CIP

CENTRO DE INTEGRIDADE PÚBLICA

Advocacia - Transparência - Integridade

TRANSPARÊNCIA E INTEGRIDADE NO SECTOR PÚBLICO

Indústria Extractiva

Edição Nº 04 | 08 de Abril de 2025 | Distribuição Gratuita | www.cipmoz.org

ATRASOS NAS AUDITORIAS DOS CUSTOS DO GÁS PODEM SANGRAR OS COFRES DO ESTADO

- Mais de 13,93 Biliões de Meticais podem ser Perdidos Devido a Atrasos na Auditoria dos Custos Recuperáveis

Por: Rui Mate

1. Introdução

Numa altura em que o Estado moçambicano enfrenta sérias pressões fiscais e escassez de reservas em moeda estrangeira[1] para responder a obrigações de curto prazo, agravadas pelo elevado nível da dívida pública[2] e déficits fiscais persistentes, surge um novo alerta: O Governo pode perder mais de USD 217,6 milhões[3] devido à falta de certificação atempada dos custos recuperáveis declarados pelas concessionárias dos projectos de gás.

Embora o Instituto Nacional de Petróleo (INP) afirme que todos os relatórios de auditorias realizadas até 2023 estão disponíveis no site institucional, excepto os de 2024 que ainda estão em processo de conclusão, a consulta ao site, no dia 2 de Abril de 2025, revelou que os últimos relatórios publicados são referentes ao ano de 2019. Essa lacuna de quatro anos entre as auditorias declaradas e as efectivamente disponibilizadas levanta sérias preocupações sobre a transparência e a capacidade do Estado de monitorar adequadamente os custos recuperáveis reportados pelas concessionárias.[4]

Esta perda potencial ocorre num momento crítico. O país precisa desesperadamente de receitas[5] para mitigar os efeitos da crise política, económica e social, de honrar compromissos com fornecedores e de garantir salários no sector público. Sem medidas urgentes, o risco de agravamento das dificuldades fiscais pode comprometer o desenvolvimento de um dos sectores mais promissores para o futuro do país, reduzindo as perspectivas de crescimento sustentável e afectando negativamente a estabilidade económica.

Nos casos em que o Governo moçambicano não audite as contas das concessionárias dentro dos prazos fixados, ou audite e no relatório não indique expressamente a reclamação sobre qualquer custo não recuperável, ou realize a auditoria e não emita o relatório, os contratos preveem que os custos do ano civil que não foram auditados sejam considerados como aceites para efeitos de recuperação, sem nenhuma contestação do Governo.[6] Esta omissão do Governo, através do INP, representa um risco significativo para a arrecadação de receitas. Permite que as próprias empresas elaborem os relatórios que serão automaticamente validados.

1 RTP (2024, 25 de Julho). Empresários moçambicanos pedem redução das reservas obrigatórias face à falta de divisas. Disponível em: https://www.rtp.pt/noticias/economia/empresarios-mocambicanos-pedem-reducao-das-reservas-obrigatorias-face-a-falta-de-divisas_n1588603. Acesso a 06/03/2025

2 Diário Económico (2024, 15 de Outubro). *MEF: "Dívida Interna Pode Ultrapassar 1,4 MM$ em 2025"*. Disponível em: https://www.diarioeconomico.co.mz/2024/10/15/economia/mef-divida-interna-pode-ultrapassar-14-mm-em-2025/. Acessado a 10/03/2025.

3 13,93 biliões de meticias ao cambio de 64 MT/USD

4 Ver anexo 1

5 O. Económico (2025, 21 de Janeiro). *Estado perde 658 milhões de dólares em receitas devido às manifestações violentas*. Disponível no site: https://www.oeconomico.com/estado-perde-658-milhoes-de-dolares-em-receitas-devido-as-manifestacoes-violentas/. Acesso 20/03/2025

6 Ver alínea c), número 1.5, da Secção 1 (Disposições Gerais), do Anexo C (Procedimentos Contabilísticos e Financeiros do Contrato) do Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção entre o Governo de Moçambique e Anadarko Moçambique Área 1 Limitada e Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P., assinado em 20 de dezembro de 2006, para a Área 1 "Offshore" do Bloco do Rovuma, República de Moçambique.

* Em caso de dúvidas, sugestões e questões relacionadas a esta nota, contacte: **rui.mate@cipmoz.org**

Os contratos de partilha de produção (CPP) permitem que empresas deduzam custos incorridos durante as fases de pesquisa, desenvolvimento e produção, antes de repartirem os lucros com o Estado[7]. Em Moçambique, o Instituto Nacional de Petróleos (INP) é responsável pela certificação desses custos. Deve realizar auditorias dentro de um prazo legal de 3 anos após a sua submissão[8]. Contudo, adendas aos contratos, como os da Mozambique Rovuma Venture S.p.A. (MRV) e da TotalEnergies, alargaram esse prazo para cinco anos[9]. A certificação atempada é essencial para garantir que os impostos pagos ao Estado sejam adequados, especialmente porque os impostos são autoliquidados pelas empresas.[10]

Moçambique possui uma variedade de contratos no sector de hidrocarbonetos, incluindo CPP, Acordos de Produção de Petróleo (APP) e Contratos de Concessão de Pesquisa e Produção.[11] Cada tipo de contrato apresenta particularidades e riscos específicos.

Este texto analisa os impactos da não certificação atempada dos custos recuperáveis nos CPP em Moçambique, estimando perdas potenciais para o Estado e identificando riscos associados, como flutuações cambiais, paralisação de projectos e passivos ambientais.

1.1 Metodologia

A análise baseia-se em dados do Tribunal Administrativo (TA), relatórios de auditoria do Instituto Nacional de Petróleo (INP) e literatura internacional sobre certificação de custos em recursos naturais. A colecta de dados foi realizada até 2019, através dos últimos relatórios disponíveis no site do INP. A ausência de relatórios mais recentes compromete a avaliação dos riscos fiscais associados aos custos recuperáveis reportados após 2019.

A metodologia adoptada envolve três etapas principais:

1. Colecta e análise de dados oficiais - foram colectados e analisados os dados do Relatório e Parecer sobre a Conta Geral do Estado (RPCGE) de 2022, elaborado pelo Tribunal Administrativo, bem como os relatórios de auditoria do INP até 2019, os últimos disponíveis publicamente;
2. Estimativa de perdas fiscais - para estimar as perdas fiscais associadas aos custos recuperáveis não auditados dentro do prazo legal, foi utilizada a taxa média de rejeição de custos auditados até 2019 (3,7%), aplicada aos custos reportados e já fora do prazo legal de certificação por parte do INP. A seguir, aplicou-se a taxa de 32% do Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC) para calcular o impacto fiscal dessas possíveis rejeições. O estudo considera, também, a influência das flutuações cambiais sobre esses custos, avaliando o seu impacto na arrecadação fiscal; e
3. Comparação internacional dos desafios enfrentados por Moçambique na certificação de custos com três países, nomeadamente o Brasil, a Nigéria e a Noruega. A escolha desses países baseia-se nas seguintes razões:

a) o Brasil apresenta um modelo híbrido de concessões e partilha de produção com experiência na implementação de mecanismos de ajuste cambial e auditoria de custos no sector de petróleo e gás;
b) a Nigéria enfrenta desafios semelhantes aos de Moçambique, incluindo atrasos na certificação de custos, riscos de corrupção e impactos da instabilidade política sobre a arrecadação fiscal; e
c) a Noruega é referência global em governação transparente e gestão eficiente dos recursos naturais, com um modelo de certificação de custos que equilibra rigor técnico e transparência.

