

O QUE O GÁS DO ROVUMA GERA REALMENTE PARA MOÇAMBIQUE?

Análise fiscal do Coral Sul FLNG e dos limites do modelo de dependência do GNL





Ficha Técnica:

Título: O QUE O GÁS DO ROVUMA GERA REALMENTE PARA MOÇAMBIQUE?

Análise fiscal do Coral Sul FLNG e dos limites do modelo de dependência do GNL

Autor: Rui Mate - Centro de Integridade Pública (CIP)

Revisão de pares: CIP - Edson Cortez; Lázaro Mabunda; Baltazar Fael, Ivan Maússe, Milagrosa Calangue, Teresa Boene, Gift Essinalo, Zanele Chilundo, Stélio Bila.

Gabriel Manguela (CDD).

Revisão linguística: Samuel Monjane

Parceiros: Centro de Integridade Pública (CIP) | Oxfam Moçambique | Centro para a Democracia e o Desenvolvimento (CDD)

Financiamento: Projecto FJ4D - Energy Transition Fund

Nota: As análises e opiniões expressas são da responsabilidade dos autores e não reflectem necessariamente as posições institucionais da Oxfam ou do CDD.



O QUE O GÁS DO ROVUMA GERA REALMENTE PARA MOÇAMBIQUE?

Análise fiscal do Coral Sul FLNG e dos limites do modelo de dependência do GNL

Rui Mate

Maputo, Maio de 2026

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	A Pergunta de Investigação e a Sua Relevância	1
1.2	Contribuição Empírica	2
1.3	Estrutura do Estudo	3
2	ENQUADRAMENTO TEÓRICO	4
2.1	A Maldição dos Recursos Revisitada	4
2.2	A Economia Política da Partilha de Rendas	5
2.2.1	O Problema da Negociação em Condições de Assimetria	5
2.2.2	Rear-Loading e o Problema do Timing	6
2.3	Dívida Soberana e Expectativas de Receitas de Hidrocarbonetos	6
2.4	Transição Energética e Activos Encalhados	7
2.4.1	O GNL como Combustível de Transição	7
2.5	Economia Política, Legitimidade Fiscal e Extractivismo	8
2.6	As Quatro Proposições Teóricas que Guiam a Análise	8
3	CONTEXTO E REGIME FISCAL DO GNL EM MOÇAMBIQUE	10
3.1	Os Projectos de GNL no Rovuma	10
3.1.1	O Mozambique LNG e a Questão dos Custos da Força Maior	11
3.2	A Arquitectura Fiscal do Contrato da Área 4	11
3.3	A Arquitectura da Participação da ENH (Carried Interest)	12
3.4	O Conceito de Government Take, Duas Métricas, Uma Divergência	13
3.5	A Evolução Contratual: Três Gerações de Contratos, Três Momentos de Poder Negocial	14
4	METODOLOGIA	17
4.1	Abordagem Geral	17
4.2	Justificação do Instrumento Analítico (O Modelo DCF)	17
4.3	Arquitectura e Lógica do Modelo de Simulação Fiscal	18
4.3.1	Previsão do O OPEX	18
4.3.2	Cost Recovery e Amortização Fiscal	19
4.3.3	Definição Formal do Factor R	20
4.3.4	Tratamento da Taxa de Auditoria dos Custos Recuperáveis	21
4.3.5	Sequência de Cálculo	22
4.4	Fontes de Dados	23
4.5	Cenários de Preço do GNL: Justificação e Limites	24
4.6	Validação do Modelo com Dados Históricos	26
4.7	Análise Comparativa Internacional	27
4.8	Limitações Explícitas da Metodologia	27
4.9	Metodologia da Avaliação do Custo de Oportunidade	30
4.10	Validação Externa do Modelo	31
4.11	Ética da Investigação e Declaração de Independência	32
5	RESULTADOS	33
5.1	Projecção de Receitas Fiscais	33
5.2	O Timing das Receitas	33
5.3	Que Instrumento Fiscal Gera Receita e Quando?	35
5.4	O IRPC Diferido - Quando o "Maior Imposto" Não Existe	35
5.5	O Government take Efectivo Calculado	36
5.6	Os Escalões do Factor R Nunca São Accionados	37
5.7	A Dívida da ENH Quantificada	38

5.8	O Benefício Fiscal Líquido do Estado.....	40
5.9	As Receitas Fiscais do Coral Sul em Perspectiva Macroeconómica	40
5.9.1	O Contexto Macroeconómico de 2025	41
5.9.2	Comparações das Receitas Fiscais com o PIB	41
6	DÍVIDA PÚBLICA E PASSIVOS CONTINGENTES DO GNL	44
6.1	A Dívida da ENH: Estrutura, Magnitude e Implicações	44
6.1.1	Origem e Estrutura da Dívida	44
6.1.2	A Trajectória do Serviço da Dívida: Onze Anos de Dividendos Captivos.....	45
6.1.3	O Carried interest como Passivo Quasi-Soberano	45
6.2	O Coral Norte FLNG: Um Novo Ciclo de Dívida em Formação.....	46
6.3	Os USD 4,5 Mil Milhões da TotalEnergies: O Passivo Contingente de Maior Impacto. 46	
6.3.1	A Resolução 42/2025 e a Auditoria Independente	46
6.4	Quadro Consolidado dos Passivos Contingentes.....	47
6.5	A Dívida Soberana e o GNL: A Armadilha da Antecipação de Rendas	48
7	O CUSTO DE OPORTUNIDADE DO MODELO DE DEPENDÊNCIA DO GNL	50
7.1	Três Dimensões do Custo de Oportunidade.....	50
7.2	Evolução Estrutural do IDE 2002-2025.....	51
7.3	O Maior Empregador com o Menor Investimento.....	52
7.3.1	Caju e Agroindústria.....	53
7.4	O Paradoxo de um País com 98% de Electricidade Renovável sem Electrificação Universal.....	54
7.5	Minerais Críticos, o Sector Estratégico que Compete com o GNL pelo Capital e pela Atenção Política	55
7.6	Quando o Investimento Externo Não Diversifica	56
7.7	O Custo de Oportunidade em Números.....	56
8	A ECONOMIA POLÍTICA DA DEPENDÊNCIA DO GNL	58
8.1	A Narrativa da Transformação. Origem, Função e Fragilidade.....	58
8.1.1	A Assimetria de Informação como Instrumento Político.....	59
8.2	O Contrato Fiscal e o Deficit de Legitimidade	59
8.2.1	O Paradoxo da Transparência Selectiva: O EITI e os Seus Limites	60
8.3	A Dinâmica Política Pós-2024: Crise de Legitimidade e Janela de Reforma.....	60
8.4	O Papel da Insurgência: Economia Política da Violência e do GNL.....	61
8.5	O Papel da Sociedade Civil e da Investigação Independente	62
8.6	Economia Política e Implicações para a Advocacia	62
9	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	64
9.1	Recomendações	66

LISTA DE ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

Termos Técnicos e do Sector

Acrónimo	Forma completa e nota
CAPEX	Capital Expenditure - Despesa de capital em investimento
CCPP	Exploration, Production, Construction and Concession Contract - Contrato de Concessão de Exploração e Produção
CGE	Computable General Equilibrium - Equilíbrio Geral Computável (modelo económico)
DCF	Discounted Cash Flow - Fluxo de Caixa Descontado
EPCI	Engineering, Procurement, Construction and Installation - Contrato de Engenharia, Aquisição, Construção e Instalação
FID	Final Investment Decision - Decisão Final de Investimento
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas - Unidade Flutuante de Gás Natural Liquefeito
GNL	Gás Natural Liquefeito (equivalente inglês: LNG)
LIBOR	London Interbank Offered Rate - taxa de referência interbancária de Londres (substituída pela SOFR em 2023)
LNG	Liquefied Natural Gas - Gás Natural Liquefeito (equivalente português: GNL)
MMBtu	Million British Thermal Units - unidade de energia usada no comercio de GNL
MTPA	Million Tonnes Per Annum - milhões de toneladas por ano (capacidade de produção GNL)
OPEX	Operating Expenditure - Despesas Operacionais. Custos recorrentes incorridos pelo operador durante a fase de produção do projecto.
SPA	Sales and Purchase Agreement - Contrato de Compra e Venda de GNL

Termos Fiscais e Financeiros

Acrónimo	Forma completa e nota
AT	Autoridade Tributaria de Moçambique
FDI	Foreign Direct Investment - Investimento Directo Estrangeiro
IRPC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
PESOE	Plano Economico e Social e Orçamento do Estado de Moçambique
PIB	Produto Interno Bruto
RPCGE	Relatório e Parecer sobre a Conta Geral do Estado (publicação anual do Ministério da Economia e Finanças)

Acrónimo	Forma completa e nota
FSM	Fundo Soberano de Moçambique

Instituições moçambicanas

Acrónimo	Forma completa e nota
BdM	Banco de Moçambique
CDD	Centro para a Democracia e o Desenvolvimento (Moçambique)
CIP	Centro de Integridade Publica (Moçambique)
EDM	Eletricidade de Moçambique, E.P.
ENH	Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P.
IGEPE	Instituto de Gestão das Participações do Estado
INE	Instituto Nacional de Estatística de Moçambique
INP	Instituto Nacional de Petróleo de Moçambique
MEF	Ministério da Economia e Finanças de Moçambique
MIREME	Ministério dos Recursos Minerais e Energia de Moçambique

Organizações Internacionais e Outros

Acrónimo	Forma completa e nota
ALER	Associação Lusófona de Energias Renováveis
AMER	African Minerals and Energy Resources Association
BII	British International Investment - banco de desenvolvimento do Reino Unido
EITI	Extractive Industries Transparency Initiative - Iniciativa de Transparência das Indústrias Extractivas
EUA	Estados Unidos da América
FMI	Fundo Monetário Internacional (equivalente inglês: IMF)
IEA	International Energy Agency - Agência Internacional de Energia
IISD	International Institute for Sustainable Development
IMF	International Monetary Fund - Fundo Monetário Internacional (equivalente português: FMI)
NBER	National Bureau of Economic Research (EUA)
NRGI	Natural Resource Governance Institute - Instituto de Governação dos Recursos Naturais
OIES	Oxford Institute for Energy Studies
UK	United Kingdom - Reino Unido
WEO	World Energy Outlook - Perspectivas Energéticas Mundiais (publicação anual da IEA)

RESUMO EXECUTIVO

O projecto Coral Sul FLNG, a única iniciativa de GNL em produção em Moçambique até 2025, gerou USD 253 milhões em receitas fiscais entre 2022 e 2025. Este valor, embora significativo, insere-se num contexto macroeconómico de fragilidade. O PIB de Moçambique é de cerca de USD 22,4 mil milhões. A dívida soberana ultrapassa os USD 12,5 mil milhões e o serviço da dívida absorve uma fracção crescente da receita fiscal. As projecções de longo prazo deste estudo oferecem uma leitura mais sóbria do que a narrativa dominante sobre a transformação económica via GNL.

No cenário base (USD 12/MMBtu), o Coral Sul deverá gerar USD 4.028 mil milhões em receitas fiscais ao longo dos 27 anos do projecto, o que corresponde a uma média de USD 149 milhões por ano. No cenário stress (USD 8/MMBtu, compatível com trajectória de transição energética acelerada), o total cai para USD 1.456 mil milhões, com IRPC igual a zero ao longo de toda a vida do projecto. No cenário optimista (USD 16/MMBtu), o total atinge USD 11.355 mil milhões. A amplitude entre cenários é de 7,8 vezes, o que ilustra a vulnerabilidade extrema das receitas fiscais moçambicanas à volatilidade do preço internacional do GNL, uma variável sobre a qual Moçambique não tem qualquer controlo.

O *government take* efectivo, ou seja, a parcela que o Estado realmente retém, é de 10,08% das receitas brutas do projecto, no cenário base, contrastando com os 49% frequentemente anunciados, que são calculados após custos. A diferença reflecte o peso estrutural dos custos recuperáveis (USD 11,7 mil milhões em CAPEX e USD 23 mil milhões em OPEX cumulativo), e não uma irregularidade contratual. A distribuição temporal das receitas é fortemente *rear-loaded*: o IRPC, instrumento fiscal de maior peso nas receitas tributárias, é zero durante 11 anos consecutivos (2022-2032) e volta a zero nos últimos 6 anos (2043-2048), concentrando-se em 10 anos da vida do projecto. Em três dos seis cenários analisados (Stress, Transição Energética-TE Stress e TE Base) o IRPC total ao longo de 27 anos é zero.

A análise do modelo revela ainda um achado adicional sobre a progressividade contratual. O Art. 9.10 do CCPP Área 4 estabelece cinco escalões de partilha do Profit Oil em função do Factor R (15%, 25%, 35%, 45% e 55%). Em todo o ciclo de vida do projecto, o escalão do Estado nunca ultrapassa 25%, mesmo no cenário optimista. O Factor R atinge no máximo 1,25, muito abaixo dos limiares necessários para activar os escalões de 35%, 45% ou 55%. A progressividade negociada em 2006, que em tese protegeria o Estado em cenários de alta rentabilidade, não se materializa na prática.

A participação estatal acarreta passivos que não são visíveis nas contas públicas. A dívida quase-soberana da ENH, de cerca de USD 1.356 mil milhões no Coral Sul, acrescida de USD 720 milhões estimados no Coral Norte e USD 2.535 mil milhões no Mozambique LNG (Área 1), totaliza USD 4,6 mil milhões em passivos contingentes do *carried interest* no sector. Os dividendos líquidos da ENH ao Estado, no Coral Sul, são zero até 2033. Durante onze anos os dividendos brutos são integralmente consumidos pelo serviço da dívida. O benefício fiscal líquido total do Estado, calculado como receitas fiscais directas mais dividendos líquidos da ENH menos juros pagos, é de USD 5.268 mil milhões ao longo de 27 anos, ou USD 195 milhões por ano, em média.

O argumento central deste estudo é o de que o gás é um recurso, não um destino. A análise do Investimento Directo Estrangeiro recebido por Moçambique entre 2002 e 2025, baseada em dados primários do Banco de Moçambique, mostra que 84,6% do IDE no período 2018-2025 foi absorvido pelo sector extractivo, contra apenas 1,4% pela agricultura e 2,5% pela indústria transformadora. Sectores alternativos como o processamento local de caju (USD 100-150 milhões adicionais por ano de exportações) ou a transformação de grafite em produto de baterias (USD 200 milhões adicionais), apresentam características de *timing* de receitas, criação de emprego e risco sistematicamente mais favoráveis que o GNL Offshore. O modelo do Banco Mundial publicado em Março de 2026 (Banco Mundial, 2026), independente do nosso, converge nas mesmas conclusões.

Este estudo não argumenta contra o GNL. Argumenta por expectativas calibradas, contratos mais justos e um modelo de desenvolvimento que não sacrifica os sectores com maior potencial de emprego e diversificação económica a favor de um único sector cujas receitas substanciais só chegarão na década de 2030.

1 INTRODUÇÃO

Em Novembro de 2022, um marco histórico para Moçambique, o navio metaneiro¹ New Energy zarpou das águas ultra-profundas do Rovuma com o primeiro carregamento de gás natural liquefeito (GNL) produzido pelo Coral Sul FLNG, a plataforma flutuante de liquefacção da empresa ENI que é, até hoje, o único projecto de GNL em produção em Moçambique. Foi um momento histórico. Depois de décadas de promessas e de anos de atrasos causados pela insurgência jihadista de Cabo Delgado, Moçambique tornava-se finalmente um exportador de GNL.

A narrativa que acompanhou este momento era poderosa. O gás natural do Rovuma transformaria Moçambique. As reservas estimadas em mais de 5 triliões de metros cúbicos posicionavam o país entre os dez maiores detentores de reservas de gás natural do mundo. As projecções mais optimistas falavam de mais de 77 mil milhões de dólares em receitas ao longo da vida dos projectos. Funcionários do Governo descreviam o GNL como a alavanca que retiraria Moçambique da pobreza e liquidaria a dívida soberana. Investidores internacionais celebravam o início de uma nova era.

Três anos depois do primeiro carregamento, a realidade é mais complexa. O produto interno bruto de Moçambique contraiu -0,52%, em 2025. O programa do Fundo Monetário Internacional entrou em colapso em Abril de 2025, após o Governo não cumprir os requisitos de condicionalidade. A crise política desencadeada pelas eleições contestadas de Outubro de 2024 gerou protestos prolongados, com dezenas de mortos, e perturbou a actividade económica durante meses. A insurgência em Cabo Delgado, onde os maiores projectos de GNL estão localizados, não foi erradicada, apesar das operações militares ruandesas e moçambicanas. E o único projecto de GNL em produção, o Coral Sul FLNG, gerou receitas fiscais totais de aproximadamente USD 253 milhões, entre 2022 e 2025, uma média de USD 63 milhões por ano.

A distância entre a narrativa da transformação e os fluxos fiscais verificáveis não é uma anomalia transitória, mas sim o resultado previsível de uma arquitectura contratual que foi negociada em 2006, antes das grandes descobertas do Rovuma, e que concentra estruturalmente os benefícios para o Estado na segunda metade da vida produtiva de um projecto de 27 anos. Compreender esta arquitectura, quantificar os seus efeitos e identificar alternativas é o objecto deste estudo.

1.1 A Pergunta de Investigação e a Sua Relevância

Este estudo parte de uma questão fundamental: *O que o Coral Sul FLNG gera efectivamente para o Estado moçambicano, em termos de receitas fiscais, ao longo do seu ciclo de vida, em diferentes cenários de preço do GNL?* E, uma segunda pergunta complementar: *A que custos, financeiros, de passivos contingentes e de oportunidade essas receitas chegam?*

Moçambique contraiu uma dívida soberana parcialmente justificada pela expectativa de receitas futuras do GNL, incluindo os eurobonds que precipitaram o escândalo das dívidas ocultas de 2013-2016². Está a negociar a reestruturação da dívida com credores que projectam os fluxos fiscais do GNL como garantia implícita de pagamento. Está a decidir se aprova a Decisão Final de Investimento (FID) de um

¹Navio Metaneiro é um navio-tanque projectado para transportar gás natural liquefeito (GNL)

²Em setembro de 2013, Moçambique realizou a sua primeira emissão de eurobonds (títulos de dívida soberana denominados em moeda estrangeira), colocando USD 500 milhões no mercado internacional com vencimento em 2023 e justificados pela expectativa de receitas do gás natural. A incapacidade de pagamento desta dívida, agravada pela revelação de empréstimos ocultos em 2016, precipitou o default soberano de 2017 e a subsequente reestruturação financeira.

segundo projecto de GNL (Rovuma LNG, USD 30 mil milhões) sem renegociar os termos contratuais que determinam a partilha de receitas. E, está a planificar o orçamento do Estado com projecções de receitas que variam, dependendo da fonte consultada, entre USD 4,7 mil milhões e USD 24,5 mil milhões para o mesmo projecto.

Esta dispersão de projecções, de uma magnitude de 5 para 1, para o mesmo activo, não é um problema académico, mas sim um problema de governação fiscal. Decisões de política económica com consequências de décadas estão a ser tomadas com base em expectativas de receita que não têm base metodológica pública e verificável. Este estudo visa oferecer essa base.

1.2 Contribuição Empírica

Desenvolveu-se um modelo de fluxo de caixa descontado (DCF) do Coral Sul FLNG baseado nos termos do Contrato de Concessão de Exploração e Produção da Área 4 (CCPP, 2006), disponível publicamente e calibrado com os dados históricos de receitas fiscais reais publicados pelo Estado moçambicano no Relatório e Parecer da Conta Geral do Estado (RPCGE), para os exercícios de 2022 a 2025, e no site oficial do Fundo Soberano de Moçambique (FSM).

