribery-anti-corruption-and-fair-competition#:~:text=Employees%20must%20comply%20with%20the,%20legal%20and%20ethical%20manner
Subcontratante	Konnekto Unipessoal Lda	Não responsivo	Sem resposta	
Subcontratante	Kotug Maritime Services (Bayu Undan) P/L	Responsivo	Disponível	A Política Anticorrupção e de Ética Empresarial da Kontug foi submetida no âmbito do pedido de submissão de dados da ITIE.
Subcontratante	Laloran Marine Services	Responsivo	Sem resposta	-
Subcontratante	Schlumberger Australia P/L	Responsive	Disponível ao público	https://www.slb.com/about/who-we-are/our-code-of-conduct
Subcontratante	SGS AUSTRALIA PTY LTD	Não responsivo	Sem resposta	
Subcontratante	Weatherford Australia Pty limited	Responsivo	Disponível ao público	https://www.weatherford.com/about-us/policies/weatherford-code-of-business-conduct/
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Chuditch Unipessoal Lda	Não responsivo	Sem resposta	
\	Timor Gap Drilling	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Greater Sunrise 03-19	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Greater Sunrise 03-20	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Greater Sunrise RL	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Greater Sunrise RL2	Não responsivo	Sem resposta	

Tipo	Entidade	Responsividade	Política de anticorrupção	Link
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Offshore Block Unipessoal	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	Timor Gap Onshore Block Unip Lda	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Onshore Block Unip Lda	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP PSC 11-106 Unip Lda	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Pualaka Block Unip Lda	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Rarahana Unip Lda	Não responsivo	Sem resposta	
Subsidiárias de SOE	TIMOR GAP Seismic Services Lda	Não responsivo	Sem resposta	

Anexo O. Informação das Subsidiárias da Timor GAP

Subsidiária	Participação da TIMOR GAP, E.P. ⁷⁹	
	2023	2022
TIMOR GAP PSC 11-106, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP Oil & Gas Marine and Logistics, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP OFFSHORE BLOCK, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP ONSHORE BLOCK, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP ONSHORE BLOCK B, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP ONSHORE BLOCK C, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP Drilling & Services, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP Chuditch, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP GREATER SUNRISE RL2, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP GREATER SUNRISE RL, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP GREATER SUNRISE 03-19, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP GREATER SUNRISE 03-20, Unipessoal, Lda	100%	100%
South Horizon Offshore Services, Lda	100%	100%
TIMOR GAP Seismic Services, Unipessoal, Lda	60%	60%
TIMOR GAP Pualaca, Unipessoal, Lda	100%	100%
TIMOR GAP Rarahana Block, Unipessoal, Lda	100%	100%

Associado	Participação da TIMOR GAP, E.P.	
	2023	2022
Weststar-GAP Aviation, Unipessoal, Lda	45%	45%

⁷⁹ Fonte: Relatório Anual da Timor GAP 2023. página 112 [Timor Gap Annual Report.pdf](#)

Anexo P. Informação sobre a realização de auditoria financeira externa nas Empresas

N.º	Operador/ Subcontratados	Nome completo da entidade apresentado no template	Demonstrações financeiras recebidas	Relatório de auditoria externa incorporado	Referência às Demonstrações Financeiras e ao Relatório e Opinião de Auditoria de 2023	Observações
1	Operador	BU12 Australia Pty Ltd	Não	Não		
2	Operador	BU13 Australia Pty Ltd	Não	Não		
3	Operador	ENI JPDA 03-13 Ltd	Sim	Sim	Demonstrações Financeiras recebidas por e-mail.	
4	Operador	ENI JPDA 06-105 PTY LTD	Sim	Sim	Demonstrações Financeiras recebidas por e-mail.	
5	Operador	ENI TIMOR 22-23 BV	Não aplicável	Não aplicável		Devido à ausência de atividade durante 2023
6	Operador	ENI Timor-Leste S.P.A	Sim	Sim	Demonstrações Financeiras recebidas por e-mail.	
7	Operador	Inpex Sahul Ltd	Sim	Sim	Demonstrações Financeiras recebidas por e-mail.	
8	Operador	Inpex Timor Sea Ltd	Sim	Sim	Demonstrações Financeiras recebidas por e-mail.	
9	Operador	Timor Resources Pty Ltd	Sim	Não		Principais itens recebidos (Balanço) sem evidência de auditoria
10	Operador	Tokyo Timor Sea Resources Pty Ltd	Sim	Sim	FY23 TTSRPL Annual report.pdf	
11	Operador	SundaGas Banda Unip Ltd	Sim	Não	Demonstrações Financeiras recebidas por e-mail.	Principais itens recebidos (Balanço, Demonstração de Resultados) sem evidência de auditoria
12	Operador	Santos NA (19-12) Pty Ltd	Sim	Sim	Annual-Report-2023.pdf	As demonstrações financeiras individuais não estão disponíveis; apenas foram fornecidas demonstrações financeiras consolidadas
13	Operador	Santos NA (19-13) Pty Ltd	Sim	Sim	Annual-Report-2023.pdf	
14	Operador	Santos NA Timor Sea	Sim	Sim	Annual-Report-2023.pdf	
15	Operador	Sanots NA Emet	Sim	Sim	Annual-Report-2023.pdf	
16	Operador	Santos NA Bayu Undan	Sim	Sim	Annual-Report-2023.pdf	
17	Operador	Santos (JPDA 91-12) Pty Ltd	Sim	Sim	Annual-Report-2023.pdf	
18	Subcontratados	Timor Gap Drilling Unip Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
19	Operador	Timor Gap Rarahana Unip Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
20	Subcontratados	Timor Gap Seismic Services Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	