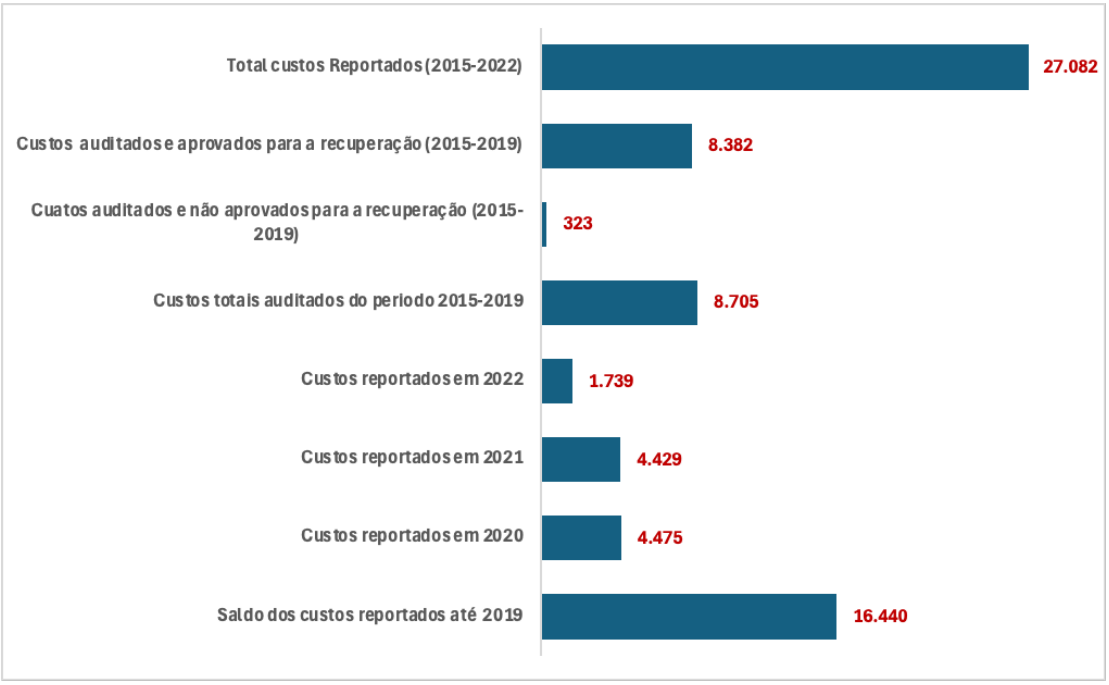
7 ANP (2007). *Modelos De Contratos Para Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural: Uma Análise Crítica Da Experiência Brasileira E De Alguns Países Selecionados*. Disponivel no site: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/mceppgn/nota-tecnica-21-2007.pdf. Acesso a 10/03/2025
8 TA (2023). *Relatório e Parecer sobre a Conta Geral do Estado – Capítulo 05 – Indústrias Extractivas.*
9 Idem.
10 FMI (2007). *Guide on resource revenue transparency/Fiscal Affairs Dept.,*International Monetary Fund—[Washington, D.C.]: International Monetary Fund, 2007. bibliographical references. ISBN 978-1-58906-463-8. Disponível no site: https://elibrary.imf.org/view/IMF007/27434-9781498333580/27434-9781498333580/27434-9781498333580_A001.xml. Acesso a 13/03/2025
11 INP (2025, 20 de Março). *Projectos em Vigor*. Disponível no site: https://www.inp.gov.mz/projectos/. Acesso a 23/03/2025

2. Análise das Perdas de Receita Fiscais Associadas a Atrasos na Certificação de Custos

2.1 Custos Reportados e Não Auditados

O Relatório e Parecer sobre a Conta Geral do Estado (RPCGE), de 2022, revelou que, até 31 de Dezembro de 2022, os saldos de custos recuperáveis não actualizados totalizavam USD 27,08 biliões. Os dados indicam que até 2022 apenas 32% dos custos reportados foram auditados, restando 68% sem verificação. A taxa média de rejeição dos custos auditados foi de 3,7%[12], resultando em USD 322,7 milhões não aprovados para recuperação. Ver gráfico nº1 abaixo:

Gráfico 1: Síntese dos custos recuperáveis submetidos a auditoria até 31/12/2022 (valores em milhões de USD)

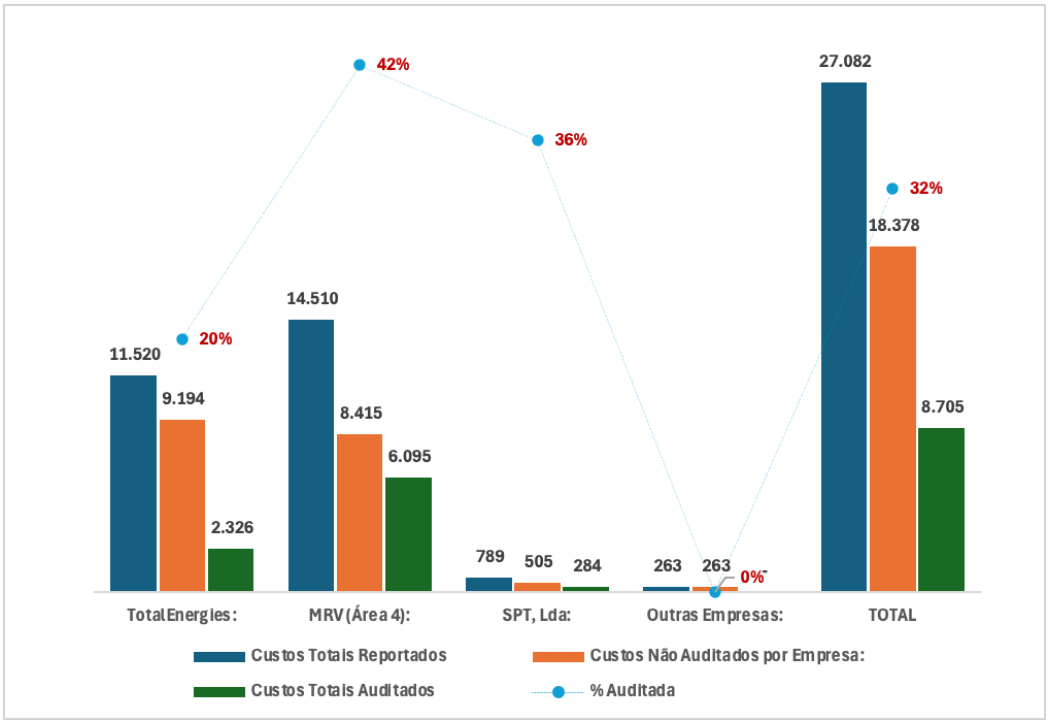


Fonte: Construído com base nos dados do RPCGE de 2022

Em relação ao total reportado, a MRV (Área 4) representa 53,6% (USD 14,51 biliões), seguida pela TotalEnergies`, com 42,5% (USD 11,52 biliões), e pela SPT, Lda, com 2,9% (USD 789,2 milhões). Outras empresas somam 1% (USD 263,5 milhões). A MRV e a TotalEnergies também se destacam pelos maiores valores auditados, com 42% e 20% de seus custos totais analisados, respectivamente. Ver gráfico nº2 abaixo:

12 A taxa de rejeição refere-se à proporção dos custos reportados pelas empresas concessionárias que são considerados inelegíveis ou não aprovados para recuperação após auditoria pelo Instituto Nacional de Petróleos. Esses custos são rejeitados por não estarem em conformidade com os termos contratuais ou regulatórios, como despesas não autorizadas, excessivas ou mal documentadas. No presente estudo, adoptou-se uma taxa média de rejeição de 3,7% , com base em dados históricos de auditorias realizadas até 2022.