A calibração histórica é o elemento metodológico que distingue este estudo das projecções anteriores. O modelo reproduz os fluxos fiscais históricos verificados com uma variância inferior a 2%, o que significa que as suas projecções para 2026-2048 têm uma base empírica que pode ser examinada, replicada e contestada. Esta não é, tanto quanto os autores apuraram, uma característica de nenhuma outra projecção pública de receitas do Coral Sul FLNG disponível em Março de 2026.

O modelo opera em três cenários de preço do GNL: *stress* (USD 8/MMBtu), base (USD 12/MMBtu) e optimista (USD 16/MMBtu), representando um espectro de condições de mercado consistente com as projecções da Agência Internacional de Energia para o horizonte 2025-2048. Os dados de calibração provêm integralmente de fontes públicas: do FSM, do RPCGE, dos relatórios do Instituto de Gestão de Participações do Estado (IGEPE), dos dados do Instituto Nacional de Estatística (INE) e do Banco de Moçambique (BdM), e dos documentos contratuais públicos do CCPP Área 4.

Existem pelo menos três projecções públicas anteriores de receitas do Coral Sul FLNG, com resultados substancialmente divergentes. Hubert (2019), num estudo produzido para a Oxfam, com base nos termos contratuais do CCPP Área 4, projectou receitas totais de aproximadamente USD 11,5 mil milhões ao longo da vida do projecto, a projecção independente mais rigorosa disponível antes do início da produção. O Governo moçambicano utilizou estimativas de USD 16 mil milhões, em documentos de comunicação pública (ENI, antes do FID), e valores superiores a USD 24 mil milhões, em declarações ministeriais. A Deloitte (2024) estimou USD 100 mil milhões para o conjunto da Bacia do Rovuma, valor que agrega projectos em diferentes estágios de desenvolvimento como se estivessem em produção simultânea e imediata.

Este estudo distingue-se dessas projecções em dois aspectos: primeiro, é o único que calibra o modelo com dados históricos reais verificados, as receitas efectivamente recebidas pelo Estado entre 2022 e 2025, publicadas no RPCGE e no FSM, obtendo uma variância inferior a 2% face aos dados observados. Esta propriedade não é partilhada por nenhuma projecção pública anterior identificada; segundo, desagrega as receitas por instrumento fiscal e por ano, permitindo analisar, não apenas o total acumulado, mas a sua distribuição temporal, que é, como os resultados demonstram, a dimensão analiticamente mais relevante para a gestão das finanças públicas moçambicanas.

O contexto em que este estudo é publicado, crise pós-eleitoral, debate sobre o modelo de desenvolvimento, pressões sobre o sector extractivo e convida a leituras que importa prevenir. O estudo não argumenta que Moçambique deveria ter deixado o gás no subsolo, nem que o Coral Sul foi um erro. O projecto existe, produz e gera receitas reais para o Estado. O argumento é mais preciso, as expectativas públicas que foram construídas em torno dessas receitas e a forma como os instrumentos fiscais existentes têm sido implementados não reflectem a realidade fiscal verificável. Ajustar as expectativas é um exercício de comunicação política e técnica que não requer renegociação contratual. Ajustar a implementação do quadro fiscal aplicável, incluindo a auditoria plena dos custos recuperáveis, a fiscalização rigorosa do Factor R, e a operacionalização efectiva dos instrumentos de transparência previstos no próprio CCPP, também é possível sem renegociar contratos em vigor. A renegociação contratual propriamente dita pode ser equacionada para contratos futuros (Rovuma LNG, Coral Norte) e, em circunstâncias específicas, para contratos existentes mediante acordo das partes.

1.3 Estrutura do Estudo

O estudo está organizado em nove secções. A Secção 2 apresenta o enquadramento teórico, a literatura sobre a maldição dos recursos, os regimes fiscais extractivos, a dívida soberana e a transição energética. A Secção 3 descreve o contexto dos projectos de GNL moçambicanos e a arquitectura fiscal do CCPP da Área 4 (Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção, em inglês EPCC - Exploration and Production Concession Contract). A Secção 4 detalha a metodologia do modelo fiscal e os seus pressupostos. A Secção 5 apresenta os resultados empíricos das projecções de receita em três cenários de preço, incluindo a análise do impacto sobre o PIB e o risco cambial. A Secção 6 analisa a dívida da ENH e os passivos contingentes do portfólio de GNL. A Secção 7 examina o custo de oportunidade do modelo de dependência do GNL para os sectores alternativos. A Secção 8 enquadra os resultados na economia política do extractivismo moçambicano e identifica as janelas de reforma disponíveis. A Secção 9 apresenta as conclusões e recomendações operacionais organizadas por destinatário e urgência.

2 ENQUADRAMENTO TEÓRICO

O estudo das receitas dos recursos naturais em países em desenvolvimento não é um campo neutro. É atravessado por tensões entre perspectivas que vêem os hidrocarbonetos como motores de desenvolvimento e perspectivas que os identificam como fontes de instabilidade fiscal, fragilidade institucional e bloqueio da diversificação económica. Esta secção apresenta os pilares teóricos que enquadram a análise empírica das secções seguintes, situando o caso de Moçambique numa literatura mais ampla, sem o reduzir a um caso passivo de determinismo estrutural.

O enquadramento mobiliza quatro corpos teóricos complementares: *i)* a literatura sobre a maldição dos recursos e os seus mecanismos; *ii)* a economia política dos regimes fiscais extractivos; *iii)* o nexos entre dívida soberana e expectativas de receitas de hidrocarbonetos; e *iv)* as implicações da transição energética global para novos exportadores de GNL em África.

2.1 A Maldição dos Recursos Revisitada

A proposição de que a abundância de recursos naturais tende a gerar resultados económicos e políticos negativos, popularizada como "maldição dos recursos" ou "paradoxo da abundância", constitui um dos debates mais produtivos e contestados da economia do desenvolvimento das últimas três décadas. A sua formulação seminal por Sachs e Warner (1995) identificou uma correlação negativa entre dependência de recursos e crescimento económico, numa amostra ampla de países, atribuindo este efeito principalmente à chamada doença holandesa: a valorização da taxa de câmbio real associada às exportações de recursos que corrói a competitividade do sector manufactureiro e de outros bens comercializáveis internacionalmente (*tradables*).

Van der Ploeg (2011), numa revisão abrangente da literatura empírica, consolidou e tornou mais complexo este argumento. A sua análise identifica múltiplos canais através dos quais uma abundância de recursos pode comprometer o desenvolvimento: *i)* a apreciação cambial e a desindustrialização; *ii)* o reforço da captura de rendas e do conflito civil em contextos de instituições frágeis; *iii)* a indução de políticas míopes em democracias presidencialistas; e *iv)* a incapacidade estrutural de converter recursos esgotáveis em outros activos produtivos. Crucialmente, van der Ploeg (2011) sublinha que nenhum destes resultados é determinístico, o que os países fazem com os seus recursos, e a qualidade das instituições que gerem essa riqueza, condiciona decisivamente os resultados.

A maldição dos recursos não é uma sentença inevitável. É antes a descrição de um conjunto de mecanismos que tendem a produzir resultados negativos na ausência de instituições robustas, transparência fiscal e planificação de longo prazo. Moçambique não está condenado, mas enfrenta exactamente as condições que a literatura identifica como de risco elevado: instituições em consolidação, dívida soberana elevada e contratos negociados em condições de assimetria de informação.

Uma contribuição central desta literatura é a distinção entre abundância de recursos (medida pelas reservas ou pela riqueza subterrânea per capita) e dependência de recursos (medida pela participação dos recursos nas exportações ou nas receitas fiscais). A evidência empírica sugere que é a dependência e não a abundância em si o factor de risco mais robusto (Van der Ploeg, 2011; Collier & Venables, 2011). Esta distinção tem implicações directas para Moçambique. A questão não é se o país tem gás, mas é em que medida o modelo de desenvolvimento adoptado cria dependência das receitas do GNL,

antes de estas se materializarem de forma substancial, e o que acontece ao Estado e às finanças públicas durante esse intervalo.

A literatura mais recente introduz nuances adicionais. Investigação baseada em quasi-experimentos naturais (descobertas de petróleo e gás como eventos exógenos) tem encontrado efeitos heterogéneos. Em países com fortes instituições pré-existentes, as descobertas tendem a melhorar os indicadores de desenvolvimento. Em países com instituições fracas, os efeitos são predominantemente negativos ou nulos (van der Ploeg & Poelhekke, 2017). Esta heterogeneidade não invalida as preocupações analíticas deste estudo, reforça-as, ao sublinhar que os resultados dependem da arquitectura institucional e fiscal que cria o equilíbrio entre os recursos e os cidadãos.

2.2 A Economia Política da Partilha de Rendas

O regime fiscal de um projecto extractivo, o conjunto articulado de instrumentos que determinam como as receitas brutas são repartidas entre o Estado anfitrião, as empresas concessionárias, e outros actores, é o mecanismo central através do qual um recurso natural pode, ou não, traduzir-se em benefício público. A literatura de economia extractiva identifica um conjunto de princípios que caracterizam os regimes fiscais mais eficazes do ponto de vista do Estado. Progressividade (captura de uma proporção crescente da renda económica quando a rentabilidade aumenta), neutralidade (não distorção das decisões de investimento e produção), e robustez à volatilidade de preços (fluxo de receitas mesmo em cenários de preço baixo).

Estes três princípios estão frequentemente em tensão. A progressividade, desejável para o Estado, requer mecanismos como o Factor R ou escalões de partilha do *Profit Oil* indexados à rentabilidade do projecto, que por definição diferem as receitas fiscais máximas para as fases tardias do ciclo de vida do projecto. A robustez à volatilidade, igualmente importante, sugere instrumentos com base tributável ampla e previsível (como royalties), que são por natureza regressivos. Esta tensão não tem solução universal, reflecte negociações entre o Estado anfitrião e os investidores sobre a distribuição do risco e da renda ao longo do tempo.

2.2.1 O Problema da Negociação em Condições de Assimetria

Collier (2010), em análise que permanece pertinente, argumenta que a negociação de contratos extractivos em países em desenvolvimento enfrenta uma assimetria estrutural. As empresas multinacionais conhecem muito melhor o verdadeiro valor dos recursos do que os governos anfitriões, e os contratos são frequentemente celebrados antes de as descobertas revelarem a sua magnitude real. O resultado tende a ser de contratos que são racionais do ponto de vista do Estado, no momento da assinatura, dados os riscos exploratórios e os custos de capital, mas que se revelam progressivamente desfavoráveis à medida que a incerteza se resolve.

Este mecanismo está na base do problema que este estudo analisa para o caso do Coral Sul FLNG. O CCPP da Área 4 foi negociado em 2006, antes das grandes descobertas do Rovuma. Os seus termos reflectem a incerteza exploratória de 2006, não a realidade produtiva de 2022. Isto não implica má-fé de nenhuma das partes, mas implica que o Estado moçambicano deve agora gerir expectativas de receita baseadas em projecções que decorrem de um regime fiscal desenhado para circunstâncias que já não existem.

2.2.2 *Rear-Loading e o Problema do Timing*

Um conceito central na análise dos regimes fiscais extractivos é o da "estrutura *rear-loaded*" (Hubert, 2019; Daniel, Keen & McPherson, 2010), a tendência para que as receitas fiscais mais substanciais se acumulem na segunda metade da vida produtiva de um projecto, após a recuperação dos custos de capital pelo investidor. Esta característica é comum a regimes de partilha de produção, como o do Coral Sul, onde os instrumentos de maior impacto fiscal, o *Profit Oil* e o IRPC, dependem directamente do lucro tributável do investidor, que só emerge depois da amortização do investimento.

Para um país como Moçambique, cujas necessidades de financiamento são imediatas e cuja dívida soberana foi parcialmente contraída com base na expectativa de receitas futuras do GNL, a natureza *rear-loaded* do regime fiscal cria um desequilíbrio temporal entre as obrigações presentes (serviço da dívida) e os fluxos futuros (receitas fiscais substanciais). Este descasamento não é apenas contabilístico, é uma fonte potencial de vulnerabilidade macroeconómica, bem documentada na literatura sobre crises de dívida soberana em economias dependentes de recursos (Mihalyi & Omatsola, 2019).

2.3 *Dívida Soberana e Expectativas de Receitas de Hidrocarbonetos*

A relação entre a descoberta de recursos naturais e o comportamento da dívida soberana é uma área de investigação crescente. A lógica teórica é aparentemente simples. A descoberta de hidrocarbonetos aumenta a riqueza esperada do Estado, o que deveria reduzir o risco soberano e aumentar a capacidade de endividamento. Na prática, esta lógica tem produzido resultados problemáticos em múltiplos contextos africanos.

Mihalyi e Omatsola (2019), numa análise de onze países africanos produtores de petróleo e gás, documentam um padrão recorrente. As descobertas de recursos induzem aumentos substanciais na dívida soberana, frequentemente com base em projecções de receita optimistas que não se materializam no *timing* esperado. O resultado é um aumento do risco soberano exactamente no período em que as receitas fiscais deveriam estar a justificar a dívida contraída, mas estão ainda presas no período de recuperação de custos do investidor. Os autores designam este fenómeno como a "armadilha da antecipação da renda". Os países endividam-se com base em receitas futuras que chegam tarde, em menor volume do que projectado, ou simplesmente não chegam.

O caso de Moçambique apresenta características que o tornam paradigmático desta armadilha. Os *eurobonds* emitidos a partir de 2013, incluindo o tristemente famoso escândalo das dívidas ocultas, foram parcialmente justificados pela expectativa de receitas do GNL. A reestruturação da dívida soberana moçambicana em 2019-2023 ocorreu num contexto em que o único projecto em produção, o Coral Sul FLNG, estava a gerar receitas fiscais inferiores a USD 100 milhões por ano, uma fracção minúscula dos montantes necessários para servir a dívida. Este contexto não é um desvio do caso normal, é exactamente o que a literatura prevê para países com regimes fiscais *rear-loaded* e expectativas de receita não calibradas ao *timing* real dos fluxos.

A armadilha teórica identificada por Mihalyi e Omatsola (2019) manifesta-se de forma concreta no caso moçambicano: entre 2022 e 2026, o Coral Sul FLNG gerou receitas fiscais totais de aproximadamente USD 253 milhões, cerca de 5,4% do stock de dívida pública interna e externa de Moçambique em 2023 (FMI, 2024). A promessa do GNL como âncora fiscal chegou, mas chegou tarde, em menor volume e com uma estrutura de custos que comprime os benefícios líquidos para o Estado.

2.4 Transição Energética e Activos Encalhados

Um desenvolvimento relativamente recente na literatura e de crescente relevância para a análise do caso moçambicano é a questão dos activos encalhados (*stranded assets*), associados à transição energética global. A hipótese dos activos encalhados, articulada por Caldecott et al. (2013) e desenvolvida por múltiplos autores subsequentes, postula que a descarbonização da economia global, se prosseguida em trajectória compatível com os objectivos do Acordo de Paris, implicará a depreciação prematura de uma parcela significativa dos activos de combustíveis fósseis existentes, incluindo reservas de gás natural que nunca serão extraídas e infra-estrutura que não recuperará o seu investimento.

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2024a), no seu *World Energy Outlook* mais recente (2024), projecta que a capacidade global de exportação de GNL aumentará cerca de 50% até 2030, principalmente com base em projectos dos Estados Unidos e do Qatar. Esta expansão da oferta, em conjugação com a desaceleração da procura de gás nos principais mercados importadores (Europa e China, ambos a acelerar a transição para energias renováveis), aponta para um excesso estrutural de capacidade de GNL a partir de meados da década de 2020.

O Instituto Internacional de Desenvolvimento Sustentável (IISD, 2024) analisa especificamente as implicações para produtores africanos, concluindo que novos entrantes, como Moçambique, com custos operacionais relativamente elevados, enfrentam risco acrescido de não recuperar o investimento em cenários de preço baixo, exactamente o cenário *stress* de USD 8/MMBtu que este modelo considera.

2.4.1 O GNL como Combustível de Transição

A narrativa que justifica novos projectos de GNL em África como combustíveis de transição, necessários para apoiar a descarbonização dos países em desenvolvimento e substituir carvão na geração eléctrica, tem sido instrumentalmente mobilizada por empresas petrolíferas e por alguns governos exportadores. A sua validade empírica é, contudo, crescentemente contestada.

A IEA (2024a) é explícita. Nos cenários que limitam o aquecimento a 1,5°C (NZE)³ e 1,7°C (APS)⁴, a capacidade de GNL já existente e em construção é suficiente até 2040, não sendo necessário qualquer novo projecto. Mesmo no cenário de políticas declaradas (STEPS, compatível com 2,4°C de aquecimento)⁵, não há necessidade de nova capacidade de GNL até pelo menos 2040. A narrativa do GNL como combustível de transição é, portanto, compatível apenas com trajectórias de aquecimento global que comprometem os objectivos do Acordo de Paris, o que cria uma tensão estrutural entre a retórica da transição justa e a lógica de investimento dos projectos actualmente em desenvolvimento.

Para Moçambique, esta tensão tem implicações directas. O argumento de advocacia deste estudo não é que o Coral Sul FLNG seja imediatamente um activo encalhado. O projecto existe, está a produzir e os seus contratos de venda de longo prazo proporcionam algum isolamento face à volatilidade do preço spot⁶. O argumento é mais preciso, os projectos ainda não em produção (Rovuma LNG, expansões

³NZE - Net Zero Emissions by 2050, o cenário mais ambicioso. Descreve o caminho necessário para limitar o aquecimento a 1,5°C, com emissões líquidas nulas em 2050. Implica uma redução muito abrupta da procura de combustíveis fósseis, incluindo gás natural.

⁴APS - Announced Pledges Scenario, cenário intermédio. Assume que todos os compromissos climáticos anunciados pelos governos (incluindo metas de neutralidade carbónica) são cumpridos integralmente e a tempo. Compatível com 1,7°C de aquecimento. Mais realista que o NZE mas ainda mais ambicioso do que as políticas actualmente implementadas.

⁵STEPS - Stated Policies Scenario - o cenário mais conservador dos três. Reflete apenas as políticas energéticas e climáticas já formalmente adoptadas e em implementação, não os compromissos futuros nem as metas declaradas, só o que está em vigor. Compatível com 2,4°C de aquecimento, portanto acima do limite do Acordo de Paris.

⁶Preço spot (do inglês spot price, "preço no local") designa o preço corrente de mercado para a compra ou venda imediata de uma commodity, com entrega física num curto espaço de tempo (geralmente 48 a 72 horas). Contrasta com os preços de contratos a prazo

futuras) enfrentam um risco de activos encalhados crescente, e a persistência do modelo de dependência do GNL como estratégia de desenvolvimento compromete a janela de diversificação económica, enquanto os fluxos fiscais ainda são modestos.

2.5 *Economia Política, Legitimidade Fiscal e Extractivismo*

Uma dimensão frequentemente ausente das análises técnicas dos regimes fiscais extractivos é a economia política que os produz e os sustenta. A pergunta relevante não é apenas "quanto recebe o Estado" é também "quais os interesses que moldam a narrativa sobre o que o Estado pode esperar receber" e "quais as consequências políticas de uma arquitectura fiscal que beneficia sistematicamente o investidor na primeira metade da vida produtiva do projecto".