N.º	Operador/ Subcontratados	Nome completo da entidade apresentado no template	Demonstrações financeiras recebidas	Relatório de auditoria externa incorporado	Referência às Demonstrações Financeiras e ao Relatório e Opinião de Auditoria de 2023	Observações
21	Operador	Timor Gap G RL 2 Unip Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
22	Operador	Timor Gap G S 03-20 Unip Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
23	Operador	Timor Gap Chudith Unip Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
24	Operador	Timor Gap Greater 03-19 Unip Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
25	Operador	Timor Gap Greater Sunrise RL Unip.Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
26	Operador	Timor Gap Offshore Block Unipessoal	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
27	Operador	Timor Gap Onshore Block C Unip Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
28	Operador	Timor Gap Onshore Block Unip Lda	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
29	Operador	Timor Gap PSC 11-106 Unip Ld	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
30	Operador	Timor Gap Pualaca Block Unipessoal	Sim	Sim	https://www.timorgap.com/wp-content/uploads/2024/11/AR23_English_Final_Webpost.pdf	
31	Operador	Woodside Petroleum (Timor Sea 19) Pty Ltd	Sim	Sim	https://www.woodside.com/docs/default-source/investor-documents/major-reports-(static-pdfs)/2023-annual-report/2023-annual-report.pdf?sfvrsn=964007ef_17	
32	Operador	Woodside Petroleum (Timor Sea 20) Pty Ltd	Sim	Sim	https://www.woodside.com/docs/default-source/investor-documents/major-reports-(static-pdfs)/2023-annual-report/2023-annual-report.pdf?sfvrsn=964007ef_17	
33	Operador	Carnarvon Petroleum Timor,Unipessoal.Lda	Não responsivo	Não responsivo		
34	Subcontratados	Tidewater Offshore Pty Ltd	Não responsivo	Não responsivo		

N.º	Operador/ Subcontratados	Nome completo da entidade apresentado no template	Demonstrações financeiras recebidas	Relatório de auditoria externa incorporado	Referência às Demonstrações Financeiras e ao Relatório e Opinião de Auditoria de 2023	Observações
35	Subcontratados	Tidewater Onshore Operations Pte	Não responsivo	Não responsivo		
36	Operador	Finder Energy (ENI JPDA 11-106 BV BRANCH)	Não responsivo	Não responsivo		
37	Subcontratados	Caltech Unipessoal	Sim	Não	Demonstrações Financeiras não auditadas recebidas por e-mail	
38	Subcontratados	Laloran Marine Services	Não	Não		
39	Subcontratados	Baker Hughes Australia PTY Limited	Não	Não		
40	Subcontratados	Chandler Macleod Group Limited	Sim	Não	Demonstrações Financeiras não auditadas recebidas por e-mail	
41	Subcontratados	Kotug Maritime Services	Sim	Sim	Demonstrações Financeiras recebidas por e-mail.	
42	Subcontratados	Schlumberger Australia Pty Ltd	Não	Não	A SAPL Timor-Leste Branch não possui demonstrações financeiras auditada	
43	Subcontratados	Weatherford Australia Pty Ltd	Sim	Sim	Demonstrações Financeiras recebidas por e-mail.	
44	Subcontratados	Haliburton Australia Pty Ltd	Sim	Não aplicável	A Halliburton Australia Pty Ltd é uma entidade não residente com estabelecimento permanente em Timor-Leste e não prepara demonstrações financeiras auditadas para as operações em Timor-Leste	Principais itens recebidos (Balanço) sem evidência de auditoria
45	Subcontratados	Santos NA Timor-Leste Pty Ltd	Sim	Sim	Annual-Report-2023.pdf	As demonstrações financeiras individuais não estão disponíveis; apenas foram fornecidas demonstrações financeiras consolidadas
46	Subcontratados	Offshore Services Australasia Pty Ltd	Não responsivo	Não responsivo		
47	Subcontratados	Clough Wood Pty Ltd	No	No		
48	Subcontratados	Compass Group (Australia) Pty Ltd	Não responsivo	Não responsivo		
49	Subcontratados	Cape Australia Offshore Pty Ltd (Altrad Services Pty Ltd)	Não	Não		
50	Subcontratados	SGS Australia Pty Ltd	Não responsivo	Não responsivo		
51	Subcontratados	Konnekto Unipessoal Lda	Não responsivo	Não responsivo		