Gráfico 2: Custos recuperáveis por empresa e situação em relação a auditoria até 31/12/2022 (valores em milhões de USD)



Fonte: Construído com base nos dados do RPCGE de 2022

2.2 Estimativas de Perdas Fiscais

As receitas fiscais do Estado dependem directamente da precisão e tempestividade da certificação de custos. Atrasos ou falhas nesse processo podem resultar em: *1)* receitas subestimadas, devido a custos excessivos ou inelegíveis que reduzem a base tributável; *2)* perdas acumuladas, devido a custos fora do prazo legal que são perdidos permanentemente comprometendo o fluxo de caixa do Estado. Um estudo realizado pela OXFAM (2018), sobre auditorias governamentais de custos de projectos de petróleo e gás para maximizar a arrecadação de receitas, revelou que atrasos na auditoria de custos levaram a perda de receitas fiscais estimadas em USD 63,5 milhões, no Congo, e USD 24 milhões, no Uganda.[13]

Considerando os dados do RPCGE de 2022 e o último relatório disponível de auditoria do INP, de 2019, verifica-se que, por um lado, os custos reportados até 2019 e não auditados até 2024 estão fora do prazo legal de certificação, de cinco anos. Por outro lado, os custos reportados entre 2020 e 2022 estão dentro do prazo legal. A tabela nº1 resume a distribuição dos custos reportados pelas empresas:

13 OXFAM (2018). Examining the Crude DetailsGovernment Audits of Oil & Gas Project Costs to Maximize Revenue Collection. Published by Oxfam GB for Oxfam International under, ISBN 978-1-78748-359-0 in November 2018. DOI: 10.21201/2018.3590. Oxfam GB, Oxfam House, John Smith Drive, Cowley, Oxford, OX4 2JY, UK. Disponível no site: https://oxfamilibrary.openrepository.com/bitstream/handle/10546/620595/bp-examining-the-crude-details-131118-en.pdf. Acesso a 13/03/2025

Tabela nº1: Relação de Custos Reportados pelas Empresas Extractivas para efeitos de Auditoria no INP até 2022

Empresa	Custos Totais reportados (USD Milhões)	Custos Auditados (%)	Custos Não Auditados (%)	Prazo Legal Expira
MRV	14.510	42%	58%	Sim (pré-2020)[14]
TotalEnergies	11.520	20%	80%	Sim (pré-2020)
SPT, Lda	789	36%	64%	Não (2020-2022)
Outras Empresas	263	0%	100%	Não (2020-2022)
TOTAL	**27.082**	**32%**	**68%**	

Fonte: Construído pelo autor com base nos dados do RPCGE (2022)

Considerando que os custos reportados e não auditados até 2019 estão fora do prazo legal de certificação (cinco anos), podemos estimar que a perda definitiva de receitas fiscais seria de aproximadamente USD 91,6 milhões e, para os custos dentro do prazo, caso não sejam certificados dentro dos respectivos prazos legais, a perda definitiva poderá ser de aproximadamente USD 125,6 milhões. Isto pode totalizar uma perda global para o Estado de USD 217,6 milhões. Ver tabela abaixo:

Tabela no2: Perdas Fiscais Estimadas Devido a não Certificação de Custos Dentro dos Prazos Legais (2019-2027)

Ano	Custos Reportados (USD Milhões) A	Custos Inelegíveis (3,7%) B = A*3,7%	Perda Fiscal (IRPC 32%) C = B*32%
Até 2019 (prazo até 2024)[15]	7.735	286,20	91,6
2020 (prazo até 2025)	4.475	165,58	53,0
2021 (prazo até 2026)	4.429	163,87	52,4
2022 (prazo até 2027)	1.739	64,34	20,6
Total	**18.378**	**679,99**	**217,6**

Fonte: Construído pelo autor com base nos dados do RPCGE (2022)

Pode-se ver, pela tabela, que o maior risco está nos custos de 2020 e 2021, que somam USD 105 milhões de possíveis perdas fiscais e que precisam de ser auditados até 2025 e 2026, respectivamente. O custo de 2022 representa um risco menor, mas ainda assim pode gerar uma perda de USD 20,6 milhões, até 2027. Estes dados chamam atenção para que se acelere a auditoria e a certificação desses custos para evitar perdas fiscais significativas.

Para além das perdas fiscais acima apresentadas, a falta de auditorias pode comprometer a capacidade do Estado de corrigir distorções dentro do prazo legal. Além disso, a autoliquidação dos impostos pelas empresas reforça a necessidade de um sistema de verificação rigoroso. O último relatório de auditoria disponível ainda é referente a 2019, o que levanta preocupações sobre a transparência e o cumprimento das normas de auditoria.

O relatório de 2023, sobre a transparência fiscal em África, indica que países com baixa transparência podem perder receitas fiscais entre 5% e 19% do PIB.[16]

14 Significa que todos os custos dessa categoria já ultrapassaram o limite legal de 5 anos, e há risco de não serem mais auditáveis
15 Referem-se aos custos não auditados até 2024 e neste caso fora do prazo de certificação, calculados com base na diferença entre os custos reportados até 2019: USD 16,44 biliões - custos auditados até 2019: USD 8,71 biliões que resulta em USD 7,73 biliões.
16 AfdB (2023, 7 de Julho). *Tax Transparency in Africa 2023 - Africa Initiative Progress Report.* Disponível no site: https://www.afdb.org/en/documents/tax-transparency-africa-2023-africa-initiative-progress-report. Acesso a 13/03/2025

3. Outros Riscos Associados aos Custos Recuperáveis

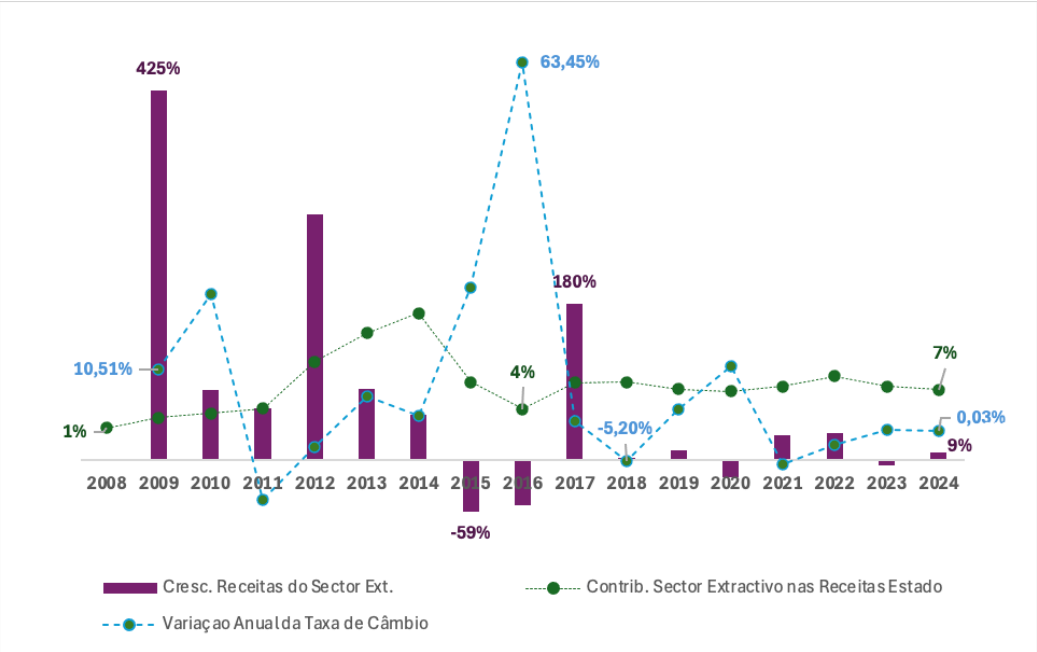
Os custos recuperáveis declarados pelas empresas no sector extractivo desempenham um papel central na determinação das receitas fiscais do Estado, conforme mostrado anteriormente. No entanto, esses custos estão expostos a uma série de riscos, caso não sejam certificados dentro do prazo legal, impactando negativamente as finanças públicas. Esta secção aborda três principais riscos associados aos custos recuperáveis: *(1)* flutuações cambiais; *(2)* paralisação de projectos; e *(3)* passivos ambientais.