Prichard (2015), na análise mais sistemática disponível sobre o nexo entre tributação e responsabilização política na África subsaariana, desenvolve o conceito de "contrato fiscal" como fundamento da relação entre Estado e cidadãos. Quando os cidadãos pagam impostos, têm incentivos para exigir responsabilidade (*accountability*) ao Estado. Quando o Estado não depende de impostos dos cidadãos, porque financia o orçamento com rendas extractivas, o incentivo para a responsabilização política enfraquece. Esta lógica, articulada em termos clássicos por Tilly (1990), tem uma aplicação directa ao caso moçambicano. Na medida em que as receitas do GNL substituem a tributação interna como fonte de financiamento público, os mecanismos de contrato fiscal entre Estado e cidadãos são potencialmente enfraquecidos.

A dimensão da legitimidade política do extractivismo é particularmente relevante em Cabo Delgado, a província onde os projectos de GNL estão localizados. A insurgência que eclodiu em 2017, e que levou à suspensão dos projectos *onshore*, tem raízes complexas que transcendem o sector extractivo. Contudo, a investigação disponível (Human Rights Watch, 2021; Morier-Genoud, 2020) documenta que a percepção de exclusão das comunidades locais dos benefícios dos projectos de GNL alimenta narrativas de ressentimento que criam condições favoráveis ao recrutamento por parte de grupos armados. O regime fiscal, que concentra os benefícios na segunda metade da vida produtiva do projecto, e que, como demonstra este estudo, gera receitas modestas para o Estado, mesmo no cenário base, não oferece recursos suficientes para responder a estas necessidades de desenvolvimento local de forma oportuna.

2.6 *As Quatro Proposições Teóricas que Guiam a Análise*

O enquadramento teórico apresentado nas secções anteriores sustenta quatro proposições analíticas que guiam a investigação empírica nas secções seguintes:

Proposição 1 - Desequilíbrio temporal: A estrutura *rear-loaded* do regime fiscal do CCPP, Área 4, cria um desequilíbrio entre as obrigações de dívida presentes do Estado moçambicano e os fluxos fiscais futuros do Coral Sul FLNG. Este descasamento é mensurável, e a sua magnitude é politicamente significativa.

(forward) ou futuros (futures), que fixam preços para entregas posteriores. No mercado de GNL, o preço spot é particularmente volátil, respondendo a variações imediatas de oferta e procura, eventos geopolíticos ou condições meteorológicas extremas, ao contrário dos contratos a longo prazo (long-term) que tipicamente indexam o GNL ao preço do petróleo ou do gás em hubs europeus/asiáticos.

Proposição 2 - Passivo contingente: A participação da ENH no consórcio da Área 4, estruturada como *carried interest* com dívida de USD 1,356 mil milhões, transforma a presença estatal no projecto num passivo quasi-soberano que consome os dividendos potenciais até pelo menos 2033, reduzindo o benefício líquido efectivo do Estado.

Proposição 3 - Risco de activos encalhados: O excesso estrutural de capacidade de GNL projectado para a segunda metade da década de 2020 (IEA, 2024a) cria risco de preço crescente para os projectos ainda não em produção, comprometendo as projecções de receita de longo prazo que justificam a exposição fiscal do Estado moçambicano.

Proposição 4 - Custo de oportunidade: A persistência do modelo de dependência do GNL como estratégia de desenvolvimento tem custos de oportunidade quantificáveis em sectores alternativos - energias renováveis, agroindústria e minerais críticos - que a literatura sobre diversificação económica identifica como mais compatíveis com trajectórias de desenvolvimento sustentável e menos vulneráveis à volatilidade dos preços globais de *commodities*.

Estas quatro proposições não são afirmações sobre a inevitabilidade de resultados negativos, são hipóteses analíticas verificáveis com os dados disponíveis. A contribuição empírica deste estudo é precisamente quantificar a magnitude de cada uma delas, ancorando o argumento de advocacia em evidências que podem ser examinadas, replicadas e contestadas.

3 CONTEXTO E REGIME FISCAL DO GNL EM MOÇAMBIQUE

3.1 Os Projectos de GNL no Rovuma

A bacia do Rovuma, no extremo norte de Moçambique, concentra algumas das maiores descobertas de gás natural do mundo na última década. Com reservas estimadas em mais de 5 triliões de metros cúbicos, o Rovuma posicionou Moçambique entre os países com maior potencial gasífero a nível global. No entanto, a narrativa pública que enquadra estes recursos como garantia de transformação económica raramente distingue a natureza radicalmente diferente dos projectos que os explorarão.

Existem, no momento, quatro projectos de GNL em diferentes estágios de desenvolvimento no Rovuma, cada um com características técnicas, financeiras e fiscais distintas. Esta distinção não é meramente técnica, tem implicações directas sobre o *timing*, a magnitude e a certeza das receitas fiscais que o Estado moçambicano pode esperar.

Tabela 3-1: Os Quatro Projectos de GNL do Rovuma: Estado Actual (Março 2026)

Projecto	Área	Operador	Tipo	Estado Actual (Março 2026)
Coral Sul FLNG	Área 4	ENI / MRV	Offshore FLNG (aprox. 2.000m)	EM PRODUÇÃO desde Out. 2022. Capacidade: 3,4 MTPA. Único projecto a gerar receitas fiscais actualmente. Expansão (Coral Norte) com FID aprovado em Out. 2025.
Coral Norte FLNG	Área 4	ENI / MRV	Offshore FLNG (expansão)	FID aprovado Out. 2025. Investimento: USD 7,2 mil milhões. Contrato EPCI assinado (TechnipFMC). Primeiro LNG previsto: 2º trimestre de 2028. Fonte: ENI (2025).
Rovuma LNG	Área 4 (onshore)	ExxonMobil / MRV	Onshore - Afungi	Força maior levantada em Nov. 2025. FID previsto para 2026 - ainda não tomado. Primeiras exportações projectadas para 2030. Nota: terceiro adiamento do FID em cinco anos.
Mozambique LNG	Área 1	TotalEnergies (26,5%)	Onshore - Afungi	Força maior levantada em 7 Nov. 2025. Reinício formal anunciado em 29 Jan. 2026 (Afungi, com Pres. Chapo). Progresso actual: 40%. Primeiro LNG: 2029. Custo base FID: USD 20 mil milhões. Custos reclamados durante força maior: USD 4,5 mil milhões - em auditoria independente por determinação da Resolução n.º 42/2025 do Conselho de Ministros.

Fontes: ENI (2022, 2024, 2025); TotalEnergies, Press Release (29 Janeiro 2026); Resolução n.º 42/2025 do Conselho de Ministros de Moçambique (19 Novembro 2025); TechnipFMC (2025).

O Coral Sul FLNG é o único projecto actualmente em produção e, portanto, a única fonte de receitas fiscais do sector de GNL para o Estado moçambicano. Este estudo foca-se exclusivamente neste projecto. O reinício dos projectos onshore - Mozambique LNG e Rovuma LNG - é um desenvolvimento recente e positivo, mas a sua contribuição fiscal para o Estado moçambicano permanece incerta quanto ao montante e diferida no tempo, pelas razões analisadas em detalhe abaixo.

Esta distinção é essencial por dois motivos. Primeiro, as projecções optimistas de receitas que circulam no espaço público, por exemplo, a Deloitte (2024) estima USD 100 mil milhões de receitas ao longo da vida dos projectos da Bacia do Rovuma⁷. O Governo, por seu lado, afirma que o gás do Coral Sul gerará

⁷Club of Mozambique. (2025, 11 de Abril). Mozambique government expects to collect \$23B from new gas platform. Disponível em: <https://clubofmozambique.com/news/mozambique-government-expects-to-collect-23b-from-new-gas-platform/>. Acesso a 6 de Março de 2026.

"mais de 16 mil milhões de dólares"⁸, Mozambique LNG "mais de 35 mil milhões"⁹ e Coral Norte "mais de 23 mil milhões"¹⁰, ao longo da vida dos projectos. Estas estimativas agregam todos os projectos como se estivessem em produção simultânea e imediata. Segundo, a distinção entre projectos *Offshore* e *onshore* é operacionalmente relevante. A insurgência em Cabo Delgado, que levou à declaração de força maior no Mozambique LNG em 2021 e condiciona ainda o ambiente de segurança em torno dos projectos *onshore*, não afecta o Coral Sul FLNG e o Coral Norte FLNG, cuja infra-estrutura é exclusivamente *Offshore* e operacionalmente isolada. Confundir estes projectos como frequentemente acontece na cobertura mediática e em documentos de advocacia, enfraquece a credibilidade analítica.

3.1.1 O Mozambique LNG e a Questão dos Custos da Força Maior

O reinício do Mozambique LNG merece uma análise específica pelas suas implicações fiscais, que vão além do simples restabelecimento da actividade produtiva. O projecto foi concebido com um custo de desenvolvimento de USD 20 mil milhões no momento da decisão de investimento final (FID). Durante o período de força maior (2021-2025), a TotalEnergies e o consórcio incorreram em custos adicionais de USD 4,5 mil milhões, que reclamam como custos recuperáveis nos termos do CCPP da Área 1.

O Conselho de Ministros respondeu com a Resolução n.º 42/2025, de 19 de Novembro de 2025, que determina a realização de uma auditoria independente a estes custos antes da sua validação. O artigo 4.º desta Resolução é particularmente significativo. Estabelece que a validação dos custos deve reflectir "os níveis de receita para ambas as partes" e "salvaguardar o interesse nacional" - uma formulação que sinaliza a intenção do Governo de contestar, pelo menos parcialmente, a recuperabilidade destes custos.

Se os USD 4,5 mil milhões de custos reclamados durante a força maior forem validados como integralmente recuperáveis, o custo total do Mozambique LNG ascende a USD 24,5 mil milhões, um aumento de 22,5% face ao custo original do FID. Nos termos de um regime de partilha de produção com limite de cost recovery de 75%, este aumento desloca o horizonte de Profit Oil e IRPC substanciais para o Estado potencialmente para além de 2040. O desfecho da auditoria determinada pela Resolução 42/2025 é, portanto, uma das variáveis fiscais mais relevantes para o médio prazo das finanças públicas moçambicanas e o facto de ainda não estar resolvida é, em si mesmo, um indicador do risco fiscal que este estudo procura documentar.

3.2 A Arquitectura Fiscal do Contrato da Área 4

O regime fiscal que governa o Coral Sul FLNG é estabelecido pelo Contrato de Concessão de Exploração e Produção (CCPP) da Área 4, celebrado em Dezembro de 2006 entre o Estado moçambicano, representado pela ministra dos Recursos Minerais (MIREME), a ENI East Africa S.p.A e pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH). Este contrato foi celebrado antes das grandes descobertas de gás do Rovuma, realizadas entre 2011 e 2014, o que significa que os seus termos foram negociados numa fase de elevada incerteza exploratória e, consequentemente, reflectem uma distribuição de risco favorável ao investidor.

⁸MZNews. (2025, 10 de Julho). Coral Sul: Moçambique poderá encaixar 16 MM\$ em receitas fiscais em 30 anos. Disponível em: <https://mznews.co.mz/coral-sul-mocambique-podera-encaixar-16-mm-em-receitas-fiscais-em-30-anos/>. Acesso a 6 de Março de 2026.

⁹Agência de Informação de Moçambique (AIM). (2026, 29 de Janeiro). Moçambique poderá arrecadar mais de 35 biliões de dólares com o Mozambique LNG. Disponível em: <https://aimnews.org/2026/01/29/mocambique-podera-arrecadar-mais-de-35-biloes-de-dolares-com-o-mozambique-lng/>. Acesso a 6 de Março de 2026.

¹⁰Club of Mozambique. (2025, 11 de Abril). Mozambique government expects to collect \$23B from new gas platform. Disponível em: <https://clubofmozambique.com/news/mozambique-government-expects-to-collect-23b-from-new-gas-platform/>. Acesso a 6 de Março de 2026.

O contrato é público e disponível nas páginas institucionais do MIREME e INP. Os Acordos Complementares ao CCPP I e II foram subsequentemente negociados, mas, de acordo com a análise realizada, não alteraram os termos fiscais nucleares. O regime fiscal do CCPP Área 4 articula-se em torno de seis instrumentos principais cujo funcionamento conjunto determina a distribuição efectiva das receitas entre o Estado e os investidores.

Tabela 3-2- Instrumentos Fiscais do CCPP Área 4 e Impacto sobre as Receitas do Estado

Instrumento Fiscal	Taxa / Limite	Base Legal	Natureza	Impacto Fiscal
IPP (Royalty)	2% da produção bruta	CCPP Área 4, Art. 9.3; reduzido para águas > 500m	Regressivo; cobrado antes da recuperação de custos	Único instrumento que gera receita imediata e certa. Entre 2022-2025: USD 91 milhões (fonte: FSM, 2026). Fluxo garantido independentemente dos custos.
Cost Recovery	Limite de 75% da receita disponível após royalty	CCPP Área 4, Art. 9.5	Protege o investidor; adia o <i>Profit Oil</i>	Enquanto os custos não forem recuperados (aprox. USD 11 mil milhões), 75% da receita disponível reverte ao investidor. Em 2022-2026, o Estado recebeu menos de 6% do valor bruto da produção.
Factor R e <i>Profit Oil</i>	Cinco escalões (R<1 a R≥4): Estado recebe entre 15% e 55% do <i>Profit Oil</i> conforme o rácio receitas/investimento	CCPP Área 4, Art. 9.10	Progressivo; alinhado com rentabilidade do projecto	Mecanismo tecnicamente correcto mas que só produz receitas substanciais após o payback do investidor (por volta de 2027-2030). Factor R em 2026 é aprox. 0,18; o Estado recebe apenas 15% do <i>Profit Oil</i> .
IRPC (Imposto sobre o Rendimento)	24% nos primeiros 8 anos de produção; 32% depois	Lei Fiscal Moçambique e Contrato Área 4	Taxa reduzida como incentivo; depois standard	Prejuízo fiscal acumulado do investidor impede a tributação até cerca de 2027. O modelo calibrado projecta IRPC = USD 0 em 2022-2026. Após 2027, gera o maior fluxo individual (cerca de 43% das receitas fiscais totais projectadas).
Bónus de Produção	USD 7 milhões total (início e marcos de produção)	CCPP Área 4, Art. 12	Fixo; não indexado à produção nem ao preço	Irrelevante à escala do projecto (USD 9,5 mil milhões de CAPEX). Valor simbólico que não deve figurar nos argumentos centrais do artigo.
Participação ENH (10%)	Carried interest; dívida de USD 1.356B a LIBOR+1% (6%)	CCPP Área 4, Art. 9.13 e IGEPE 2023	Participação estatal diferida e endividada	A ENH recebe 10% do <i>Profit Oil</i> do investidor como dividendos, mas usa esses dividendos para amortizar a sua dívida de USD 1.356B. Dividendos líquidos para o Estado: zero até cerca de 2033. Ver Secção 6.

A lógica sequencial destes instrumentos é fundamental para compreender o problema fiscal central. A arquitectura do CCPP Área 4 foi desenhada para atrair investimento num contexto de risco exploratório elevado, garantindo que o investidor recupera integralmente os seus custos antes de o Estado receber fluxos fiscais substanciais. Esta abordagem, tecnicamente designada por "*rear-loaded revenue structure*" na literatura de economia extractiva, tem uma racionalidade económica defensável no momento da assinatura do contrato, mas produz efeitos que merecem escrutínio quando analisados retrospectivamente.

3.3 A Arquitectura da Participação da ENH (*Carried Interest*)

A Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), empresa pública que representa o Estado moçambicano no sector extractivo, detém uma participação de 10% no consórcio da Área 4. À primeira vista, esta participação representa um mecanismo de benefício directo do Estado nos lucros do projecto, um instrumento complementar às receitas fiscais convencionais.

A dívida gerada por este mecanismo tem uma magnitude e uma estrutura de amortização que a tornam um passivo quasi-soberano de importância macroeconómica. A sua composição entre dívida de exploração e dívida de desenvolvimento, a taxa de juro aplicável e o montante total reportado pelo IGEPE são apresentados na Secção 5.6, que também projecta a trajetória de amortização e os dividendos líquidos esperados para os três cenários de preço do GNL.

O mecanismo de amortização desta dívida é inteiramente dependente dos dividendos que a ENH recebe como detentora de 10% do *Profit Oil* dos investidores, dividendos que, por sua vez, só chegam depois de o Factor R superar o limiar de 1 e de toda a dívida acumulada estar paga. A análise quantitativa deste mecanismo e a trajetória projectada dos dividendos líquidos são apresentadas na Secção 5.6, com base no modelo fiscal calibrado com dados históricos observados

Em termos estruturais, a participação de 10% da ENH é simultaneamente um activo (direito a dividendos futuros e voz no consórcio) e um passivo (dívida de *carried interest* que precede qualquer retorno líquido). A proporção entre estes dois lados do balanço, e o prazo em que o passivo domina o activo, depende do preço do GNL, da curva de produção e das condições de amortização definidas no Acordo de Operações Conjuntas. A Secção 5.6 quantifica esta proporção para três cenários de preço.

3.4 O Conceito de *Government Take*, Duas Métricas, Uma Divergência

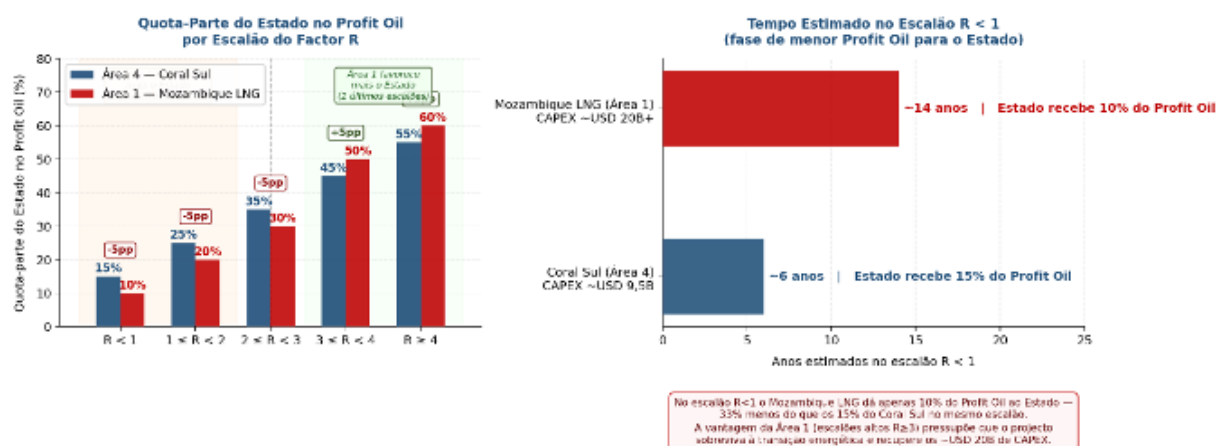
O conceito de *government take*, a proporção das receitas brutas de um projecto extractivo que flui para o Estado, incluindo impostos, royalties e participação estatal, é a métrica padrão na literatura de economia extractiva para avaliar a equidade de um regime fiscal.

No caso do projecto Coral Sul, a estrutura contratual estabelece uma participação do Estado através da ENH e das receitas fiscais que, à primeira vista, sugere uma divisão equilibrada dos ganhos. A partilha de produção prevista no contrato de concessão, combinada com os impostos corporativos e outros tributos, aponta para uma partilha aparentemente razoável.

O que a análise quantitativa revela, desenvolvida na Secção 5.5 com base no modelo fiscal calibrado com dados históricos do FSM e RPCGE para 2022-2025, é que o *government take* efectivo, calculado sobre as receitas brutas totais do projecto ao longo do seu ciclo de vida, é substancialmente inferior ao *take* declarado. A diferença tem implicações directas para o debate sobre a suficiência do regime fiscal e a necessidade de renegociação contratual.