3.1 Flutuações Cambiais

A taxa de câmbio entre o Metical (MZM) e o Dólar Americano (USD) tem um impacto directo nos custos recuperáveis, uma vez que grande parte dos investimentos e operações no sector extractivo é denominada em USD.[17] Uma depreciação do MZM aumenta o valor equivalente dos custos recuperáveis em meticais, ampliando o impacto fiscal. Neste sentido, se os custos não forem auditados atempadamente, as variações cambiais podem distorcer ainda mais os valores recuperáveis.[18]

Entre 2008 e 2024, a taxa de câmbio MZM/USD apresentou uma tendência geral de depreciação, com aumentos significativos observados entre 2015 e 2016 (de 38,28 para 62,57) e estabilização posterior. No mesmo período, a contribuição do sector extractivo cresceu consistentemente, excepto em anos de forte volatilidade cambial (como 2015 e 2016), quando houve quedas significativas. Ver gráfico nº3 abaixo:

Gráfico 3: Contribuição do Sector Extractivo nas Receitas do Estado vs Taxa de Cambio (2008-2024)



Fonte: Construção do autor com base em dados do Banco de Moçambique (2025), Relatórios da ITIE

Pode-se ler, no gráfico acima que, entre 2009 e 2014, as receitas cresceram rapidamente, com picos de 425%, em 2009, e 282%, em 2012. Esse crescimento coincide com períodos de aumento gradual ou moderado na taxa de câmbio. Entre 2015 e 2016, as receitas caíram drasticamente (-59%, em 2015, e -52%, em 2016), coincidindo com aumentos expressivos na taxa de câmbio (+24,73%, em 2015, e +63,45%, em 2016). Esse comportamento sugere que factores como preços internacionais de *commodities* ou problemas operacionais podem ter dominado os efeitos positivos da depreciação cambial. Entre 2017 e 2024, as receitas do sector extractivo voltaram a crescer, mas em taxas mais modestas (por exemplo, 28%, em 2021, e 9%, em 2024). Essa recuperação ocorreu durante um período de estabilização cambial, indicando que o sector ajustou os seus custos e operações às condições cambiais. A contribuição percentual do sector extractivo nas receitas do Estado seguiu um padrão semelhante ao das receitas do sector.

17 ANP (2007). *Modelos De Contratos Para Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural: Uma Análise Crítica Da Experiência Brasileira E De Alguns Países Selecionados*. Disponivel no site: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/mceppgn/nota-tecnica-21-2007.pdf. Acesso a 10/03/2025
18 Idem

O cenário acima descrito indica que, quando o MZM se deprecia, as receitas fiscais do Estado em MZM aumentam nominalmente, mas perdem poder de compra em termos reais. Além disso, os custos recuperáveis das empresas, uma vez que são reportados em USD, também aumentam em MZM, reduzindo a base tributável efectiva. Uma apreciação do MZM pode resultar em menores receitas fiscais em MZM, mas beneficia o Estado ao reduzir os custos recuperáveis em MZM, para além de contribuir para a redução dos níveis gerais de preços e para o aumento do poder de compra da população.

3.2 Estimativa de Impacto

A análise dos dados sobre os custos recuperáveis em relação à flutuação cambial revela que, entre 2020 e 2019, as variações cambiais positivas aumentaram os custos recuperáveis em mais de USD 1,1 bilião (USD 613,43 milhões em 2019 e USD 495,06 milhões em 2020). Nos anos seguintes (2021 e 2022), a apreciação do metical (-5,76% em 2021 e -2,47% em 2022) resultou em uma redução dos custos recuperáveis, com um impacto negativo total de USD 298,02 milhões nesses dois anos. Ver tabela nº3 abaixo.

Tabela 3: Perdas Fiscais Estimadas Devido a não Certificação de Custos Dentro dos Prazos Legais (2019-2027)

Ano	Custos Reportados (USD Milhões)	Variação Cambial	Acréscimo nos custos recuperáveis (USD)	Custos inelegíveis (USD))	Perdas fiscais (USD)
	A	B	C= A*B	D=C*3,7%	E=D*32%
Até 2019	16.440	3,73%	613,43	22,70	7,26
2020	4.475	11,06%	495,06	18,32	5,86
2021	4.429	-5,76%	(254,99)	(9,43)	(3,02)
2022	1.739	-2,47%	(43,03)	(1,59)	(0,51)
Total	**27.082**	**0,07**	**810,47**	**29,99**	**9,60**

Fonte: Construído pelo autor com base nos dados do RPCGE (2022)

A aplicação da taxa média de rejeição de custos (3,7%) resulta num total de USD 29,99 milhões de custos inelegíveis, devido ao impacto cambial, que se reflectem na previsão de perdas fiscais associadas aos custos inelegíveis de USD 7,26 milhões, em 2019, e USD 5,86 milhões, em 2020, e no aumento de custos sujeitos a auditoria devido à flutuação cambial. Já em 2021 e 2022, os ganhos fiscais somaram USD 3,53 milhões. A apreciação cambial reduziu os custos recuperáveis e, consequentemente, a base de dedução do IRPC. No agregado, a oscilação cambial gerou uma estimativa de USD 9,6 milhões de perdas fiscais líquidas para o Estado, indicando que períodos de depreciação da moeda aumentam a pressão sobre as finanças públicas devido à ampliação dos custos recuperáveis.

Esta análise demostra que a volatilidade cambial tem um efeito directo sobre os montantes dedutíveis no sector extractivo, influenciando as receitas fiscais do Estado. Essa dinâmica ressalta a necessidade de mecanismos de *hedging c*ambial[19] ou de auditorias mais rigorosas para minimizar os impactos negativos sobre a arrecadação pública. Além disso, ajustes nos contratos de partilha de produção podem ser considerados para mitigar riscos de ampliação indevida dos custos recuperáveis.

Smith & Johnson (2019), em seu estudo sobre Riscos Macroeconómicos em Contratos de Partilha de Produção, destacam que a falta de mecanismos de ajuste cambial pode levar a distorções significativas nas receitas fiscais, especialmente em economias emergentes. Um estudo realizado para Nigéria demonstrou que as falhas na auditoria de custos durante períodos de alta volatilidade cambial levaram a perdas fiscais significativas[20]. No Brasil, para minimizar as flutuações cambiais, a Petrobras adoptou um modelo de concessões que inclui cláusulas rigorosas para ajustes cambiais, mitigando distorções.[21]

19 Os mecanismos de hedging cambial são estratégias financeiras utilizadas para proteger empresas e governos contra perdas decorrentes de flutuações na taxa de câmbio. No contexto dos custos recuperáveis no sector extractivo, essas oscilações podem aumentar artificialmente os valores dedutíveis, reduzindo a arrecadação fiscal do Estado.

20 African Development Bank (2018): Challenges in Cost Recovery Mechanisms in Oil and Gas Contracts.

21 ANP (2007). *Modelos de Contratos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural: Uma Análise Crítica da Experiência Brasileira e de Alguns Países Selecionados*. Disponivel no site: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/mceppgn/nota-tecnica-21-2007.pdf. Acesso a 10/03/2025

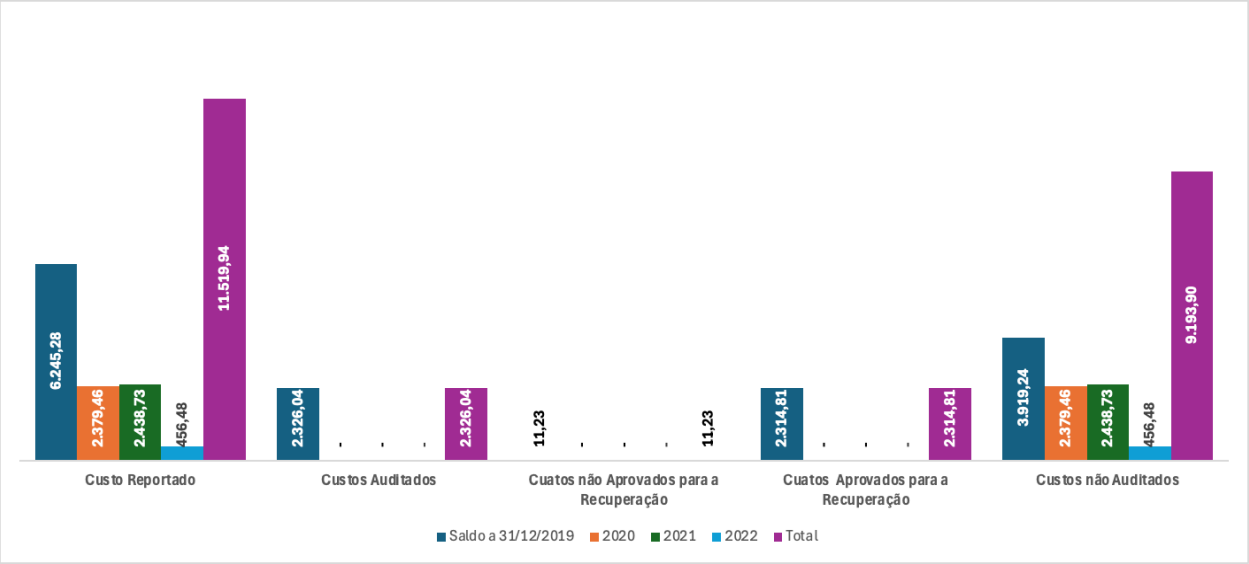
3.3 Paralisação de Projectos

A paralisação de projectos no sector extractivo pode resultar em perdas fiscais significativas para Moçambique, afectando a arrecadação de *royalties*, impostos sobre lucros e participações especiais. Os custos relacionados à suspensão temporária de actividades podem representar uma percentagem significativa dos custos totais recuperáveis, levando a uma perda potencial de receitas fiscais.

A interrupção temporária de operações no sector extractivo para além de afectar as empresas directamente envolvidas pode acarretar prejuízos financeiros substanciais à economia local. Em 2021, a suspensão das actividades do projecto Mozambique LNG, liderado pela TotalEnergies, resultou em perdas estimadas de cerca de USD 148,11 milhões de dólares para as empresas nacionais envolvidas.[22] Na altura, o FMI indicou que a TotalEnergies pode ser forçada a declarar a dívida de Moçambique insustentável uma vez que esta paralisação levou a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) a acumular uma dívida externa equivalente a 18,6% do PIB o que, aliado aos persistentes défices orçamentais, mantém o rácio da dívida pública sobre o PIB perto dos 100%.[23]

A TotalEnergies interrompeu as suas actividades em Cabo Delgado em 2021, devido à insegurança. A situação pode ter gerado incertezas sobre a classificação dos seus custos recuperáveis. O RPCGE de 2022 mostra que, dos USD 11,52 biliões declarados pela empresa até aquele ano, apenas uma parte foi auditada (20%). A queda abrupta nos custos reportados em 2022 coincide com a paralisação do projecto, reforçando a relação entre a suspensão de operações e perdas fiscais. Em 2021, a TotalEnergies declarou USD 2,5 biliões e em 2022 cerca de USD 558,7 milhões, isto é, uma queda de 77%. Ver gráfico nº 4 abaixo:

Gráfico nº4: Distribuição dos Custos Recuperáveis da TotalEnergies por Ano (2019-2022)



Fonte: Construção do autor com base nos dados do RPCGE (2022)

No entanto, a interrupção das actividades gera custos adicionais que podem ser indevidamente incluídos nos custos recuperáveis, impactando a participação do Estado nos lucros. Entre os principais custos associados à paralisação, destaca-se a manutenção de operações (salários de pessoal, segurança e conservação de equipamentos) e reinício das actividades (custos logísticos e administrativos para retomar a exploração).

A paralisação de projectos extractivos não é um fenómeno exclusivo de Moçambique. A insurgência no Delta do Níger, especialmente devido às acções de grupos como o Movimento para a Emancipação do Delta do Níger (MEND) e os Vingadores do Delta do Níger, resultou na suspensão de vários projectos petrolíferos, causando perdas fiscais significativas para a Nigéria. Entre 2006 e 2008, os ataques desses grupos reduziram a produção de petróleo do país em aproximadamente um terço, passando de 2,6 milhões de barris por dia, em 2005, para

22 Evidencias (2021, 7 de Maio). *Mais prejuízos financeiros para as empresas com a suspensão da Total.* Disponível no site: https://evidencias.co.mz/2021/05/07/mais-prejuizos-financeiros-para-as-empresas-com-a-suspensao-da-total/?utm_source=chatgpt.com. Acesso a 14/03/2025

23 Diario Economico (2025, 22 de Fevereiro). *Capital Economics: Atrasos Nos Projectos de Gás Aumentam Possibilidade de 'Default' em Moçambique.* Disponível no site: https://www.diarioeconomico.co.mz/2025/02/22/oilgas/capital-economics-atraso-nos-projectos-de-gas-aumentam-possibilidade-de-default-em-mocambique/. Acesso a 14/03/2025

cerca de 1,8 milhão de barris por dia em 2008.[24] A Iniciativa de Transparência da Indústria Extractiva da Nigéria indica que entre 2009 e 2020 mais de USD 46 milhões foram perdidos devido a esse fenómeno.[25]

3.3.1 Passivos Ambientais

Os passivos ambientais referem-se aos custos associados à mitigação dos impactos causados pelas actividades de exploração e produção de gás e petróleo. Esses custos incluem a remediação de áreas degradadas, compensações socioambientais e investimentos em tecnologias para a redução de danos ambientais. A falta de auditorias eficazes pode resultar na incorrecta classificação desses custos como recuperáveis, reduzindo artificialmente a receita do Estado e aumentando a probabilidade de que, no futuro, o Governo tenha de arcar com potenciais custos de remediação.

Uma análise da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Brasil, baseada em 12 projectos típicos de exploração e produção, estimou que os passivos ambientais representam, em média, 7,2% dos custos de capital (CAPEX) e 6,5% dos custos operacionais (OPEX). No entanto, segundo apontado no estudo, esses valores podem variar significativamente conforme factores como localização geográfica, tipo de operação e práticas de gestão ambiental adoptadas.[26] Além disso, estudos internacionais sugerem que os custos de desativação e remediação ambiental em projectos de petróleo e gás podem variar entre 1% e 5% dos custos totais ao longo do ciclo de vida dos empreendimentos.[27]

Se, por exemplo, aplicarmos essa métrica sobre os custos não auditados e já fora do prazo, bem como sobre os custos que ainda estão dentro do prazo mas em risco de serem considerados perdidos, a perda potencial seria estimada em:

- USD 18,4 bilhões × 2%[28] = USD 367,55 milhões (Impacto estimado)
- USD 367,55 milhões × 32% = USD 117,62 milhões (Perdas de receitas fiscais)

Além do impacto directo nas receitas fiscais, caso as concessionárias não cumpram com as suas obrigações ambientais após o final da exploração, o Governo poderá ser forçado a arcar com os custos de remediação, desviando recursos de outras áreas prioritárias.