Esta divergência não é contraditória, reflecte a diferença entre o *government take* calculado sobre receitas após custos (métrica da indústria, favorável ao investidor) e o *government take* calculado sobre receitas brutas (métrica mais relevante para avaliar o benefício macroeconómico para o país). A preferência pela métrica de receitas brutas fundamenta-se na teoria da renda económica, segundo a qual o Estado, enquanto proprietário do recurso natural, tem direito à totalidade do valor gerado pela sua exploração, independentemente dos custos operacionais do investidor (Boadway & Keen, 2010; Daniel et al., 2010). Adicionalmente, análises empíricas demonstram que o *government take* calculado sobre bases líquidas tende a superestimar a efectiva captura de renda pelo Estado, ao ignorar estruturas de planificação fiscal internacional e assimetrias de informação na contabilização de custos (Commonwealth Secretariat, 2021). A comparação com países homólogos torna esta diferença ainda mais evidente.

Figura 3-1: Factor R: Comparação CCPP Área 4 (Coral Sul) vs. CCPP Área 1 (Mozambique LNG)



Fonte: CCPP Área 4 (2006), Art. 9.10; CCPP Área 1 (2006), Art. 9.10

O *government take* efectivo, calculado neste modelo, é calculado sobre as receitas brutas e não sobre as receitas após custos. A diferença entre as duas métricas reflecte o peso dos custos recuperáveis. Num projecto de capital intensivo, como o Coral Sul FLNG, com um CAPEX de USD 9,5 mil milhões, a recuperação de custos absorve uma fracção significativa das receitas durante os primeiros anos de produção. A Secção 5.5 quantifica o impacto preciso desta diferença e apresenta a comparação com os *benchmarks* internacionais.

Esta distinção tem implicações directas para o debate de política: quando se cita um *government take* elevado para o Coral Sul FLNG, é necessário perguntar sobre qual base é calculado. A resposta muda substancialmente o enquadramento e as implicações para a renegociação contratual e para a comparação com outros países produtores. A Secção 5.5 desenvolve esta análise com dados.

3.5 A Evolução Contratual: Três Gerações de Contratos, Três Momentos de Poder Negocial

A análise comparativa dos parâmetros fiscais entre os três momentos contratuais identificáveis no sector de hidrocarbonetos moçambicano, o contrato Sasol/Área A (2005, *onshore*), os contratos das Áreas 1 e 4 (2006, *offshore* profundo) e os contratos da 6ª Ronda de Licenciamento (2024), constitui uma evidência directa da evolução do poder negocial do Estado ao longo de quase duas décadas (INP, 2024).

A comparação do *royalty* (IPP) exige uma qualificação metodológica prévia. Os contratos das Áreas 1 e 4 (2006) foram celebrados ao abrigo do Decreto n.º 19/04 de 2 de Junho (Regulamento do Imposto sobre a Produção do Petróleo)¹¹ que diferenciava as taxas por profundidade: 5% (gás *onshore*), 4% (gás <100m), 3% (gás 100-500m) e 2% (gás ≥500m). O Coral Sul está a cerca de 2.000 metros de profundidade, o que enquadra a taxa de 2% como prémio de risco para águas ultra-profundas, não como concessão arbitrária.

O contrato Sasol/Área A (2005, *onshore*) aplica uma taxa de 6% para gás natural, ao abrigo da mesma legislação, reflectindo o perfil de risco muito inferior do gás *onshore* já comprovado na Bacia do Rovuma.

¹¹Revogado pela Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, que estabelece o regime jurídico da tributação e do regime de benefícios fiscais das operações petrolíferas.

A Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro (Regime Jurídico da Tributação e do Regime de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas) que enquadra os contratos da 6.ª Ronda, estabeleceu, no Art. 10, uma taxa uniforme de 6% para gás natural e 10% para petróleo bruto, eliminando a diferenciação por profundidade como mecanismo de incentivo e padronizando o *royalty* independentemente do perfil de risco geológico. Em termos comparativos, o Coral Sul pagaria hoje um *royalty* de 6% em vez de 2%, uma diferença de três vezes que, ao longo de 27 anos no cenário base, representa cerca de USD 2.419 milhões adicionais de receita imediata para o Estado.

O limite de *cost recovery* é o segundo parâmetro com maior impacto estrutural. O contrato Sasol/Área A (2005) é o mais favorável ao Estado, apenas 50%, o que significa que pelo menos metade das receitas brutas flui para *profit oil* em qualquer ano de produção. Os contratos das Áreas 1 e 4 (2006) estabelecem 75% e 65% respectivamente, valores que, num projecto com USD 11 mil milhões em custos recuperáveis (RPCGE 2024, Quadro V.13), implicam que até três quartos das receitas brutas podem ser absorvidas antes de qualquer partilha de *profit oil*. A Lei n.º 27/2014 fixou 60% nos contratos de 2024, uma melhoria moderada face às Áreas 1 e 4, mas ainda acima do limite *onshore* do contrato Sasol. A diferença entre o limite de 75% da Área 4 e o limite de 50% do Sasol ilustra com clareza como o risco geológico e o tipo de recurso continuam a determinar os termos, mesmo após duas décadas de experiência institucional acumulada.

O Factor R revela o padrão mais complexo. O contrato Sasol/Área A (2005) é o mais favorável ao Estado em todos os escalões: 20% para $R < 1$, chegando a 80% para $R \geq 3$. Trata-se de gás *onshore* comprovado, com risco geológico mínimo, o que explica, sem justificar integralmente, a maior quota estatal. Os contratos das Áreas 1 e 4 (2006) são os menos favoráveis nos escalões iniciais: apenas 15% e 10% respectivamente para $R < 1$, com máximos de 55% e 60% para $R \geq 4$. A Lei n.º 27/2014 (Art. 32) introduziu melhorias nos escalões intermédios: 50% para R entre 2 e 2,5, e 60% para $R \geq 2,5$, atingindo o escalão máximo mais cedo do que nos contratos de 2006. Contudo, o escalão de arranque permanece em 15% para $R < 1$, idêntico à Área 4, o que é crítico porque o Factor R do Coral Sul permaneceu abaixo de 1 durante os primeiros anos de produção, período em que a receita de *profit oil* do Estado foi estruturalmente mínima.

A participação da ENH evoluiu de forma expressiva, mas não uniforme. O contrato Sasol/Área A prevê uma opção de participação de 30% da ENH em regime de partilha de produção. Nos contratos de 2006, a ENH detém 10% (Área 4) e 15% (Área 1) em regime de *carried interest* financiado pelas concessionárias. Nos contratos de 2024, a participação varia entre 22,5% (A6D, A6E e S6B, CNOOC) e 40% (A6C, ENI), com financiamento à taxa SOFR+1% em vez de LIBOR+1%. O aumento nominal é inequívoco, mas a sua tradução em receitas efectivas para o Estado dependerá, como no Coral Sul, da dinâmica do Factor R, do custo total recuperável e do *timing* de amortização da dívida de *carried interest*, que será proporcionalmente mais elevada.

Os bónus de produção ilustram de forma mais directa a evolução negocial. O bónus de início de produção da Área 4 é de USD 1 milhão, o contrato Sasol prevê USD 1 milhão nas mesmas condições. Nos contratos A6D e S6B (CNOOC, 2024), este bónus passou para USD 20 milhões, um aumento de vinte vezes. O total estimado de bónus ao longo da vida do projecto passou de USD 7 milhões (Área 4) para USD 35 milhões, ou mais, nos contratos mais recentes. Ainda que os bónus representem uma parcela marginal das receitas totais do ciclo de vida, a sua dimensão sinaliza a diferença de poder negocial entre os três momentos históricos.

A leitura desta evolução exige uma qualificação analítica importante. As diferenças entre gerações contratuais reflectem tanto a maior maturidade negocial e institucional do Estado como diferenças reais

no perfil de risco dos recursos. O gás *onshore* do Sasol, em 2005, tinha risco geológico residual. Os contratos *offshore* de 2006 foram negociados antes das grandes descobertas do Rovuma, sem experiência institucional em GNL ultra-profundo. Os contratos de 2024 referem-se a áreas com perfis de risco e potencial distintos, num contexto de mercado e institucional muito diferente. O que esta comparação permite afirmar com rigor não é que o Estado foi lesado nas negociações de 2006, é que os contratos celebrados nesse momento histórico permanecerão inalteráveis até 2047-2052, sem mecanismos de revisão periódica que permitam ao Estado capturar uma quota crescente das rendas à medida que o risco do projecto diminui e a experiência institucional aumenta. A questão politicamente relevante é precisamente esta ausência de mecanismos de ajustamento, não o passado contratual em si.

Tabela 3-3: Parâmetros Fiscais Comparados: Três Gerações de Contratos de Hidrocarbonetos em Moçambique (2005–2024)

Parâmetro	Área A / Sasol (2005 Onshore)	Área 4 / MRV (2006 - Offshore ≥500m)	Área 1 / Total (2006 - Offshore)	6.ª Ronda A6C ENI (2024)	6.ª Ronda A6D/S6B CN00C (2024)	Base Legal
Royalty IPP - Gás	6% (onshore)	2% (≥500m)	2% (≥500m)	6% (uniforme)	6% (uniforme)	Decreto 19/04; Art. 10 Lei 27/2014
Royalty IPP - Petróleo Bruto	8% (onshore)	3% (≥500m)	3% (≥500m)	10% (uniforme)	10% (uniforme)	Decr. 19/04; Art. 10 Lei 27/2014
Cost Recovery Limit	50%	75%	65%	60%	60%	Contratos; Art. 31 Lei 27/2014
Amortização CAPEX (max.)	25%/ano	25%/ano	25%/ano	25%/ano	25%/ano	Contratos; Art. 23 Lei 27/2014
Profit Oil R<1 (quota Estado)	20%	15%	10%	15%	15%	Contratos; Art. 32 Lei 27/2014
Profit Oil R≥2,5-3 (quota Estado)	60-80%	35-45%	30-50%	60% (R≥2,5)	60% (R≥2,5)	Contratos; Art. 32 Lei 27/2014
Participação ENH	Opção 30% (PSA)	10% (carried)	15% (carried)	40% (carried)	22,5% (carried)	Contratos; ENH (2024)
IRPC	32%	32% (24% primeiros 8 anos)	32% (24% primeiros 8 anos)	32%	32%	Lei 27/2014; Contratos
Carry-forward perdas	5 anos	7 anos	7 anos	5 anos	5 anos	Contratos; Cód. IRPC
Bónus início produção	USD 1M	USD 1M	USD 5M	USD 2M	USD 20M	Contratos (Art. 12 Área 4)
Estabilidade fiscal	Contratual	Contratual	Contratual	Art. 40 Lei 27/2014	Art. 40 Lei 27/2014	Lei 27/2014; Contratos

Fontes: CCPPs das Áreas 1, 4 e A (INP, *inp.gov.mz*); CCPPs A6C, A6D, A6E, S6B (INP, 2024); Lei n.º 27/2014, Art. 10, 23, 31, 32 (Boletim da República, I Série, n.º 76, 23 Set. 2014); Decreto n.º 19/04, de 2 de Junho (regime de royalty anterior). Elaboração própria com base nos contratos originais.

A Tabela 3-3, apresentada com base na leitura dos contratos disponíveis no INP (INP, 2024), sistematiza esta comparação entre as três gerações contratuais. Os parâmetros do Coral Sul são o resultado de um momento histórico específico que a reforma de 2014 e a experiência acumulada permitiram superar nos contratos subsequentes, mas cuja irreversibilidade contratual torna essa superação analiticamente relevante apenas para os novos projectos, designadamente o Rovuma LNG, cujo FID permanece por tomar.

4 METODOLOGIA

O estudo combina análise documental de fontes primárias, modelização fiscal quantitativa e análise comparativa de *benchmarks* internacionais. A transparência metodológica é um princípio central deste trabalho. Todas as fontes, premissas e limitações são explicitamente documentadas de modo a permitir a replicação da análise e a contestação fundamentada dos resultados.

4.1 Abordagem Geral

O estudo adopta uma metodologia mista que articula três componentes complementares. O primeiro é a análise documental de fontes primárias, contratos de concessão, relatórios oficiais, legislação fiscal e documentos públicos das empresas que fornecem a base contratual e institucional da análise. O segundo é a modelização fiscal quantitativa, baseada em fluxo de caixa descontado (DCF), detalhada nas secções que se seguem. O terceiro é a análise comparativa internacional e a avaliação do custo de oportunidade do modelo de dependência do GNL, apresentadas nas secções 7 e 8.

A prioridade metodológica é atribuída à evidência quantitativa derivada de fontes primárias verificáveis. As projecções qualitativas e os argumentos de economia política das secções 7 e 8 são tratados como análise complementar, ancorada nos resultados quantitativos e não como substituto destes.

É importante clarificar a natureza epistemológica do exercício. O modelo fiscal desenvolvido neste estudo é uma simulação contratual, não uma previsão. A distinção é substantiva. Uma simulação contratual responde à pergunta: dados os termos do CCPP Área 4 e uma trajetória de preços e produção assumida, quanto deveria o Estado receber ano a ano? Uma previsão responderia à pergunta: quanto vai o Estado receber? A primeira é verificável face ao contrato e aos dados observados. A segunda dependeria de informação sobre o futuro que nenhum modelo pode possuir. O modelo apresentado neste estudo pertence à primeira categoria e a sua credibilidade analítica deriva da precisão da replicação dos dados históricos (ver subsecção 4.5) e da transparência dos parâmetros futuros assumidos (ver subsecção 4.4).

4.2 Justificação do Instrumento Analítico (O Modelo DCF)

A modelização de receitas fiscais de projectos extractivos admite vários instrumentos analíticos, cada um com vantagens e limitações específicas. Os principais são três: os modelos de equilíbrio geral computável (CGE), os modelos econométricos de séries temporais e os modelos de fluxo de caixa descontado (DCF). A escolha entre eles não é indiferente, determina o tipo de perguntas que o modelo pode responder e as condições em que as suas conclusões são válidas.

Os modelos CGE capturam os efeitos macroeconómicos de segunda ordem das receitas extractivas, impactos sobre o câmbio, o emprego sectorial, a inflação e a distribuição do rendimento. São instrumentos poderosos para analisar os mecanismos da doença holandesa e os efeitos de *crowding-out* dos megaprojectos sobre os sectores alternativos. A sua fraqueza neste contexto é dupla: requerem dados de matrizes de contabilidade social que não estão disponíveis com a granularidade necessária para Moçambique, e não permitem desagregar as receitas fiscais por instrumento contratual específico, que é precisamente o que este estudo necessita.

Os modelos econométricos de séries temporais estimam relações históricas entre variáveis e extrapolam-nas para o futuro. São úteis quando existe uma série histórica longa e estável. No caso do

Coral Sul FLNG, com apenas três anos completos de dados de produção (2022-2024) e uma arquitectura fiscal que muda estruturalmente ao longo do ciclo de vida do projecto, com a activação sequencial do Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP), do *Profit Oil*, do Imposto Sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC) e dos dividendos da ENH, a extrapolação econométrica produziria projecções sem fundamento contratual verificável.

O modelo DCF, aplicado à economia extractiva, é o instrumento padrão na literatura especializada (Daniel, Keen & McPherson, 2010; Boadway & Keen, 2010; Commonwealth Secretariat, 2021) precisamente porque replica a lógica contratual do projecto, ano a ano, com base nos termos do CCPP, determina como as receitas brutas são repartidas entre recuperação de custos, *profit oil*, impostos e participação estatal. Esta correspondência directa entre o modelo e o contrato é a sua principal vantagem analítica e é o que permite calibrá-lo com dados históricos verificados e contestar as suas premissas publicamente.

As fraquezas do DCF neste contexto são igualmente conhecidas. Primeiro, assume que os termos contratuais são estáveis, o que é razoável dado que o CCPP Área 4 não prevê mecanismos de revisão periódica, mas que deixa o modelo sem capacidade de capturar renegociações futuras. Segundo, trabalha com cenários de preço fixo, simplificação que, como explicado na Secção 4.3, é deliberada e serve para isolar o efeito do preço sobre as receitas sem introduzir trajectórias de preço arbitrárias. Terceiro, não captura efeitos macroeconómicos de segunda ordem, os impactos sobre o câmbio, a inflação e os sectores alternativos são analisados qualitativamente na Secção 7, não através do modelo DCF.

A aplicação do DCF à análise fiscal de projectos de GNL em África tem precedentes directos relevantes. Hubert (2019) utilizou esta abordagem para o Coral Sul, numa análise encomendada pela Oxfam, obtendo uma projecção de USD 11,5 mil milhões. O Natural Resource Governance Institute (NRGI) utiliza modelos DCF como instrumento padrão nas suas avaliações de regimes fiscais extractivos em países em desenvolvimento, incluindo Ghana (Campo Jubilee), Tanzânia e Uganda. O FMI utiliza variantes do DCF nos seus Fiscal Affairs Department Technical Assistance Reports sobre regimes fiscais extractivos. A distinção metodológica deste estudo em relação a esses precedentes é a calibração com dados históricos reais, com variância inferior a 2%, que é explicada na Secção 4.5.

4.3 Arquitectura e Lógica do Modelo de Simulação Fiscal

O núcleo analítico deste estudo é um modelo de simulação fiscal desenvolvido em Microsoft Excel, construído com base nos termos contratuais do CCPP da Área 4 (2006) e calibrado com os dados históricos de receitas fiscais publicados pelo Relatório e Parecer da Conta Geral do Estado (RPCGE) e receitas publicadas pelo site do Fundo Soberano de Moçambique (FSM) para os anos 2022 a 2025. O modelo segue a arquitectura padrão dos modelos de fluxo de caixa descontado, aplicados à economia extractiva (Daniel, Keen & McPherson, 2010), adaptada às especificidades do regime de partilha de produção moçambicano.

4.3.1 Previsão do O OPEX

Um dos pontos de confusão recorrentes em análises fiscais de projectos extractivos é o tratamento do OPEX¹². No CCPP Área 4. O OPEX não é um custo técnico estrito (como o entendem as contabilidades empresariais) mas uma grandeza fiscal contratualmente definida. Esta distinção é central para a replicabilidade e para a defesa técnica do modelo.

O Anexo C do CCPP (Procedimento Contabilístico), Artigo 2.3, define "Custo Operacional recuperável" como incluindo: (a) operação, manutenção e reparação de poços e instalações; (b) planeamento, produção, controlo, medição, recolha, tratamento e transporte do Petróleo do Jazigo ao Ponto de Entrega; (c) saldo das despesas de Administração Geral (G&A) e custos com serviços não imputados à fase de Pesquisa; (d) contribuições para o Fundo de Desmobilização conforme Art. 2.6.

Como o CCPP estabelece *ring-fencing* ao nível da Área 4, com recuperação conjunta dos custos *upstream* (produção do gás no reservatório) e *midstream* (liquefacção na unidade FLNG), o RPCGE consolida a taxa de pedágio *midstream* dentro do Custo Operacional *upstream* recuperável. É esta a grandeza fiscalmente relevante para a análise fiscal, e é a grandeza reportada no Quadro V.18 do RPCGE 2024 como "Coral South Project Operating Cost" (USD 638M em 2024). O modelo utiliza estes valores observados como âncora empírica para 2022-2024, e projecta 2025-2048 com base numa decomposição em componente fixa (62% do OPEX, USD 395,56M/ano em termos reais de 2024) e componente variável (38% do OPEX, USD 72,80/MT de produção em termos reais de 2024), ancorada em Wood Mackenzie (2020) e OpenOil (2021).

Os parâmetros são ajustados por cenário: a componente fixa mantém-se invariante (é um custo estrutural independente do preço) e a componente variável ajusta-se em $\pm 15\%$ (Stress) e $\pm 10\%$ (Optimista) para reflectir ineficiências em contexto adverso ou eficiências em contexto favorável.