3.4 Potenciais Custos de Remediação

Exemplos internacionais ilustram claramente os riscos associados à má gestão de passivos ambientais. No Equador, após décadas de exploração petrolífera na Amazônia, o país enfrentou custos de remediação superiores a USD 30 biliões, devido à contaminação ambiental generalizada que não foi coberta pelas concessionárias. Este caso demonstra como a falta de regulamentação rigorosa e de fiscalização adequada podem resultar em ônus financeiro significativo para o Estado.[29]

No Delta do Níger, na Nigéria, a exploração de petróleo ao longo de várias décadas, sem a devida mitigação ambiental, levou à degradação de ecossistemas críticos, afectando negativamente às comunidades locais e gerando custos elevados para o Governo Federal. Estima-se que os danos ambientais acumulados superem USD 12 biliões e não há previsão de resolução completa para esses problemas.[30]

---

24 La Presse (2009, 4 de Julho). *Nigeria: le Mend menace le projet de gazoduc trans-saharien*. Disponível no site: https://www.lapresse.ca/international/afrique/200907/04/01-881275-nigeria-le-mend-menace-le-projet-de-gazoduc-trans-saharien.php. Acesso a 14/03/2025

25 DW (2024, 27 de Dezembro). *Nigéria: Aumenta combate contra comércio ilegal de petróleo.* Dispon~ivel no site: https://www.dw.com/pt-002/nig%C3%A9ria-intensifica-se-a-repress%C3%A3o-contra-com%C3%A9rcio-ilegal-de-petr%C3%B3leo/a-71166763. Acesso a 14/03/2025

26 Empresa de Pesquisa Energética (2023). *Custos Operacionais e de Abandono para Projetos de Petróleo e Gás Natural. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2023.* Disponível no site: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-759/NT%20de%20Custos%20Operacionais%20e%20de%20Abandono%20para%20Projetos%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20GN.pdf. Acesso a 14/03/2025

27 1Library. (2015). *Impacto econômico do descomissionamento de instalações de produção de petróleo offshore*. Disponivel no site: https://1library.org/article/impacto-econ%C3%B4mico-descomissionamento-de-instala%C3%A7%C3%B5es-produ%C3%A7%C3%A3o-petr%C3%B3leo-offshore.y622d4gz. Acesso a 14/03/2025

28 A aplicação de 2% baseia-se em uma estimativa conservadora derivada de estudos internacionais sobre passivos ambientais no sector de petróleo e gás. Ver Estudo sobre Impacto econômico do descomissionamento de instalações de produção de petróleo offshore

29 Angelo M. (2020, 26 de Maio). *Na Amazônia, região mais biodiversa do planeta está ameaçada por investimentos bilionários em petróleo.* Disponível no site: https://brasil.mongabay.com/2020/05/na-amazonia-regiao-mais-biodiversa-do-planeta-esta-ameacada-por-investimentos-bilionarios-em-petroleo/. Acesso a 13/03/2025

30 Africa News (2021, 13 de Agosto). *Cleanup of oil-polluted Nigerian state would cost $12 bn: report*. Disponível no site: https://www.africanews.com/2023/05/18/cleanup-of-oil-polluted-nigerian-state-would-cost-12-bn-report/. Acesso a 13/03/2025

Estes exemplos servem como lições valiosas para Moçambique, que enfrenta desafios únicos no que diz respeito à gestão de passivos ambientais e possui limitada capacidade técnica e regulatória para monitorar e fiscalizar as obrigações ambientais das empresas. Este factor aumenta o risco de que custos ambientais sejam sub-relatados ou omitidos completamente. Além disso, muitas das futuras obrigações ambientais podem depender de financiamento internacional, o que pode criar pressões adicionais sobre o orçamento nacional caso esses fundos não estejam disponíveis. Adicionalmente, a exploração de gás natural em Inhambane e Cabo Delgado tem gerado preocupações sobre o deslocamento de comunidades e a degradação de terras agrícolas, problemas que se podem agravar, sem medidas de mitigação adequadas.

3.5 Comparação Internacional: Moçambique, Brasil, Nigéria e Noruega

A análise dos custos recuperáveis em Moçambique ganha maior profundidade quando colocada em perspectiva global. Com base em dados da Iniciativa de Transparência da Indústria Extrativa (ITIE), do Banco Mundial e de outros relatórios internacionais, foram seleccionados três países - Brasil, Nigéria e Noruega - como referências para comparação. Esses exemplos destacam boas práticas, desafios semelhantes e soluções potenciais que poderiam ser adaptadas ao caso moçambicano. A tabela nº4 abaixo, resume as principais diferenças entre esses países:

Tabela 4: Comparação internacional

Indicador	Moçambique	Brasil	Nigéria	Noruega
Modelo de Contrato	CPP, APP, Concessão	Concessão/Partilha de Produção	Concessão	Partilha de Produção
Transparência (Índice EITI)	Membro Implementador (Moderada - 2023)	Não é membro da ITIE	Membro implementador (Moderada-2023)	Membro Implementador (Alta – 2023)
Receitas Fiscais (% do PIB)	~6% (2022)	~10% (2022)	~7% (2022)	~20% (2022)
Taxa de Rejeição Média (%)	3,7%	2,5%	5,0%	1,0%
Prazo Legal para Auditoria	3-5 anos	3 anos	3 anos	2 anos
Impacto Cambial nas Receitas	Alto (depreciação frequente)	Moderado (ajustes automáticos)	Alto (volatilidade extrema)	Baixo (moeda estável)
Passivos Ambientais (%)	2% dos custos recuperáveis	1,5% dos custos recuperáveis	3% dos custos recuperáveis	<1% dos custos recuperáveis
Suspensão de Projectos (%)	5% dos custos recuperáveis	3% dos custos recuperáveis	6% dos custos recuperáveis	<2% dos custos recuperáveis
Exemplos de Riscos Fiscais	Atrasos na auditoria, baixa transparência	Judicialização de contractos, ajustes cambiais	Insurgência, corrupção sistêmica	Alta eficiência, baixos riscos

Fonte: Construído pelo autor com base nos dados de várias fontes (ITIE, Banco Mundial, ANP, Banco Africano, etc)

A análise comparativa revela importantes lições sobre os desafios e oportunidades na gestão dos contratos de exploração, transparência e arrecadação fiscal. Os principais pontos incluem:

a) Países com modelos de partilha de produção (como Moçambique e Noruega) tendem a exercer maior controle sobre os custos recuperáveis pois o governo participa directamente dos lucros e pode monitorar melhor os gastos declarados pelas empresas. Em contraste, países com modelos de concessão (como Nigéria e parte do Brasil) permitem mais flexibilidade às empresas na definição desses custos, aumentando o risco de subestimação das receitas líquidas do Estado; [31]
b) A transparência moderada observada em Moçambique e Nigéria sugere esforços para reduzir a

31ANP (2007). *Modelos De Contratos Para Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural: Uma Análise Crítica Da Experiência Brasileira E De Alguns Países Selecionados*. Disponivel no site: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/mceppgn/nota-tecnica-21-2007.pdf.

subdeclaração de receitas e a inflação artificial de custos recuperáveis. No entanto, a ausência do Brasil no ITIE pode indicar menor escrutínio público, enquanto a alta transparência da Noruega reflete sua liderança global em governação de recursos naturais de forma transparente;[32]

c) Brasil e Noruega adoptaram mecanismos de ajuste cambial para mitigar os impactos negativos da volatilidade cambial, algo que Moçambique poderia considerar;[33]
d) A suspensão de projectos tem maior impacto em países como Moçambique e Nigéria, onde a instabilidade política e operacional é mais pronunciada. A Noruega, por outro lado, demonstra alta eficiência e baixos riscos nesse aspecto;[34] e
e) Noruega apresenta os menores passivos ambientais (<1% dos custos recuperáveis), graças a regulamentações rigorosas e investimentos em tecnologias sustentáveis. Já Moçambique, com 2% dos custos recuperáveis atribuídos a passivos ambientais, enfrenta riscos crescentes nessa área.[35]

A comparação internacional evidencia que Moçambique pode aprimorar a sua governação do sector extractivo ao reforçar os mecanismos de transparência e fiscalização, buscando padrões mais elevados como os da Noruega. No entanto, a ausência de relatórios de auditoria após 2019 contrasta com a liderança global da Noruega em transparência e monitoramento público regular dos custos recuperáveis. Essa lacuna prejudica a confiança pública e aumenta os riscos fiscais associados à má gestão dos custos recuperáveis.