A implicação metodológica é que a comparação directa do OPEX do Coral Sul com *benchmarks* internacionais de FLNG em outras jurisdições deve ser feita com cautela porque regimes contratuais distintos consolidam diferentemente os custos *upstream* e *midstream*. O OPEX reportado no RPCGE inclui o pedágio *midstream* recuperável, o que o torna estruturalmente mais elevado do que o OPEX puro de um FLNG noutro regime fiscal. Este é também o OPEX utilizado pelo próprio INP e pela Autoridade Tributária nos exercícios de auditoria do *cost recovery*.

4.3.2 Cost Recovery e Amortização Fiscal

O modelo implementa dois sistemas paralelos e independentes de tratamento de custos, conforme exigido pelo CCPP Área 4. A distinção é tecnicamente central porque é aqui que modelos fiscais de projectos extractivos frequentemente falham, misturando *cost recovery* (mecanismo de partilha da receita) com amortização fiscal (base tributável do IRPC). Os dois sistemas coexistem no contrato mas operam sobre lógicas distintas.

Sistema 1: Cost Recovery (Art. 9.5 e Anexo C). Todos os custos incorridos nas Operações Petrolíferas (exploração, desenvolvimento e operacionais) são integralmente recuperáveis no ano em que são incorridos, sujeitos apenas ao limite de 75% da Receita Disponível. Quando o stock elegível de custos excede 75% da Receita Disponível, a diferença transita para o ano seguinte (*carry forward*), sem limite

¹² OPEX (Operating Expenditure) - Despesas Operacionais. Custos recorrentes incorridos pelo operador durante a fase de produção do projecto, incluindo custos de operação e manutenção da unidade FLNG, logística marítima, pessoal operacional, serviços técnicos, seguros e custos administrativos directos. Distinguem-se do CAPEX (Capital Expenditure ou Despesas de Capital), que se refere aos custos de investimento inicial em exploração e desenvolvimento. Tanto OPEX como CAPEX são elegíveis para recuperação através do mecanismo de Cost Recovery previsto no CCPP Área 4 (Art. 9.5 e Anexo C) e são também amortizáveis no apuramento do lucro tributável para efeitos de IRPC (Art. 11.4 do CCPP).

temporal. Este sistema opera sobre fluxos de caixa do projecto e determina quanto da receita volta ao investidor para amortizar o investimento. Implementado nas colunas I a N da Aba 3 do modelo.

Sistema 2: Amortização Fiscal (Art. 11.4.a) ii)aa)). Aplica-se ao cálculo do IRPC. As mesmas despesas, para efeitos fiscais, são amortizadas com taxas específicas: 100% para exploração no ano; 25%/ano durante 4 anos para desenvolvimento (4 tranches fixas); 100% para OPEX no ano. A amortização começa no ano em que a Produção Comercial se inicia ou no ano em que a despesa foi incorrida, consoante o que ocorrer mais tarde. Os prejuízos fiscais acumulados (Lucro Tributável negativo) são reportados por até 6 anos (Art. 11.4.vii)). Implementado na coluna U da Aba 3 do modelo.

A distinção crítica é que os dois sistemas não se confundem e operam simultaneamente. Uma mesma unidade monetária gasta em desenvolvimento pré-FID pode ser 100% recuperada em *cost recovery* no primeiro ano (se couber no limite de 75%), mas apenas 25% amortizada em IRPC nesse mesmo ano. O saldo não compensa. O sistema fiscal reconhece apenas o que a regra de amortização permite, independentemente do que foi efectivamente recuperado em caixa.

Esta independência tem consequências observáveis no modelo. Entre 2022 e 2032, apesar de o investidor estar a receber Petróleo Custo significativo (*cost recovery*), o IRPC é zero em todos os anos. A razão é que o Lucro Tributável (Profit Oil Investidor + Petróleo Custo - Amortização Fiscal + Prejuízos Transitados) é negativo ou zero durante todo o período. Só em 2033, após a amortização cumulativa dos custos pré-FID absorver as receitas tributáveis acumuladas e esgotar os prejuízos transitados, é que o IRPC começa a gerar receita substantiva para o Estado.

A confirmação matemática desta consistência é o facto de a amortização fiscal total acumulada ao longo dos 27 anos (USD 34.640M) ser exactamente igual aos custos recuperáveis brutos totais (USD 34.640M). Nenhum custo é perdido no sistema fiscal, todos são eventualmente amortizados, mas distribuídos no tempo de forma diferente da recuperação em caixa.

4.3.3 Definição Formal do Factor R

O Factor R é o mecanismo contratual que introduz progressividade na partilha do Profit Oil entre Estado e investidor. O Art. 9.10 do CCPP, Área 4, estabelece cinco escalões de participação estatal em função do valor do Factor R calculado ano a ano: 15% quando $R < 1$; 25% quando $1 \leq R < 2$; 35% quando $2 \leq R < 3$; 45% quando $3 \leq R < 4$; e 55% quando $R \geq 4$. A definição formal é a de que o Factor R é o rácio entre entradas de caixa cumulativas líquidas do investidor e o seu investimento cumulativo, calculado ao final de cada ano: $R(t) = \text{Entradas Líquidas Acumuladas do Investidor até ano } t / \text{Investimento Acumulado do Investidor até ano } t$ onde as componentes são operacionalmente definidas como:

- Entradas Líquidas Acumuladas do Investidor = soma cumulativa ano a ano de (Petróleo Custo + Profit Oil Investidor - IRPC - OPEX pago pelo investidor). Representa o fluxo de caixa líquido efectivo recebido pelo investidor após todas as obrigações fiscais do ano.
- Investimento Acumulado do Investidor = soma cumulativa ano a ano de todos os custos de Exploração e Desenvolvimento (CAPEX) incorridos até ao ano t. Não inclui OPEX, que entra no numerador como dedução das entradas.

Esta definição corresponde exactamente à implementação nas colunas P (Entradas Caixa Acumuladas Investidor) e Q (Factor R) da Aba 3 do modelo. Cada célula Q(t) calcula R(t) a partir dos valores acumulados até à célula anterior, aplicando a função IF com escalões do Art. 9.10 para determinar a percentagem do Estado nesse ano.

Natureza contratual da definição

O CCPP Área 4 é explícito ao estabelecer que o Factor R é calculado sobre as entradas de caixa do investidor, não sobre as receitas brutas do projecto ou sobre os lucros contabilísticos. Esta distinção tem consequências analíticas importantes. Mesmo quando o projecto está a produzir receitas brutas substanciais, o Factor R pode permanecer baixo se os custos recuperáveis (Petróleo Custo) ainda não tiverem sido esgotados porque o investidor ainda está a recuperar o seu investimento inicial. Em termos práticos, o Factor R é sempre uma medida atrasada em relação à produção física. Um projecto pode estar no platô de produção e, ainda assim, no escalão inicial de 15%.

Implicação observada no modelo

O modelo projecta que o Factor R do Coral Sul, no cenário Base, atinge o valor de 1 pela primeira vez apenas em 2034, 12 anos após o início da Produção Comercial. Durante esses 12 anos, o escalão do Estado permanece em 15%. A partir de 2035, o Factor R sobe gradualmente até ao pico histórico de 1,25, em 2043, mas nunca ultrapassa 2. Consequentemente, o Estado permanece no escalão de 25% entre 2035 e 2048. Os escalões superiores de 35%, 45% e 55% nunca são accionados ao longo dos 27 anos do projecto. Esta observação é analiticamente central e discutida em detalhe na secção 5 (Resultados).

O atraso na progressividade do Factor R tem ligação directa ao atraso observado na cobrança do IRPC. Ambos são consequência da escala dos custos recuperáveis e das amortizações fiscais pré-FID, que retardam a geração de lucro tributável e de entradas de caixa líquidas substanciais. O Factor R e o IRPC são, nesse sentido, duas expressões complementares do mesmo fenómeno estrutural: *o rear-loading* do CCPP Área 4.

O Factor R é calculado sobre as entradas de caixa do investidor - não sobre as receitas brutas do projecto. Esta distinção implica que, mesmo quando o projecto está a produzir receitas brutas substanciais, o Factor R pode permanecer baixo se os custos recuperáveis ainda não tiverem sido amortizados.

4.3.4 Tratamento da Taxa de Auditoria dos Custos Recuperáveis

O modelo incorpora uma taxa de aceitação dos custos em auditoria de 99,8%, baseada na prática documentada de auditorias a projectos de GNL comparáveis (Commonwealth Secretariat, 2021). Esta taxa reflecte o facto de que, na prática, as empresas petrolíferas submetem custos detalhadamente documentados e os reguladores raramente rejeitam mais do que uma pequena fracção dos custos submetidos, particularmente em jurisdições com capacidade técnica limitada de auditoria independente. Esta escolha coloca o modelo num cenário conservador do ponto de vista do Estado. Significa que se a Autoridade Tributária e o INP rejeitassem uma proporção maior dos custos submetidos pelo investidor, o Petróleo Custo seria menor e o Profit Oil (partilhado com o Estado) seria maior, aumentando as receitas fiscais efectivas. O oposto também é verdade, uma taxa de aceitação maior (próxima de 100%) reduziria marginalmente as receitas do Estado. A escolha de 99,8% coloca as projecções no extremo conservador desse intervalo, assumindo que o Estado aceita quase todos os custos submetidos. As receitas fiscais projectadas são, portanto, um limite inferior razoável do que o Estado poderia receber sob hipóteses mais rigorosas de auditoria.

A literatura documenta que em jurisdições com auditoria rigorosa (Noruega, Reino Unido), as taxas de rejeição de custos podem atingir 2-5%. Em contextos de capacidade fiscal limitada, são tipicamente

inferiores a 1%. A escolha de 99,8% reflecte uma avaliação realista da capacidade de auditoria moçambicana actual, documentada em Tribunal Administrativo de Moçambique (2022-2024) para os relatórios do RPCGE. Reformas institucionais que aumentem a capacidade efectiva de auditoria - recomendadas na secção 9 deste estudo - poderiam materialmente aumentar as receitas fiscais do Estado sem qualquer alteração contratual.

4.3.5 Sequência de Cálculo

O modelo reproduz a sequência contratual de distribuição das receitas estabelecida no CCPP Área 4, processando ano a ano, para cada um dos cenários de preço, o seguinte fluxo de 14 passos. Cada passo corresponde a uma coluna ou bloco de colunas na Aba 3 (Cost Recovery e Profit Oil) e Aba 4 (Receitas Fiscais) do modelo Excel.

Passo 1 - Produção física anual. Produção em milhões de toneladas (MT) ano a ano, com valores observados para 2022-2025 (PESOE e INP) e projecção pós-2025, baseada em platô de 3,37 MT entre 2026 e 2033, com taxa de declínio de 8% ao ano, a partir de 2034.

Passo 2 - Receita Bruta. Receita Bruta = Produção (MT) × Factor de Conversão (52 MMBtu/ton) × Preço (USD/MMBtu). O factor de conversão reflecte o poder calorífico do GNL. O preço varia por cenário (Stress USD 8, Base USD 12, Optimista USD 16, ou deck decrescente no cenário Transição Energética - TE).

Passo 3 - Royalty (IPP). IPP = 2% × Receita Bruta. Instrumento fiscal de cobrança imediata, aplicado conforme Art. 11.5 do CCPP (taxa reduzida para profundidades ≥ 500 metros). Pago ano a ano em USD à Autoridade Tributária.

Passo 4 - Receita Disponível para Cost Recovery. Receita Disponível = Receita Bruta – IPP. Esta é a base contratual sobre a qual se aplica o mecanismo de recuperação de custos (Art. 9.5 do CCPP).

Passo 5 - Custos Recuperáveis do Ano. Custos Recuperáveis = Exploração + Desenvolvimento + OPEX. Conforme Anexo C do CCPP (Artigos 2.2 e 2.3), todos os custos incorridos no âmbito das Operações Petrolíferas são recuperáveis, sem distinção entre tipos.

Passo 6 - Custos Após Auditoria. Custos Elegíveis = Custos Recuperáveis × 99,8%. Reflecte a taxa de aceitação dos custos submetidos em auditoria (ver subsecção 4.3.4).

Passo 7 - Stock Elegível para Recuperação. Stock Elegível = Saldo Não Recuperado do Ano Anterior + Custos Elegíveis do Ano Actual. O stock acumula os custos não recuperados em anos anteriores por limitação do cap de 75% (Art. 9.5 do CCPP).

Passo 8 - Petróleo Custo (Cost Oil) Efectivo. Petróleo Custo = MIN(Stock Elegível; 75% × Receita Disponível). O cap de 75% é uma restrição contratual que limita a velocidade de recuperação dos custos pelo investidor. Quando o Stock Elegível excede 75% da Receita Disponível, a diferença transita para o ano seguinte.

Passo 9 - Profit Oil Total. Profit Oil Total = Receita Disponível - Petróleo Custo. É o montante disponível para partilha entre Estado e investidor.

Passo 10 - Cálculo do Factor R. Factor R = Entradas Caixa Acumuladas do Investidor / Investimento Acumulado. Determina o escalão aplicável na partilha do Profit Oil, conforme Art. 9.10 do CCPP. Ver subsecção 4.3.3 para definição operacional detalhada.

Passo 11 - Partilha do Profit Oil. Profit Oil Estado = Profit Oil Total × Escalão Estado (função do Factor R: 15% se $R < 1$; 25% se $1 \leq R < 2$; 35% se $2 \leq R < 3$; 45% se $3 \leq R < 4$; 55% se $R \geq 4$). Profit Oil Investidor = Profit Oil Total × (1 – Escalão Estado).

Passo 12 - Amortização Fiscal do Ano (Art. 11.4.a)ii)aa)). Sistema paralelo e independente do cost recovery. Para cada despesa incorrida, aplica-se: 100% no ano para exploração; 25%/ano durante 4 anos para desenvolvimento; 100% no ano para OPEX. A amortização começa no ano em que a Produção Comercial é iniciada ou no ano da despesa, o que ocorrer mais tarde. Ver subsecção 4.3.2 para tratamento detalhado.

Passo 13 - Lucro Tributável e Prejuízo Fiscal. Lucro Tributável do Ano = Profit Oil Investidor + Pet Custo - Amortização Fiscal do Ano + Prejuízo Fiscal Transitado do Ano Anterior. Se positivo, constitui a base do IRPC. Se negativo, constitui prejuízo fiscal a transitar para o ano seguinte, com o limite de 6 anos estabelecido pelo Art. 11.4.vii) do CCPP.

Passo 14 - IRPC. IRPC = Taxa Aplicável × MAX(0, Lucro Tributável). A taxa é de 24% nos primeiros 8 anos de Produção Comercial (benefício fiscal de 25% de desconto conforme Art. 11.4.a)i) do CCPP) e 32% nos anos subsequentes. O MAX(0,...) garante que o IRPC nunca é negativo - prejuízos são transportados, não compensados retroactivamente.

Os passos 10, 12, 13 e 14 são executados em paralelo com os passos 5 e 9 porque o cost recovery e a tributação em IRPC são sistemas contabilísticos independentes dentro do CCPP. A subsecção 4.3.2 clarifica este paralelismo. Os passos 3, 11, 14 são depois agregados na Aba 4 do modelo para gerar a receita fiscal total do Estado (Royalty + Profit Oil Estado + IRPC + Bónus). O modelo produz esta sequência para os 27 anos de produção (2022-2048), permitindo análise de trajetórias temporais e totais acumulados.

4.4 Fontes de Dados

O modelo integra três categorias de fontes hierarquizadas por grau de primazia e verificabilidade: contrato (CCPP Área 4 e Anexo C), dados observados de produção, custos e receitas fiscais do Coral Sul (PESOE, RPCGE, FSM, IGEPE) e parâmetros técnicos derivados de literatura especializada (OpenOil, Wood Mackenzie, Commonwealth Secretariat, IEA). A Tabela 4-1 sistematiza as fontes utilizadas para cada parâmetro do modelo.

Os custos da força maior reclamados pela TotalEnergies no Mozambique LNG (Área 1) não entram em qualquer cálculo do modelo do Coral Sul. O Coral Sul opera na Área 4 da Bacia do Rovuma, que é um projecto contratualmente distinto, regido por um CCPP próprio, com ring-fencing ao nível da Concessionária da Área 4. A discussão dos custos da Área 1 é remetida para a secção 6 (Dívida Pública e Passivos Contingentes do GNL), com função analítica de mostrar que a Bacia do Rovuma como um todo enfrenta incertezas fiscais contingenciais que devem ser consideradas em análises de risco fiscal do sector, mesmo quando não afectam projectos específicos de forma directa.

Tabela 4-1: Fontes de Dados do Modelo Fiscal

Categoria	Parâmetro	Fonte	Observação
Contrato	Royalty (2%), Cost Recovery (cap 75%), Factor R (5 escalões), IRPC (24% nos 8 primeiros anos, 32% depois), amortização fiscal (100% exploração e OPEX, 25%/ano em 4 tranches para desenvolvimento),	CCPP Área 4 (2006), Artigos 9.3, 9.5, 9.10, 9.13, 11.4, 11.5, 12; Anexo C (Procedimento Contabilístico) Artigos 2.2, 2.3, 2.6	Fonte primária. Contrato público. Acordos Complementares I e II

Categoria	Parâmetro	Fonte	Observação
	reporte de prejuízos fiscais (6 anos), ENH carried interest 10%, Bónus (USD 2M + 5M)		
Produção histórica	Produção 2022-2026 (13,01 MT acumulados)	PESOE 2025 e PESOE 2026 (INP)	Dados oficiais do Instituto Nacional de Petróleo.
Custos recuperáveis históricos	CAPEX acumulado até 31/12/2024: USD 11.669M (exploração USD 2.172M + desenvolvimento USD 9.497M); OPEX recuperado 2022-2024: USD 1.536M	RPCGE 2024, Quadro V.13 linhas 1.29, 1.30 e 1.31 (Coral South Project)	Relatório e Parecer da Conta Geral do Estado
Receitas fiscais históricas	IPP, Profit Oil Estado, IRPC, Bónus (2022-2025): USD 252,8M acumulados	FSM 2022-2025; RPCGE 2022, 2023, 2024; PESOE 2025 e 2026	Permite calibração e validação do modelo com dados reais observados.
Dívida ENH (carried interest)	Dívida total ao início de 2024: USD 1.356M (exploração USD 551M + desenvolvimento USD 805M); taxa de juro LIBOR+1% = 6% a.a.	IGEPE, Quadro IX.24 (31/12/2023)	Instituto de Gestão das Participações do Estado
Preço do GNL	Três cenários de preço fixo: Stress USD 8/MMBtu; Base USD 12/MMBtu; Optimista USD 16/MMBtu. Cenário TE: deck decrescente 2026-2048.	Preços históricos 2022-2025: calculados a partir de FSM e produção INP. Cenários: IEA WEO 2024, OpenOil 2021, Oxfam/Hubert 2019, World Bank Commodity Price Data	Ver subsecção 4.5 para justificação detalhada.
Taxa de declínio de produção	8% ao ano a partir de 2034	OpenOil (2021); benchmarks de campos de gás offshore profundo de características similares	Parâmetro técnico padrão.
Taxa de auditoria de custos recuperáveis	99,8% de aceitação dos custos submetidos pelo investidor	Prática documentada em auditorias de projectos de GNL comparáveis (Commonwealth Secretariat, 2021)	Parâmetro conservador do ponto de vista do Estado (ver subsecção 4.3.4).
Taxas de inflação	IMF WEO Outubro 2024 para Moçambique; aplicadas ao OPEX ano a ano em valores reais de 2024	IMF World Economic Outlook Database (Outubro 2024)	Projecções oficiais do Fundo Monetário Internacional.