4. Conclusão e Recomendações

Moçambique possui contratos diversos no sector de hidrocarbonetos, como CPP, APP e Contratos de Concessão, cada um com riscos específicos. Os riscos incluem flutuações cambiais, passivos ambientais e a autoliquidação de impostos. Esta diversidade contratual exige maior rigor na gestão fiscal e auditoria de custos, especialmente em contextos de volatilidade económica e cambial.

A análise demonstra que atrasos na certificação de custos recuperáveis e a falta de transparência nos relatórios do INP criam riscos fiscais elevados no sector de gás em Moçambique, que podem resultar em perdas fiscais significativas, estimadas em USD 217,6 milhões, além de ampliar riscos associados a flutuações cambiais, paralisação de projectos e passivos ambientais. Neste sentido é de se recomendar:

1. Fortalecer a capacidade institucional do Instituto Nacional de Petróleo (INP) e adoptar padrões mais elevados de transparência, inspirados no modelo norueguês, incluindo auditorias independentes e monitoramento público regular dos custos recuperáveis;
2. Garantir a divulgação regular dos relatórios de auditoria para aumentar a transparência e permitir o escrutínio público;
3. Instituir e tornar público um fundo de garantia obrigatório para cobrir passivos ambientais futuros, assegurando que os custos de remediação não recaiam sobre o Estado, caso as empresas não cumpram com as suas obrigações; e
4. Reduzir o prazo legal das auditorias de custos, de cinco para três anos, alinhando-se a boas práticas internacionais (como na Noruega), para evitar perdas fiscais e garantir maior transparência.

Além das recomendações anteriores, é fundamental que o INP adopte medidas urgentes para garantir a publicação regular e tempestiva dos relatórios de auditoria. A discrepância entre a afirmação do INP de que todos os relatórios até 2023 estão disponíveis e a realidade observada no site, onde os últimos relatórios são de 2019, exige uma explicação clara e a implementação de mecanismos para evitar futuras lacunas de informações. Sem isso, o Estado continuará exposto a riscos fiscais significativos e a erosão da confiança pública na gestão dos recursos naturais.

32 CIP (2014). RECEITAS DA BACIA DO ROVUMA EM RISCO: Custos de Exploração Inflacionados Podem Prejudicar as Futuras Receitas do Estado Moçambicano. - Edição Nº 05/2014 - Junho - Distribuição Gratuita. Disponível no site: www.cipmoz.org. Consultado a 13/03/2025
33 African Development Bank (2018) : Challenges in Cost Recovery Mechanisms in Oil and Gas Contracts
34 International Energy Agency (IEA, 2021): Economic Impacts of Project Delays in Oil and Gas
35World Bank Group. (2020). *Environmental Liabilities in Oil and Gas Projects. World Bank Publications*. Disponível no site: https://www.worldbank.org. Acesso a 06/03/2025

5. Documentos Consultados

1Library. (2015). *Impacto econômico do descomissionamento de instalações de produção de petróleo offshore.* Disponível no site: https://1library.org/article/impacto-econ%C3%B4mico-descomissionamento-de-instala%C3%A7%C3%B5es-produ%C3%A7%C3%A3o-petr%C3%B3leo-offshore.y622d4gz. Acesso a 14/03/2025

Africa News (2021, 13 de Agosto). *Cleanup of oil-polluted Nigerian state would cost $12 bn: report*. Disponível no site: https://www.africanews.com/2023/05/18/cleanup-of-oil-polluted-nigerian-state-would-cost-12-bn-report/. Acesso a 13/03/2025

African Development Bank (2018): *Challenges in Cost Recovery Mechanisms in Oil and Gas Contracts.*

Angelo M. (2020, 26 de Maio). *Na Amazônia, região mais biodiversa do planeta está ameaçada por investimentos bilionários em petróleo.* Disponível no site: https://brasil.mongabay.com/2020/05/na-amazonia-regiao-mais-biodiversa-do-planeta-esta-ameacada-por-investimentos-bilionarios-em-petroleo/. Acesso a 13/03/2025

ANP (2007). *Modelos De Contratos Para Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural: Uma Análise Crítica Da Experiência Brasileira E De Alguns Países Selecionados*. Disponível no site: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/mceppgn/nota-tecnica-21-2007.pdf. Acesso a 10/03/2025

CIP (2014). *RECEITAS DA BACIA DO ROVUMA EM RISCO: Custos de Exploração Inflacionados Podem Prejudicar as Futuras Receitas do Estado Moçambicano*. - Edição Nº 05/2014 - Junho - Distribuição Gratuita. Disponível no site: www.cipmoz.org. Acesso a 13/03/2025

Diário Económico (2024, 15 de Outubro). *MEF: "Dívida Interna Pode Ultrapassar 1,4 MM$ em 2025"*. Disponível no site: https://www.diarioeconomico.co.mz/2024/10/15/economia/mef-divida-interna-pode-ultrapassar-14-mm-em-2025/. Acesso a 10/03/2025.

Diário Economico (2025, 22 de Fevereiro). *Capital Economics: Atrasos Nos Projectos de Gás Aumentam Possibilidade de 'Default' em Moçambique.* Disponível no site: https://www.diarioeconomico.co.mz/2025/02/22/oilgas/capital-economics-atraso-nos-projectos-de-gas-aumentam-possibilidade-de-default-em-mocambique/. Acesso a 14/03/2025

DW (2024, 27 de Dezembro). *Nigéria: Aumenta combate contra comércio ilegal de petróleo*. Disponível no site: https://www.dw.com/pt-002/nig%C3%A9ria-intensifica-se-a-repress%C3%A3o-contra-com%C3%A9rcio-ilegal-de-petr%C3%B3leo/a-71166763. Acesso a 14/03/2025

Empresa de Pesquisa Energética (2023). *Custos Operacionais e de Abandono para Projetos de Petróleo e Gás Natural. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2023.* Disponível no site: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-759/NT%20de%20Custos%20Operacionais%20e%20de%20Abandono%20para%20Projetos%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20GN.pdf. Acesso a 14/03/2025

FMI (2007). *Guide on resource revenue transparency/Fiscal Affairs Dept., International Monetary Fund—[Washington, D.C.]: International Monetary Fund, 2007. bibliographical references. ISBN 978-1-58906-463-8.* Disponível no site: https://elibrary.imf.org/view/IMF007/27434-9781498333580/27434-9781498333580/27434-9781498333580_A001.xml. Acesso a 13/03/2025

INP (2025, 20 de Março). *Projectos em Vigor*. Disponível no site: https://www.inp.gov.mz/projectos/. Acesso a 23/03/2025

International Energy Agency (IEA, 2021): *Economic Impacts of Project Delays in Oil and Gas*