PESOE: Plano Económico e Social Orçamento do Estado. INP: Instituto Nacional de Petróleo. IGEPE: Instituto de Gestão das Participações do Estado. RPCGE: Relatório e Parecer da Conta Geral do Estado.

4.5 Cenários de Preço do GNL: Justificação e Limites

O preço do GNL é a variável de maior impacto sobre as receitas fiscais projectadas e, simultaneamente, a de maior incerteza. O modelo adopta três cenários de preço fixo ao longo do período de projecção (2027-2048), seguindo a abordagem de *ceteris paribus*, que permite isolar o efeito de cada cenário sobre as receitas fiscais sem introduzir a complexidade adicional de trajectórias de preço variáveis ao longo do tempo.

A utilização de preço fixo é uma simplificação metodológica consciente. O seu objectivo não é prever o preço futuro do GNL, tarefa que excede o âmbito deste estudo e que nenhum modelo consegue realizar com rigor para horizontes de 20 anos. O objectivo é quantificar a sensibilidade das receitas fiscais a diferentes ambientes de preço, fornecendo ao leitor e aos decisores políticos um intervalo de resultados

plausíveis. A média histórica dos preços realizados (2022-2025) serve como âncora de calibração do modelo, não como cenário de projecção.

Tabela 4-2: Cenários de Preço do GNL e Justificação

Cenário	Preço (USD/MMBtu)	Fonte	Enquadramento	Observação crítica
Stress	USD 8	IEA WEO, 2024 (cenário NZE)	Compatível com trajectória de descarbonização 1,5°C. Reflecte excesso estrutural de oferta de GNL projectado para segunda metade dos anos 2020.	Cenário mais provável em contexto de transição energética acelerada. Os preços realizados (calculados com base na receita e produção) em 2022 (USD 4,24) e 2024 (USD 9,52) situam-se abaixo ou próximos deste valor.
Base	USD 12	OpenOil, 2021	Estimativa técnica pré-crise energética europeia. Compatível com contratos de longo prazo indexados ao Brent a USD 80/barril.	Limitação reconhecida: a fórmula de indexação dos SPAs (Sales and Purchase Agreements) do Coral Sul com a BP permanece confidencial. O preço de USD 12 é um proxy razoável mas não derivado directamente dos contratos de venda.
Optimista	USD 16	Oxfam/Hubert, 2019 (cenário alto)	Reflecte cenário de procura elevada persistente e oferta estrangulada. Compatível com preços spot JKM observados em 2022-2023 durante a crise energética europeia.	Improvável como média de longo prazo (20 anos). Útil para delimitar o tecto do intervalo de receitas fiscais possíveis.

JKM: Japan Korea Marker (referência de preço spot do GNL na Ásia). SPA: Sales and Purchase Agreement. Os preços históricos, calculados com base na receita e produção, realizados pelo Coral Sul foram: 2022 = USD 4,24/MMBtu; 2023 = USD 9,05/MMBtu; 2024 = USD 9,52/MMBtu; 2025 = USD 8,73/MMBtu (fonte: FSM/PESOE/INP).

Para além dos três cenários de preço constante, o modelo (excel) incorpora um quarto cenário, designado "Cenário de Transição Energética", baseado num deck anual de preços decrescentes para o período 2026-2048. Esta abordagem reflecte o consenso crescente na literatura de economia da energia de que os preços do GNL enfrentarão pressão estrutural descendente na segunda metade de vida produtiva do projecto, derivada da expansão massiva da capacidade global de exportação e da desaceleração da procura nos principais mercados importadores.

A trajectória de preços deste cenário ancora-se em três fontes empíricas. A IEA (2024a), no World Energy Outlook 2024, projecta que a capacidade global de exportação de GNL crescerá aproximadamente 50% até 2030, predominantemente com base em projectos dos Estados Unidos e do Qatar, criando um excesso estrutural de oferta, a partir de meados da década de 2020. Fattouh e Imsirovic (2021), numa análise do Oxford Institute for Energy Studies, sobre a transformação do mercado global de GNL, documentam a transição progressiva de contratos de longo prazo indexados ao petróleo para preços *spot* e contratos de prazo mais curto, o que amplifica a transmissão da volatilidade de mercado para os preços realizados pelos exportadores africanos. Mihalyi e Omatsola (2019) identificam que países com projectos de GNL de maturação longa, exactamente o perfil do Coral Sul, estão sistematicamente expostos ao risco de que as receitas da fase de platô e declínio, previstas com preços de mercado dos anos de negociação, se materializem em condições de mercado substancialmente menos favoráveis.

No cenário de Transição Energética, o preço parte de USD 10,8/MMBtu, em 2026, e converge para USD 8,8/MMBtu, a partir de 2040, reflectindo o *outlook* de médio prazo do World Bank Commodity Price Data. Os resultados deste cenário não substituem o cenário base de preço constante como referência central do estudo, que se mantém em USD 12/MMBtu, para garantir comparabilidade com as projecções anteriores disponíveis (Hubert, 2019; OpenOil, 2021), mas são apresentados como análise de sensibilidade que reforça o argumento sobre o risco de activos encalhados, documentado na Secção 3.

4.6 Validação do Modelo com Dados Históricos

A credibilidade analítica do modelo assenta fundamentalmente na sua capacidade de reproduzir os dados históricos observados. O modelo foi calibrado e validado com os dados de receitas fiscais efectivamente recebidos pelo Estado moçambicano do Coral Sul FLNG, conforme publicados no RPCGE para os anos 2022-2024 e estimados pelo PESOE 2025 e 2026. A Tabela 4-3 apresenta a validação ano a ano, comparando o modelo sem o Bónus de Produção (a comparação metodologicamente correcta, dado que o Bónus é registado em rubrica separada pelas autoridades fiscais) e, para transparência, o modelo com o Bónus incluído.

A precisão da calibração histórica é excepcional. Três dos quatro anos apresentam variância inferior a 2,1%, e o ano com maior desvio residual (2024, +3,65%) tem explicação técnica identificável. O Royalty (IPP) é reproduzido com precisão quase exacta (desvios inferiores a 0,12%) porque é calculado sobre receita bruta directamente observável. A pequena variância residual concentra-se no Profit Oil Estado e é estruturalmente atribuível à diferença entre o preço efectivo realizado pelo projecto e o preço do cenário Base do modelo: em 2024, o preço efectivo (USD 9,52/MMBtu) ficou abaixo do preço Base (USD 12/MMBtu), gerando uma divergência proporcional no Profit Oil projectado; em 2025, o preço efectivo aproxima-se do cenário Base, e a variância reduz para 2,02%.

O IRPC é zero no modelo, em todos os anos históricos, coincidindo exactamente com os dados observados. Este resultado é estruturalmente necessário dado o efeito da amortização fiscal das despesas pré-FID, que gera prejuízo fiscal acumulado, consumido apenas a partir de 2032.

A calibração histórica do modelo não garante a precisão das projecções futuras, nenhum modelo o pode garantir. O que garante é que as premissas contratuais e os parâmetros de produção utilizados são consistentes com a realidade observada do projecto. As divergências futuras derivarão de variáveis exógenas ao modelo (preços, geopolítica, eventos de força maior) e não de erros de implementação da arquitectura fiscal do CCPP. A direcção do erro observado é ligeiramente optimista na maioria dos anos, ou seja, o modelo projecta marginalmente mais receitas do que as observadas em três dos quatro anos históricos (após correcção pelo Bónus). Isto significa que projecções de longo prazo do modelo podem estar marginalmente sobrestimadas. Se houver enviesamento sistemático, é no sentido conservador para a narrativa crítica do estudo.

Tabela 4-3: Validação do Modelo: Receitas Fiscais Históricas vs. Modelo (USD milhões)

Ano	RPCGE (dados reais)	Modelo (projecção com Bónus)	Modelo (projecção Sem Bónus)	Diferença (%)	Diferença SEM Bónus (%)
2022	USD 0,797	USD 0,796	USD 0,796M	-0,12%	-0,12%
2023	USD 73,368	USD 75,170	USD 73,173M	+2,46%	-0,27%
2024	USD 90,520	USD 98,820	USD 93,821M	+9,17%	+3,65%

Ano	RPCGE (dados reais)	Modelo (projecção com Bónus)	Modelo (projecção Sem Bónus)	Diferença (%)	Diferença SEM Bónus (%)
2025	USD 88,130	USD 89,910	USD 89,911M	+2,02%	+2,02%

Fonte dos dados reais: FSM (2026)

O Bónus de Produção é um pagamento pontual previsto no Art. 12 do CCPP Área 4 (USD 2M em 2023, USD 5M em 2024, totalizando USD 7M). Quando o modelo agrega IPP + Profit Oil Estado + IRPC + Bónus para comparar com o valor observado, estamos a somar ao modelo uma parcela pontual que gera uma variância aparente. Ao aplicar a comparação (modelo sem bónus vs observado), os desvios caem drasticamente e a calibração histórica fica ainda mais robusta.

A variância de +3,65% em 2024 (a maior dos desvios residuais) é estruturalmente atribuível ao Profit Oil Estado, especificamente à diferença entre o preço efectivo realizado pelo projecto em 2024 (USD 9,52/MMBtu) e o preço do cenário Base do modelo (USD 12/MMBtu). Em anos em que o preço efectivo diverge mais do preço do cenário, a projecção do Profit Oil apresenta desvios proporcionalmente maiores. O IPP (Royalty de 2%) é reproduzido com precisão praticamente exacta (desvios inferiores a 0,12%) porque é calculado sobre receita bruta, directamente observável. Em 2025, o preço efectivo aproxima-se do cenário Base, e a variância volta a 2,02%.

A calibração histórica do modelo não garante a precisão das projecções futuras - nenhum modelo o pode garantir. O que garante é que as premissas contratuais e os parâmetros de produção utilizados são consistentes com a realidade observada do projecto. As divergências futuras derivarão de variáveis exógenas (preço do GNL, decisões operacionais, alterações legislativas), não de erros na arquitectura do modelo.

4.7 Análise Comparativa Internacional

Para contextualizar os resultados do modelo moçambicano, o estudo recorre a uma análise comparativa do *government take* efectivo em projectos de GNL e hidrocarbonetos de países em desenvolvimento seleccionados. Os casos foram escolhidos com base em três critérios: *i*) disponibilidade de dados públicos suficientes para uma comparação rigorosa; *ii*) características do projecto comparáveis em termos de tipo (offshore, produção partilhada) ou de contexto (país em desenvolvimento subsaariano); e *iii*) relevância para o argumento de advocacia do artigo.

Os países de comparação seleccionados são Gana (Campo Jubilee, Área 1), Angola (Bloco 15/06, *Offshore* profundo), Tanzânia (blocos offshore, regime pós-2013) e Mongólia (Oyu Tolgoi, mineração - incluído como referência de renegociação de contrato com lógica comparável de *carried interest* estatal e dívida soberana). Os dados comparativos foram obtidos da literatura académica e de relatórios técnicos do FMI, do Banco Mundial e da Natural Resource Governance Institute (NRGI).

4.8 Limitações Explícitas da Metodologia

A transparência sobre as limitações da metodologia é um requisito de integridade intelectual e um elemento de antecipação de críticas técnicas. A Tabela 4-4 identifica as limitações principais do modelo, hierarquizadas em três níveis: estruturais (inerentes à metodologia DCF e ao próprio contrato), de dados (ausência ou imprecisão de fontes disponíveis), e não modeladas (fenómenos reconhecidamente importantes mas fora do âmbito quantitativo deste estudo). A hierarquização torna o tratamento das limitações mais rigoroso e permite ao leitor avaliar rapidamente o grau e o efeito de cada limitação nos resultados.

Limitações estruturais (E1 a E3 na Tabela 4-4) derivam da natureza da modelização DCF aplicada a um contrato de longo prazo. Incluem a estabilidade assumida dos termos contratuais, a exogeneidade do

preço do GNL e a interpretação estrita do *ring-fencing* contratual. São limitações reconhecidamente inevitáveis em modelização fiscal de projectos extractivos e o estudo responde a cada uma com estratégias de mitigação explícitas (ancoragem no texto do contrato, adopção de quatro cenários de preço, documentação da incerteza do *ring-fencing*).

Limitações de dados (D1 a D5 na Tabela 4-4) resultam de ausências ou imprecisões em fontes disponíveis. Incluem o OPEX projectado, a taxa de auditoria conservadora, a fórmula confidencial de indexação de preços, a negação de acesso a dados primários por empresas operadoras e reguladores e a impossibilidade de decomposição sectorial da dívida soberana. A negação de acesso a dados primários por parte das entidades contactadas, empresas operadoras, INP e Ministério da Economia e Finanças, invocando confidencialidade comercial, é em si mesma uma constatação relevante para o argumento de transparência fiscal deste estudo. Num sector que gera receitas fiscais substanciais ao longo de décadas, a opacidade dos dados primários é uma vulnerabilidade estrutural do sistema fiscal, não uma limitação do presente modelo.

Limitações não modeladas (N1 a N4 na Tabela 4-4) correspondem a fenómenos reconhecidamente importantes, mas cujo tratamento quantitativo rigoroso exigiria metodologias complementares. Incluem o Fundo de Desmobilização (Anexo C, Art. 2.6), a redução operacional em fase de declínio e os efeitos macroeconómicos de segunda ordem, como a doença holandesa. Para o Fundo de Desmobilização foi elaborada uma estimativa indicativa (impacto de -15% nas receitas fiscais no cenário Base) que está documentada na Aba 10 do modelo Excel e é quantificada nesta secção.

É importante destacar a compensação parcial entre as limitações N1 e N2: o Fundo de Desmobilização reduziria as receitas fiscais (porque aumenta o OPEX recuperável), enquanto a redução operacional em declínio as aumentaria (porque reduz o OPEX efectivo nos últimos anos). O efeito líquido das duas limitações é, portanto, moderado, e está parcialmente capturado pelo intervalo de variação entre cenários (Stress, Base, Optimista). Esta compensação é documentada no Anexo da subsecção 4.8.

Tabela 4-4: Limitações Metodológicas e Estratégias de Mitigação

Nível	Nº	Limitação	Impacto Potencial	Estratégia de Mitigação
Estrutural	E1	Termos contratuais assumidos como estáveis ao longo de 27 anos	O modelo não captura renegociações contratuais futuras, caso ocorram, que poderiam alterar taxas fiscais, regras de amortização ou escalões do Factor R.	O CCPP Área 4 não prevê mecanismos de revisão periódica (Art. 9.6 permite apenas revisão do Plano de Desenvolvimento em circunstâncias específicas). Análise baseada no texto actual do contrato. Sensibilidade a alterações contratuais é uma limitação consciente e reconhecida.
Estrutural	E2	Preço do GNL é exógeno ao modelo e tratado como parâmetro em 4 cenários	As receitas fiscais variam 7,8 vezes entre os cenários Stress e Optimista (USD 1.456M a USD 11.355M). A incerteza do preço é a fonte dominante de variação dos resultados.	Adopção de 4 cenários com fontes reconhecidas (IEA, OpenOil, Oxfam/Hubert, World Bank); cenário de transição energética com deck anual decrescente; análise de sensibilidade explícita apresentada em toda a secção de resultados.
Estrutural	E3	Interpretação do ring-fencing contratual como	Se o INP admitir recuperação cruzada de	Análise baseada em leitura estrita do CCPP Área 4, Art. 9.5 e Anexo

Nível	Nº	Limitação	Impacto Potencial	Estratégia de Mitigação
		restrita à Área 4 Coral Sul	custos entre Coral Sul e Coral Norte ou Rovuma LNG, as receitas fiscais de Coral Sul seriam menores do que o modelo projecta.	C (cost recovery ao nível da Concessionária). A ambiguidade será resolvida quando o FID do Coral Norte for executado. Documentada como incerteza central na Secção 4.3.4.
De Dados	D1	OPEX futuro projectado com base em componente fixa (62%) e variável (38%) derivada de OpenOil (2021)	Custos reais podem divergir da projecção, afectando o Profit Oil e o IRPC ano a ano.	Ancoragem da componente fixa e variável no RPCGE 2024 (Quadro V.18: USD 638M OPEX realizado 2024). Valores para 2022-2024 são dados observados, não projectados. Inflação cumulativa aplicada com taxas do IMF WEO.
De Dados	D2	Taxa de aceitação dos custos em auditoria (99,8%) é parâmetro conservador do Estado	Uma taxa mais restritiva aumentaria as receitas fiscais; uma taxa menos restritiva (mais próxima de 100%) reduzi-las-ia marginalmente.	Parâmetro explicitamente conservador do lado do Estado. Reflecte a prática documentada de auditorias no sector. Ver discussão detalhada na subsecção 4.3.4.
De Dados	D3	Fórmula de indexação de preços dos SPAs (Sales and Purchase Agreements) confidencial	Os preços efectivos do Coral Sul podem divergir dos cenários JKM utilizados como proxy.	Utilização de preços efectivos observados (2022-2025) para calibração, e três cenários com fontes distintas para projecção. Validação histórica confirma consistência do método.
De Dados	D4	Dados primários negados por entidades contactadas (empresas operadoras, INP, MEF) invocando confidencialidade	Impossibilidade de verificação cruzada directa dos dados internos de produção e custos.	Recurso a fontes secundárias oficiais (RPCGE, PESOE, FSM, IGEPE). A negação de acesso é em si mesma uma constatação relevante do estudo sobre transparência fiscal no sector.
De Dados	D5	Dívida soberana de Moçambique não decomposta por sector para analisar a parcela associada ao GNL	Impossibilidade de quantificar directamente a parcela da dívida soberana especificamente atribuída à antecipação de receitas do GNL.	Análise focada na dívida ENH (quantificável com precisão via IGEPE). Análise qualitativa da dívida soberana como contexto macroeconómico.
Não Modelada	N1	Fundo de Desmobilização (Anexo C, Art. 2.6) não incorporado	A inclusão do fundo, estimado entre 5% e 10% do CAPEX total, reduziria as receitas fiscais em aproximadamente 15% no cenário Base (USD 1.330M adicionais em OPEX recuperável 2033-2048).	Limitação documentada explicitamente. Estimativa indicativa apresentada na secção 4.8 e na Aba 10 do modelo. A não incorporação é conservadora em sentido oposto - sobrestima receitas fiscais em cerca de 15%.
Não Modelada	N2	Redução operacional em fase de declínio não modelada	Operadores reais podem reduzir OPEX fixo quando a produção cai abaixo de um limiar, o que aumentaria as receitas fiscais nos últimos anos.	Actua em direcção oposta à N1, compensando parcialmente o efeito do Fundo de Desmobilização. O efeito líquido das limitações N1 e N2 é, portanto, moderado.
Não Modelada	N3	Custos de força maior do Mozambique LNG (USD 4,5 mil milhões TotalEnergies)	Não aplicável ao Coral Sul. Os custos da Área 1 não entram no cálculo das receitas do Coral Sul por	Separação metodológica estrita: o Coral Sul é modelado exclusivamente com base nos custos da Área 4. A referência aos

Nível	Nº	Limitação	Impacto Potencial	Estratégia de Mitigação
		reclamados para a Área 1	força do ring-fencing contratual. São discutidos na Secção 6 como passivo contingente.	custos da Área 1 tem função exclusivamente analítica e contextualizadora.
Não Modelada	N4	Efeitos macroeconómicos de segunda ordem (doença holandesa, pressões cambiais, competição sectorial)	Estes efeitos podem reduzir receitas fiscais agregadas noutros sectores da economia, amplificando o custo de oportunidade do modelo GNL.	Discutidos qualitativamente na Caixa 5.1 e na Secção 7 (Custo de Oportunidade). Um modelo de equilíbrio geral (CGE) seria necessário para quantificação rigorosa, fora do âmbito metodológico deste estudo.
Estrutural	E1	Termos contratuais assumidos como estáveis ao longo de 27 anos	O modelo não captura renegociações contratuais futuras, caso ocorram, que poderiam alterar taxas fiscais, regras de amortização ou escalões do Factor R.	O CCPP Área 4 não prevê mecanismos de revisão periódica (Art. 9.6 permite apenas revisão do Plano de Desenvolvimento em circunstâncias específicas). Análise baseada no texto actual do contrato. Sensibilidade a alterações contratuais é uma limitação consciente e reconhecida.

A negação de acesso a dados primários por parte das entidades contactadas - empresas operadoras, INP e Ministério da Economia e Finanças, por razões de confidencialidade comercial é, em si mesma, uma constatação relevante para o argumento de transparência fiscal deste estudo. Num sector que gera receitas públicas da ordem dos USD 90 mil milhões anuais, a falta de transparência dos dados de base é inconsistente com os princípios de governação extractiva que Moçambique subscreveu através da sua participação na Iniciativa para a Transparência nas Indústrias Extractivas (EITI), da qual já publicou 13 Relatórios.

4.9 Metodologia da Avaliação do Custo de Oportunidade

A secção 7 do relatório analisa o custo de oportunidade do modelo de dependência do GNL em Moçambique. A análise de custo de oportunidade envolve comparar os resultados observados, ou projectados, de uma escolha de política (neste caso, a concentração de capital, capacidade institucional e atenção política no GNL) com os resultados que teriam sido obtidos sob escolhas alternativas (investimento em agricultura, processamento de minerais críticos, energias renováveis, etc.). A natureza contrafactual desta análise exige uma metodologia explícita sobre o que é comparável, como se compara e que limitações são reconhecidas.

Abordagem geral.

A avaliação de custo de oportunidade realizada neste estudo não utiliza modelos de equilíbrio geral computável (CGE), que seriam o instrumento preferencial para quantificação rigorosa dos efeitos de segunda ordem sobre emprego, câmbio, inflação e rendimento. A sua construção excede o âmbito metodológico deste estudo. A abordagem adoptada é, em vez disso, uma análise comparativa estruturada com três componentes: comparação de indicadores de intensidade (CAPEX por emprego, receita fiscal por CAPEX), comparação de trajetórias sectoriais observadas (IDE por sector ao longo de 2002-2025) e análise qualitativa apoiada por *benchmarks* empíricos verificáveis.

Dimensões de análise

O custo de oportunidade é decomposto em três dimensões complementares: o custo de oportunidade do capital (onde foi investido, versus onde poderia ter sido investido com maior eficácia em emprego e

valor acrescentado), o custo de oportunidade da capacidade institucional (onde a capacidade técnica do Estado foi alocada, absorvendo décadas de negociação contratual especializada) e o custo de oportunidade cambial (efeitos da doença holandesa no sector exportador não-extractivo). Cada dimensão é tratada na secção 7 com evidência empírica específica.

Fontes empíricas

A análise baseia-se em três conjuntos de dados primários: primeiro, os microdados do Banco de Moçambique sobre o fluxo anual de Investimento Directo Estrangeiro por sector de actividade, 2002-2025, que permitem construir a trajectória sectorial do IDE em Moçambique durante 24 anos; segundo, os dados do Ministério do Trabalho (Boletim 2024 e 2025) sobre emprego gerado por sector e estrutura salarial; e, terceiro, os dados da APIEX sobre rácios de investimento por emprego criado em projectos aprovados em 2024. Estas três fontes são combinadas para construir uma comparação estruturada em base verificável.

Comparação estruturada.

A comparação entre o sector extractivo (GNL) e sectores alternativos (agricultura/agro-indústria, indústria transformadora, turismo, energias renováveis, minerais críticos) é feita com base em indicadores comuns: CAPEX por emprego directo gerado, receita fiscal por USD de CAPEX investido, taxa de cobertura de segurança social, potencial de encadeamentos inter-sectoriais e trajectória histórica de crescimento do IDE. Esta escolha de indicadores é informada pela literatura de economia do desenvolvimento (Van der Ploeg, 2011; Commonwealth Secretariat, 2021; IEA, 2024) e permite comparações que são empiricamente defensáveis, mesmo não substituindo um modelo CGE.

Limitações reconhecidas

Esta abordagem tem três limitações que o estudo reconhece explicitamente: primeiro, os contrafactuais são por definição impossíveis de verificar com precisão. Não se pode saber com certeza o que teria acontecido se o capital tivesse sido orientado diferentemente; segundo, os indicadores utilizados capturam intensidade directa, não efeitos dinâmicos e encadeamentos de segunda ordem, que um CGE captaria; e, terceiro, a análise pressupõe que as alternativas são realisticamente comparáveis, mas factores de geografia, fragilidade institucional e risco de investimento podem limitar a substituição efectiva entre sectores. Apesar destas limitações, a análise oferece evidência empírica estruturada de que alternativas com maior intensidade laboral e maior potencial de encadeamentos existem, têm características documentadas, e merecem atenção política equivalente à que foi dedicada ao GNL.

4.10 Validação Externa do Modelo

O modelo fiscal foi submetido a um processo de validação externa independente, conduzido por três consultores externos contratados especificamente para o efeito, com experiência comprovada na modelização fiscal do sector extractivo. Cada consultor recebeu o modelo de forma independente, sem conhecimento prévio das avaliações dos demais, e foi solicitado a pronunciar-se sobre a consistência das premissas contratuais, a robustez da arquitectura de cálculo, a adequação dos parâmetros de produção e a fiabilidade da calibração histórica.

As contribuições dos três revisores foram analisadas e integradas de forma selectiva pelo autor, com base num critério de verificabilidade empírica e consistência com as fontes primárias disponíveis. As sugestões sem fundamentação empírica verificável ou contraditadas pelos dados históricos oficiais não foram incorporadas. O registo das decisões de integração e das justificações para a não incorporação

de determinadas sugestões foi documentado internamente e está disponível para consulta no âmbito do processo de revisão do estudo.

Este processo de validação externa é complementar à calibração histórica do modelo com dados oficiais verificáveis (RPCGE, FSM, PESOE), que constitui a principal âncora de fiabilidade quantitativa. A combinação dos dois mecanismos, validação por pares especializados e calibração com dados observados, confere ao modelo um grau de robustez metodológica adequado aos fins de análise de política fiscal a que se destina.

Para além da calibração histórica e da validação por revisores externos independentes, os resultados deste estudo convergem com as análises mais recentes de instituições multilaterais sobre a economia moçambicana. O Banco Mundial (2026), no Mozambique Economic Update de Março de 2026, identifica explicitamente os mesmos padrões estruturais documentados neste modelo: o *rear-loading* das receitas fiscais dos megaprojectos de GNL, a vulnerabilidade estrutural aos preços internacionais, a modéstia das receitas fiscais efectivas face às expectativas oficiais, e a necessidade de cautela em planeamento orçamental dependente dessas receitas. O relatório do Banco Mundial adverte explicitamente que o custo da inacção fiscal está a aumentar e que a instabilidade económica poderia pôr em risco mais de USD 50 mil milhões em investimento directo estrangeiro, particularmente no GNL. Esta convergência analítica, produzida de forma independente por duas instituições com metodologias, fontes e objectivos distintos, reforça a robustez dos resultados centrais deste estudo.

4.11 Ética da Investigação e Declaração de Independência

Este estudo foi produzido pelo Centro de Integridade Pública (CIP), organização da sociedade civil independente, no âmbito do projecto FJ4D, financiado pelo Energy Transition Fund (ETF) com parceria da Oxfam Novib e do Centro para a Democracia e Direitos Humanos (CDD). Os autores declaram que não têm qualquer interesse financeiro nos projectos analisados e que a análise foi conduzida de forma independente dos financiadores.

O modelo fiscal e os dados utilizados serão disponibilizados em repositório público para permitir a replicação e verificação independente dos resultados. Esta decisão de abertura metodológica é coerente com os princípios de transparência que o estudo defende para o sector extractivo moçambicano.

5 RESULTADOS

5.1 Projecção de Receitas Fiscais

O modelo projecta as receitas fiscais totais do Estado moçambicano provenientes do Coral Sul FLNG para o período 2022-2048 em três cenários de preço do GNL. Os resultados são os seguintes:

Tabela 5-1: Receitas Fiscais Totais por Cenário de Preço (2022-2048, USD milhões)

Instrumento Fiscal	Stress (USD 8/MMBtu)	Base (USD 12/MMBtu)	Optimista (USD 16/MMBtu)	Observação
Royalty (IPP)	USD 511	USD 799	USD 1.129	Único instrumento com fluxo contínuo desde início da produção
Profit Oil - Estado	USD 938	USD 1.875	USD 4.917	Fluxo substancial apenas após 2035, quando Factor R ultrapassa 1
IRPC	USD 0	USD 1.347	USD 5.302	Zero no Stress; começa em 2033 no Base; maior componente no Optimista
Bónus de Produção	USD 7	USD 7	USD 7	Fixo. Pago em 2022-2024 conforme Art. 12 do CCPP
TOTAL	USD 1.456	USD 4.028	USD 11.355	Amplitude de 7,8× entre cenários stress e optimista

Fonte: Modelo fiscal calibrado com dados RPCGE 2024 (Quadro V.18, Coral South Project), FSM/RPCGE 2022-2024 e PESOE 2025-2026. Cenário stress: IEA WEO 2024 (cenário NZE). Cenário base: projecção central do estudo. Cenário optimista: trajectória de alta procura prolongada.

A amplitude do intervalo de resultados de USD 1,5 mil milhões no cenário stress a USD 11,4 mil milhões no cenário optimista é, em si mesma, um resultado analiticamente central. Representa uma variação de 680% (7,8 vezes) entre os dois extremos, derivada exclusivamente da diferença de preço do GNL. Esta sensibilidade extrema reflecte o peso estrutural dos instrumentos não-lineares do regime fiscal. O IRPC só se torna substancial quando o Profit Oil do investidor cobre a totalidade da amortização fiscal dos custos pré-FID (conforme Art. 11.4.a)ii) do CCPP), e o Profit Oil do Estado depende do Factor R. No cenário stress, o IRPC é zero ao longo dos 27 anos. No cenário optimista, representa USD 5,3 mil milhões. Uma mesma arquitectura contratual produz, portanto, resultados radicalmente diferentes consoante a trajectória de preços do GNL. Este resultado é relevante para avaliar o risco fiscal do modelo de dependência do GNL.

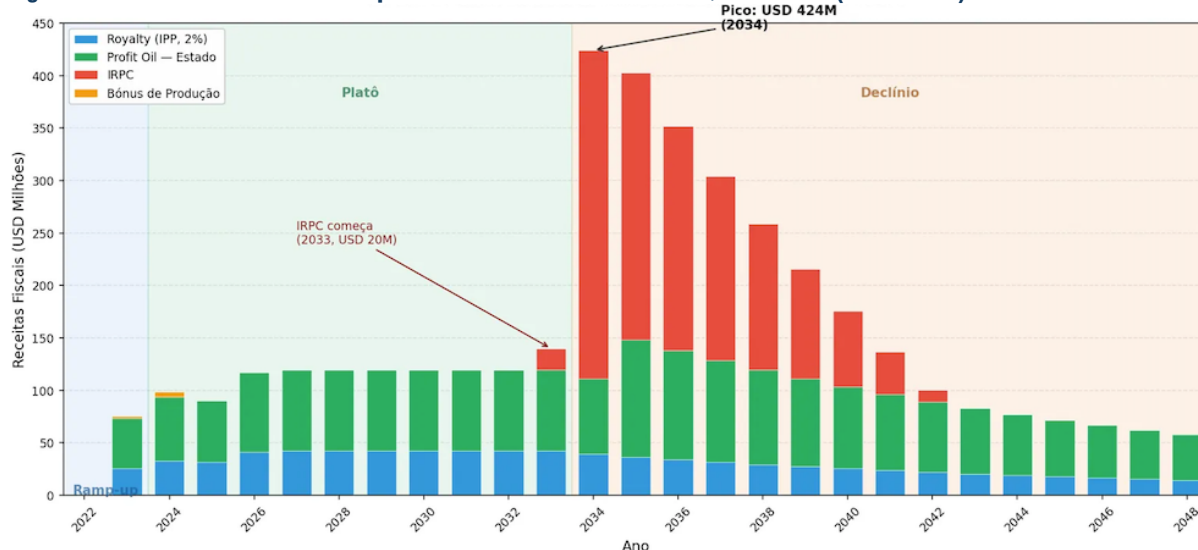
A interpretação política deste resultado é directa. A capacidade do Estado moçambicano de planificar orçamentos e servir dívida com base em receitas do Coral Sul FLNG é estruturalmente limitada pela volatilidade do preço do GNL. No cenário stress, que é o mais compatível com a trajectória de transição energética global, as receitas fiscais representariam USD 54 milhões por ano em média (USD 1.456M divididos por 27 anos), valor dramaticamente inferior às expectativas das narrativas oficiais. No cenário base, a média anual é de USD 149 milhões, ainda modesta face ao serviço de dívida soberana moçambicana de aproximadamente USD 1,5 mil milhões por ano.

5.2 O Timing das Receitas

A questão de quanto o Estado receberá do Coral Sul FLNG é importante. A questão de quando receberá é igualmente, e talvez, mais importante para a gestão das finanças públicas moçambicanas. O modelo

projecta as receitas fiscais anuais de forma granular, revelando um padrão que confirma e quantifica a estrutura *rear-loaded* descrita na literatura teórica.

Figura 5-1: Receitas Fiscais Anuais por Instrumento: Cenário Base \$12/MMBtu (2022–2048)



Fonte: Modelo fiscal Coral Sul FLNG, calibrado com FSM/RPCGE 2022–2025 e PESOE 2025 e 2026. Os dados anuais completos, receita por instrumento para cada ano de 2022 a 2048, constam do Apêndice A1

A leitura da figura 5.1 revela três padrões analiticamente relevantes que merecem atenção explícita.

a) A Primeira Década é Dominada por Receitas Modestas

Entre 2022 e 2026, os primeiros cinco anos de produção, está previsto que o Estado moçambicano receba do Coral Sul FLNG um total de USD 381 milhões no cenário base. Isto representa uma média de USD 76 milhões por ano, ou aproximadamente 0,34% do PIB de Moçambique em 2025. O IRPC é zero em todo este período e continua zero até 2032, um resultado que reflecte a aplicação estrita do Art. 11.4.a)ii) do CCPP Área 4: a exploração pré-FID (USD 2.172M) amortiza 100% em 2022 e o desenvolvimento pré-FID (USD 8.503M) amortiza em quatro tranches de 25% ao longo de 2022-2025, criando prejuízos fiscais cumulativos que só começam a ser integralmente absorvidos em 2032.

b) O Salto de 2034: O IRPC Como Factor Transformador

O ano de 2034 marca a inflexão estrutural nas receitas fiscais projectadas. A absorção completa do prejuízo fiscal acumulado do investidor, que totalizou cerca de USD 8,5 mil milhões no pico em 2025, é atingida apenas em 2032. Em 2033, o IRPC regista o primeiro valor substancial (USD 20 milhões), e em 2034 dá-se o verdadeiro salto. As receitas anuais totais triplicam, passando de USD 140 milhões, em 2033, para USD 424 milhões, em 2034. Este salto não reflecte qualquer alteração na produção ou no preço, apenas o funcionamento retardado da arquitectura fiscal do CCPP. O IRPC atinge o pico em 2034 (USD 313 milhões, já sob a taxa de 32% aplicável após os 8 anos de benefício fiscal do Art. 11.4.a)i)) e declina progressivamente até voltar a zero em 2043, quando o Profit Oil do investidor deixa de cobrir o OPEX do ano.

A implicação política é que qualquer plano de finanças públicas que contar com receitas substantivas do Coral Sul antes de 2033, está a sobrestimar a contribuição fiscal do projecto no curto prazo. Os dados históricos confirmam isto. Entre 2022 e 2025, as receitas efectivas foram de USD 253 milhões, uma média de USD 63 milhões por ano, bem abaixo dos patamares necessários para o impacto macroeconómico relevante. O modelo projecta que esta média anual manter-se-á praticamente

inalterada até 2032 (cerca de USD 117 milhões por ano em 2026-2032), antes de dar o salto para o período 2034-2042, que concentra 78% do IRPC total do projecto.

c) O Pico de 2034 e a Paradoxo da Fase de Declínio

O resultado mais contraintuitivo do modelo é que o pico das receitas fiscais anuais ocorre em 2034, logo no primeiro ano da fase de declínio. Com USD 424 milhões projectados, 2034 supera qualquer ano da fase de platô em mais do triplo. A explicação reside em dois factores combinados: primeiro, o IRPC acumulou prejuízos fiscais durante 12 anos e só em 2033 começa a gerar tributo; segundo, em 2034 aplica-se pela primeira vez a taxa normal de 32% (o benefício fiscal de 24% do Art. 11.4.a)i) expirou em 2029 mas o lucro tributável era ainda zero). O pico fiscal coincide, portanto, com o primeiro ano em que todas as condições contratuais para tributação plena são simultaneamente satisfeitas.

O paradoxo da fase de declínio é analiticamente importante para o argumento do estudo. As maiores receitas fiscais do Coral Sul chegarão quando a produção já estiver a cair, quando o projecto estiver a aproximar-se do fim da sua vida útil, e quando o contexto de mercado global do GNL for muito mais incerto. Por definição, as projecções para 2034-2042, período que concentra 69% das receitas fiscais totais do projecto, são as mais expostas à hipótese de cenário de transição energética, à competição por capital e à possibilidade de activos encalhados. Este facto transforma a arquitectura rear-loaded do CCPP num risco fiscal sistémico: o Estado moçambicano assumiu a totalidade do risco de transição energética porque as receitas substanciais só se materializam no horizonte em que a procura global de GNL estará sob maior pressão.

5.3 Que Instrumento Fiscal Gera Receita e Quando?

A análise da composição das receitas fiscais totais ao longo do ciclo de vida do projecto revela uma assimetria estrutural entre os instrumentos imediatos e os instrumentos diferidos.

Tabela 5-2: Composição das Receitas Fiscais Totais por Instrumento e por Fase (Cenário Base, USD milhões)

Instrumento	Ramp-up (2022-2023)	Platô (2024-2033)	Declínio (2034-2048)	TOTAL	% do Total
Royalty (IPP)	USD 27	USD 401	USD 372	USD 799	19,8%
Profit Oil - Estado	USD 47	USD 737	USD 1.090	USD 1.875	46,5%
IRPC	USD 0	USD 20	USD 1.326	USD 1.347	33,4%
Bónus de Produção	USD 2	USD 5	USD 0	USD 7	0,2%
TOTAL	USD 76 (1,9%)	USD 1.164 (28,9%)	USD 2.788 (69,2%)	USD 4.028	100%

O Quadro 5-2 evidencia que 69,2% das receitas fiscais totais concentram-se nos últimos 15 anos do projecto (fase de declínio). Apenas 1,9% das receitas fiscais chegam nos primeiros dois anos. A fase de declínio produz mais receitas fiscais que a fase de platô, confirmando a arquitectura rear-loaded extrema deste contrato. Esta distribuição não é uma anomalia do caso moçambicano, é uma característica previsível e documentada dos regimes de partilha de produção com *cost recovery* elevado (Daniel et al., 2010; Hubert, 2019). O que este modelo adiciona é a quantificação precisa desta distribuição para o caso específico do Coral Sul mostrando que os últimos 15 anos produzem receitas 37 vezes superiores aos primeiros dois anos.