O. Económico (2025, 21 de Janeiro). *Estado perde 658 milhões de dólares em receitas devido às manifestações violentas*. Disponível no site: https://www.oeconomico.com/estado-perde-658-milhoes-de-dolares-em-receitas-devido-as-manifestacoes-violentas/. Acesso a 20/03/2025

OXFAM (2018). *Examining the Crude DetailsGovernment Audits of Oil & Gas Project Costs to Maximize Revenue Collection. Published by Oxfam GB for Oxfam International under, ISBN 978-1-78748-359-0 in November 2018. DOI: 10.21201/2018.3590. Oxfam GB, Oxfam House, John Smith Drive, Cowley, Oxford, OX4 2JY, UK.* Disponível no site: https://oxfamilibrary.openrepository.com/bitstream/handle/10546/620595/

bp-examining-the-crude-details-131118-en.pdf. Acesso a 13/03/2025

RTP (2024, 25 de Julho). *Empresários moçambicanos pedem redução das reservas obrigatórias face à falta de divisas*. Disponível em: https://www.rtp.pt/noticias/economia/empresarios-mocambicanos-pedem-reducao-das-reservas-obrigatorias-face-a-falta-de-divisas_n1588603. Acesso a 06/03/2025

TA (2023*). Relatório e Parecer sobre a Conta Geral do Estado – Capítulo 05 – Indústrias Extractivas.*

World Bank Group. (2020). *Environmental Liabilities in Oil and Gas Projects. World Bank Publications.* Disponível no site: https://www.worldbank.org. Acesso a 06/03/2025

Ministério do Petróleo e Energia da Noruega. (2020). *Environmental management in the Norwegian petroleum sector* . https://www.regjeringen.no. Acesso a 06/03/2025

EITI (2023). *EITI Standard 2023* . https://eiti.org. Acesso a 06/03/2025

La Presse *(2009, 4 de Julho). Nigéria: le Mend menace le projet de gazoduc trans-saharien*. Disponível no site: https://www.lapresse.ca/international/afrique/200907/04/01-881275-nigeria-le-mend-menace-le-projet-de-gazoduc-trans-saharien.php. Acesso a 14/03/2025

Evidencias (2021, 7 de Maio). *Mais prejuízos financeiros para as empresas com a suspensão da Total.* Disponível no site: https://evidencias.co.mz/2021/05/07/mais-prejuizos-financeiros-para-as-empresas-com-a-suspensao-da-total/?utm_source=chatgpt.com. Acesso a 14/03/2025

AfdB (2023, 7 de Julho*). Tax Transparency in Africa 2023 - Africa Initiative Progress Report.* Disponível no site: https://www.afdb.org/en/documents/tax-transparency-africa-2023-africa-initiative-progress-report. Acesso a 13/03/2025

ANEXO 1.

INSTITUTO NACIONAL DE PETRÓLEO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Ao
Centro de Integridade Pública (CIP)
Att.: Exmo. Senhor Edson Cortês - Director Executivo
Rua Fernão Melo e Castro n°124, Bairro da Sommerschield
Maputo

Ref.ª Nº 338 **/INP/PCA-GPEAE/**005**/2025** **Maputo, 28 de Março de 2025**

Assunto: Informação sobre os Relatórios de Auditorias aos Custos Recuperáveis nos Projectos de Petróleo e Gás

Exmo. Senhor,

Fazemos referência à carta com Refª. C.096/EC/2025 de 19 de Março de 2025, solicitando informações sobre Relatórios de Auditorias aos Custos Recuperáveis nos Projectos de Petróleo e Gás, a qual agradecemos.

Sobre o assunto, vimos através desta informar que, todos os relatórios de auditorias realizadas encontram-se publicados no website do INP, através do endereço www.inp.gov.mz, com a excepção das auditorias realizadas no ano de 2024 que ainda estão em processo de conclusão e, assim que o processo for finalizado, os mesmos serão publicados.

Por fim, informamos que estamos abertos para fornecimento de qualquer informação adicional ou esclarecimento que se julgar necessário.

Com os melhores cumprimentos;

O Presidente do Conselho de Administração

Nazário Joel Bangalane

Rua dos Desportistas n.º 259E, Maputo – Moçambique | Tel: +258 21320935 | Cel: +258 823081570 | comunicacao@inp.gov.mz | www.inp.gov.mz

Início Sobre Nós Políticas e Quadro Legal Factos Serviços Informativos Media

RELATORIOS DA BACIA DO ROVUMA

Com o objectivo de aferir se os custos reportados como recuperáveis cumprem todos os termos e condições do Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção para se qualificarem como custos recuperáveis e proporcionar garantia de retorno justo às concessionárias, bem como reduzir possíveis impactos negativos nas receitas do Governo de Moçambique, o INP coordenou a condução de auditorias dos custos reportados em 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019 pelas concessionárias da Área 1 da Bacia do Rovuma operada pela Total, cujos Sumários Executivos e Relatórios, que retratam as principais constatações desta auditoria, encontram-se abaixo.

RELATÓRIOS FINAIS SOBRE A AUDITORIA AOS CUSTOS RECUPERÁVEIS REFERENTE À ÁREA 1 OFFSHORE DA BACIA DO ROVUMA

Título	Ano	Baixar
Relatório Final - Área 1	2019	Baixar
Relatório Final - Área 1	2018	Baixar
Sumario Executivo Área 1 - CRA	2017	Baixar
Sumario Executivo Área 1 - CRA	2016	Baixar
Sumario Executivo Área 1 - CRA	2015	Baixar

Consulta: no dia 02/04/2025 às 10H51 no site: https://www.inp.gov.mz/relatorios/

Início Sobre Nós Políticas e Quadro Legal Factos Serviços Informativos Media

RELATÓRIOS DA ÁREA DO PSA

Com o objectivo de aferir se os custos reportados como recuperáveis cumprem todos os termos e condições do Contrato de Partilha de Produção (PSA), cuja Operadora é a Sasol Petroleum Mozambique, para se qualificarem como custos recuperáveis e proporcionar garantia de retorno justo às concessionárias, bem como reduzir possíveis impactos negativos nas receitas do Governo de Moçambique, o INP coordenou a condução de auditorias dos custos reportados em 2017, 2018 e 2019 pela concessionária desta Área, cujos Sumários Executivos e Relatório, que retratam as principais constatações destas auditorias, encontram-se abaixo.

RELATÓRIO DE AUDITORIA AOS CUSTOS RECUPERÁVEIS DA ÁREA DO PSA

Título	Ano	Baixar
Relatório de Auditoria aos Custos Recuperáveis ao PSA	2019	Baixar
Sumários Executivos	2018	Baixar
Sumários Executivos	2017	Baixar

Consulta: no dia 02/04/2025 às 10H51 no site: https://www.inp.gov.mz/relatorios/

CENTRO DE INTEGRIDADE PÚBLICA

Anticorrupção - Transparência - Integridade

Parceiros:

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Embaixada da Suíça em Moçambique

Norway

Suécia
Sverige

Reino dos Países Baixos

IGUAL
PROGRAMA DIREITOS E DEMOCRACIA

cesc.
CENTRO DE APRENDIZAGEM E CAPACITAÇÃO DA SOCIEDADE CIVIL

UKaid
from the British people

Informação editorial

Director: Edson Cortez

Autor: Rui Mate

Revisão de pares: Edson Cortez, Gift Essinalo, Lázaro Mabunda, Milagrosa Calangue e Teresa Boene

Revisão linguística: Samuel Monjane

Propriedade: Centro de Integridade Pública

Rua Fernão Melo e Castro,
Bairro da Sommerschield, nº 124
Tel: (+258) 21 499916 | Fax: (+258) 21 499917
Cel: (+258) 82 3016391
@CIP.Mozambique @CIPMoz
www.cipmoz.org | Maputo - Moçambique