5.4 O IRPC Diferido - Quando o "Maior Imposto" Não Existe

O IRPC é o instrumento fiscal que gera mais receita durante a fase de declínio do projecto, totalizando USD 1.347 milhões ou 33,4% das receitas fiscais totais no cenário base. Mas a sua distribuição temporal

é extremamente irregular. Durante 11 anos consecutivos (2022-2032), o IRPC é rigorosamente zero. Concentra-se em USD 1,3 mil milhões nos 9 anos seguintes (2033-2042) e volta a zero nos últimos 6 anos (2043-2048). Esta distribuição reflecte literalmente a aplicação do Art. 11.4.a)ii) do CCPP, Área 4, que determina que as despesas pré-Produção Comercial só começam a amortizar no ano do início da produção, e o Art. 11.4.vii), que limita o reporte de prejuízos fiscais a 6 anos. A coluna Y da Aba 3 do modelo implementa explicitamente esta amortização por *cohorts*, evitando simplificações que inflacionariam artificialmente o IRPC.

O prejuízo fiscal acumulado do investidor, a diferença entre a amortização fiscal anual acumulada e as receitas tributáveis de Profit Oil e Petróleo Custo recebidas, deve ser integralmente absorvido antes de qualquer lucro tributável emergir. O modelo projecta que o prejuízo atinge o pico em 2025 (cerca de USD 8,5 mil milhões) e é progressivamente consumido até 2032. O primeiro ano com IRPC substancial é 2033 (USD 20 milhões). A partir de 2034, o IRPC atinge o máximo histórico (USD 313 milhões) e declina progressivamente. Em 2043, o Profit Oil do investidor deixa de cobrir o OPEX do ano, o lucro tributável volta a zero e o IRPC cessa até ao fim do projecto. Este padrão confirma que a amortização plena dos custos pré-FID, combinada com o declínio natural do reservatório, torna o IRPC um instrumento fiscal de janela limitada e não um fluxo estável ao longo da vida útil do projecto.

O IRPC = USD 0 durante os anos 2022-2032 (11 anos) e novamente em 2043-2048 (6 anos) não é um erro do modelo nem uma irregularidade contratual. É o resultado directo da arquitectura fiscal do CCPP Área 4, que foi desenhada para garantir que o investidor recupere integralmente o seu investimento antes de ser tributado sobre o lucro. Em conjunto, 17 dos 27 anos de produção (63%) não geram IRPC. A tributação efectiva em sede de IRPC concentra-se em apenas 10 anos (2033-2042).

5.5 O Government take Efectivo Calculado

O government take efectivo do Coral Sul FLNG, calculado como a proporção das receitas fiscais totais nas receitas brutas totais do projecto ao longo da vida produtiva, é de 10,08% no cenário base. Este valor é o resultado de dois factores combinados: o peso dos custos recuperáveis (USD 11,7 mil milhões em CAPEX e USD 23 mil milhões em OPEX acumulados ao longo da vida do projecto) e a arquitectura *rear-loaded* dos instrumentos fiscais. A amplitude entre cenários mostra uma variabilidade notável, o *government take* varia de 5,70%, no cenário stress, a 20,11%, no optimista. Esta variação de 3,5 vezes demonstra que a métrica depende criticamente da trajectória de preços do GNL, um factor sobre o qual Moçambique não tem controlo.

Tabela 5-3: Government take: Cenários e Comparação Internacional

Cenário / País	Receita Bruta (USD M)	Receitas Fiscais (USD M)	Gov. Take (% receita bruta)	Gov. Take (% receita líquida)	Observação
Coral Sul - Stress (USD 8)	25.561	1.456	5,70%	21,5%	Cenário de transição energética adversa; IRPC = zero
Coral Sul - Base (USD 12)	39.973	4.028	10,08%	38%	Cenário de referência do estudo
Coral Sul - Optimista (USD 16)	56.475	11.355	20,11%	75%	Cenário de alta procura prolongada
Coral Sul - TE Base (deck)	32.208	1.833	5,69%	5,7%	Deck de preços decrescente 2026-2048; IRPC = zero

Cenário / País	Receita Bruta (USD M)	Receitas Fiscais (USD M)	Gov. Take (% receita bruta)	Gov. Take (% receita líquida)	Observação
<i>Benchmarks internacionais (literatura)</i>					
Gana - Jubilee Field	N/D	N/D	N/D	65-75%	Inclui participação estatal; métrica pós-custos
Angola - Bloco 15/06	N/D	N/D	N/D	55-70%	Sliding scale no Profit Oil; métrica pós-custos
Tanzânia - offshore	N/D	N/D	N/D	50-65%	Regime influenciado pelo modelo Moçambicano

Nota: O *government take* dos países comparadores, Gana (Campo Jubilee), Tanzânia (blocos offshore pós-2013) e Angola (Bloco 15/06), é reportado na literatura e nos relatórios do NRG sobre receitas após custos que é a métrica padrão da indústria. O valor de 10,08% deste modelo é calculado sobre receitas brutas. A conversão metodológica entre as duas métricas é discutida no Capítulo 3. Mesmo após conversão para a métrica pós-custos (equivalente a 38% no cenário base), o Coral Sul continua substancialmente abaixo dos comparadores africanos.

A diferença entre o *government take* sobre receitas após custos (49%, conforme Hubert, 2019) e o *government take* sobre receitas brutas (10,08%, modelo deste estudo) não é contraditória, é complementar. O primeiro mede a equidade da partilha do que resta após custos, o segundo mede o benefício macroeconómico efectivo do Estado como proporção do valor bruto gerado. A discrepância de 4,9 vezes entre as duas métricas reflecte precisamente o peso estrutural dos custos recuperáveis (USD 34,6 mil milhões de CAPEX e OPEX acumulados) que consomem 86% das receitas brutas antes de qualquer tributação efectiva chegar ao Estado.

Os valores do *government take* calculados por este modelo convergem com as projecções mais recentes do Banco Mundial para a contribuição fiscal dos megaprojectos de GNL em Moçambique. O "*Mozambique Economic Update*" de Março de 2026 (Banco Mundial, 2026) identifica que, apesar do discurso oficial de transformação económica via GNL, a contribuição fiscal efectiva dos projectos extractivos tem sido e continuará a ser modesta face ao PIB e ao serviço da dívida soberana. Esta convergência entre o nosso modelo (10,08% do *government take* bruto no cenário base) e a análise independente do Banco Mundial reforça a validade das projecções e distingue-as das estimativas mais optimistas historicamente divulgadas pelas empresas operadoras.

5.6 Os Escalões do Factor R Nunca São Accionados

O Art. 9.10 do CCPP Área 4 estabelece um mecanismo de partilha progressiva do Profit Oil baseado no Factor R (rácio entre entradas de caixa acumuladas do investidor e o seu investimento acumulado). A arquitectura contratual prevê cinco escalões de participação crescente do Estado: 15% quando $R < 1$, 25% quando $1 \leq R < 2$, 35% quando $2 \leq R < 3$, 45% quando $3 \leq R < 4$, e 55% quando $R \geq 4$. Esta progressividade foi negociada para proteger a receita do Estado em cenários de alta rentabilidade do investidor, assegurando que quanto mais lucrativo o projecto, maior a participação estatal.

O modelo revela um achado analiticamente central. No cenário base, o Estado moçambicano nunca atinge o terceiro escalão. O Factor R cresce lentamente ao longo do projecto, atingindo 1 pela primeira vez apenas em 2034, doze anos após o início da Produção Comercial. A partir desse momento, o Estado sobe do escalão de 15% para 25% e permanece nesse escalão até ao fim do projecto, em 2048. O Factor R atinge o pico histórico em 2043, com um valor de 1,25, bem abaixo do limiar de 2 necessário para desencadear o escalão seguinte.

Tabela 5-4: Composição das Receitas Fiscais Totais por Instrumento e por Fase (Cenário Base, USD milhões)

Período	Factor R	Escalão Estado (Art. 9.10)	Observação
2022	0,00	0% (primeiro ano)	Antes de o Factor R ser computável
2023-2034 (12 anos)	-0,02 a 1	15% ($R < 1$)	Escalão mínimo durante 12 anos consecutivos
2034	1,004	transição 15% → 25%	Factor R ultrapassa 1 pela primeira vez
2035-2048 (14 anos)	1,06 a 1,25	25% ($1 \leq R < 2$)	Escalão máximo atingido ao longo do projecto
Nunca atingido	> 2	35% / 45% / 55%	Factor R máximo do modelo: 1,245 (pico em 2043)

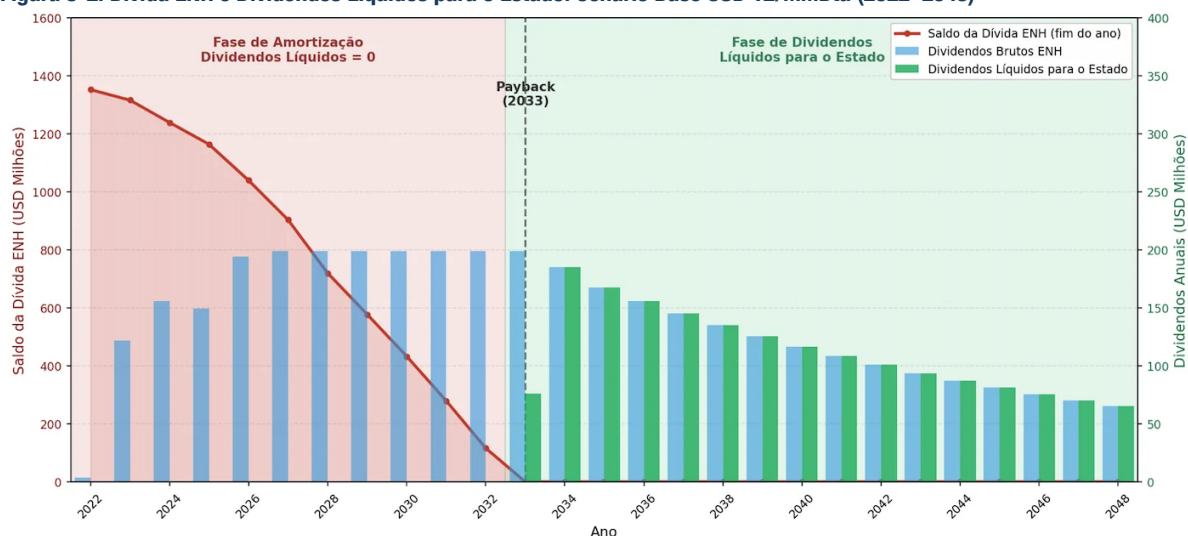
O escalão médio ponderado ao longo da vida do projecto é de aproximadamente 20,5%, muito abaixo do ponto médio teórico da tabela do Art. 9.10 (35%). A razão deste resultado é estrutural e reflecte a escala do investimento face à trajectória de receitas. O CAPEX total do investidor (USD 11,7 mil milhões de exploração e desenvolvimento) combinado com OPEX cumulativo (USD 23 mil milhões em valores nominais) cria um denominador no cálculo do Factor R que só muito gradualmente é recuperado pelas entradas de caixa. Mesmo no cenário optimista (USD 16/MMBtu), o Factor R atingiria apenas o terceiro escalão nos últimos anos do projecto, sem nunca chegar ao quarto ou quinto. Em cenários de preço adverso (Stress ou TE Base), o Factor R nem sequer ultrapassa 1, mantendo o Estado indefinidamente no escalão mínimo de 15%.

A implicação política é que a progressividade contratual, negociada em 2006, que em tese protegeria o Estado de rentabilidades excessivas do investidor, não se materializa na prática. A arquitectura contratual não é progressiva na vida real do projecto, é efectivamente linear, com o Estado a receber entre 15% e 25% do Profit Oil ao longo dos 27 anos, sem acesso aos escalões superiores que foram a razão declarada para aceitar um IPP baixo (2%) e um limite de cost recovery elevado (75%).

5.7 A Dívida da ENH Quantificada

A participação de 10% da ENH no consórcio da Área 4, estruturada como *carried interest*, adiciona uma dimensão crítica à análise das receitas do Estado que raramente figura nas projecções públicas. A ENH não é apenas um beneficiário do projecto, é simultaneamente um devedor cujos dividendos são integralmente consumidos pelo serviço de uma dívida de USD 1.356 mil milhões durante mais de uma década.

Figura 5-2: Dívida ENH e Dividendos Líquidos para o Estado: Cenário Base USD 12/MMBtu (2022–2048)



Fonte: Modelo fiscal Coral Sul FLNG. Dívida inicial: USD 1.356B (IGEPE 2023). Taxa de juro: 6%/ano. A trajetória anual completa - saldo de dívida, juros, amortização e dividendos líquidos ano a ano consta do Apêndice A2.

A Figura 5-2 revela um padrão que tem consequências directas para a narrativa política sobre os benefícios do GNL para Moçambique. Durante os primeiros onze anos de produção do projecto Coral Sul (2022 a 2032), a participação estatal de 10% gera dividendos brutos acumulados de USD 1.942 milhões. Desses, nem um único dólar chega ao Estado. Os dividendos são integralmente consumidos pelo serviço da dívida (USD 1.942M de serviço da dívida = USD 548M juros + USD 1.394M amortização) contraída originalmente para financiar a participação da ENH no consórcio, a uma taxa de 6% ao ano.

O benefício líquido da participação estatal de 10% para o Estado moçambicano é de USD 1.788 milhões ao longo de 27 anos, uma média de USD 66 milhões por ano. Mas este valor só começa a fluir em 2033. Nos primeiros onze anos, a ENH funciona efectivamente como um veículo de financiamento do investidor estrangeiro. A dívida é contraída pelo Estado moçambicano para que os parceiros da Área 4 possam operar com a legitimidade política da participação nacional, sem que isso se traduza em retorno efectivo para o Estado durante mais de uma década.

5.8 O Benefício Fiscal Líquido do Estado

A análise integrada das receitas fiscais directas e da participação via ENH permite calcular o benefício fiscal líquido total do Estado moçambicano a partir do Coral Sul FLNG no período 2022-2048.

Tabela 5-5: Benefício Fiscal Líquido Total do Estado: Síntese por Componente (Cenário Base, USD milhões)

Componente	Total (2022-2048)	Início Substancial	Observação
Receitas Fiscais Directas	USD 4.028	2033	Royalty (USD 799M) + Profit Oil Estado (USD 1.875M) + IRPC (USD 1.347M) + Bónus (USD 7M)
Dividendos Líquidos ENH	USD 1.788	2033	Após amortização total da dívida de carried interest (11 anos de dividendos captivos)
Juros pagos pela ENH (custo)	-USD 548	-	Custo financeiro da dívida da ENH aos parceiros da Área 4 (taxa 6% a.a.)
BENEFÍCIO FISCAL LÍQUIDO TOTAL	USD 5.268	2033	Média anual: USD 195M, concentrados em 2033-2048 (74% do total)

O benefício fiscal líquido total de USD 5.268 milhões, ao longo de 27 anos, USD 195 milhões por ano, em média, deve ser lido com cautela. A média mascara a distribuição extremamente desigual ao longo do tempo. Nos primeiros cinco anos (2022-2026), o benefício médio anual é de USD 76 milhões; nos onze anos seguintes, 2022-2032, a média é de apenas USD 105 milhões por ano (sem dividendos líquidos ENH); a partir de 2033, o benefício médio sobe para USD 313 milhões por ano. A concentração temporal das receitas é, portanto, ainda mais acentuada do que as receitas fiscais directas porque a ENH não contribui com fluxos líquidos antes de 2033.

Importa também referir que o benefício fiscal líquido calculado neste modelo não incorpora o custo de oportunidade do capital público mobilizado para suportar a participação ENH nem os custos de supervisão e regulação do sector. Estes elementos reduziram ainda mais o benefício líquido efectivo, mas a sua quantificação rigorosa exigiria metodologias complementares. O valor líquido reflecte já o abatimento dos juros pagos pela ENH no serviço da dívida (USD 548 milhões).

Para um país que justificou parte do seu endividamento soberano com a expectativa de receitas do GNL e que está a negociar a reestruturação de dívida com credores internacionais, a mensagem central deste modelo é inequívoca. As receitas substanciais do Coral Sul chegarão, mas chegarão tarde. A gestão fiscal responsável exige que esta realidade, e não as projecções optimistas que circulam no espaço público, seja a base da planificação orçamental de médio prazo.

5.9 As Receitas Fiscais do Coral Sul em Perspectiva Macroeconómica

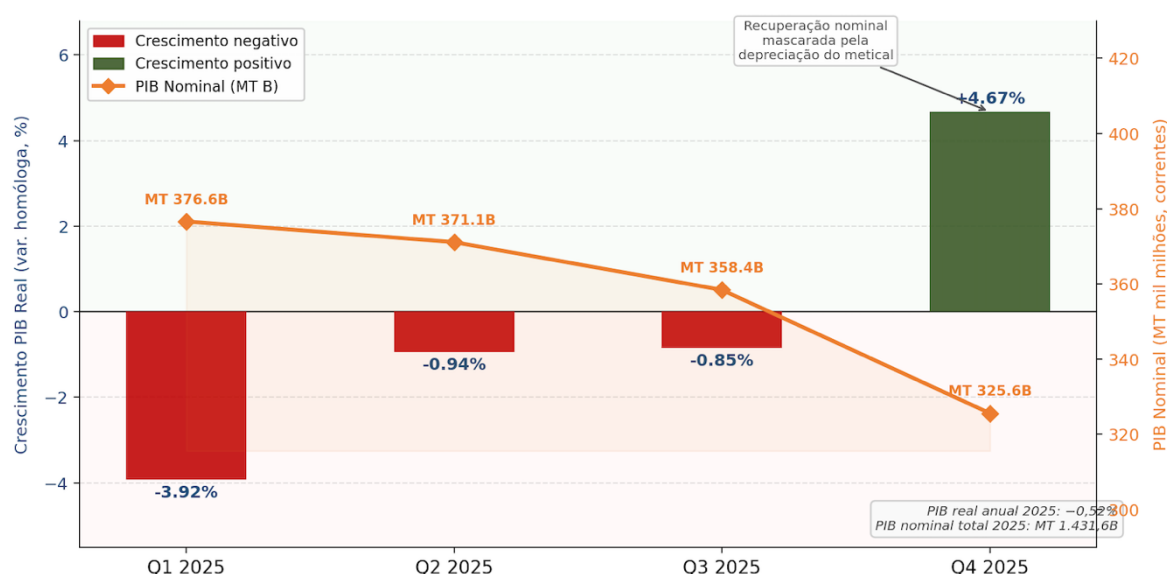
A análise das receitas fiscais absolutas, em dólares e ao longo de décadas, pode obscurecer a sua dimensão relativa face à economia moçambicana. A contextualização com os dados mais recentes do PIB nacional permite uma leitura mais honesta da magnitude real da contribuição fiscal do projecto para o desenvolvimento do país.

5.9.1 O Contexto Macroeconómico de 2025

O ano de 2025 marcou um retrocesso económico significativo para Moçambique. Os dados do INE, publicados em Fevereiro de 2026, confirmam que o PIB real contraiu -0,52% em termos homólogos, o resultado de três trimestres consecutivos de crescimento negativo (Q1: -3,92%; Q2: -0,94%; Q3: -0,85%), com uma recuperação tardia no Q4 (+4,67%), que não compensou as perdas acumuladas. Esta contracção ocorre num contexto de instabilidade pós-eleitoral, perturbações na actividade económica e condições de financiamento externo deterioradas.

O PIB nominal de 2025 é de 1,432 biliões de meticais (INE, 2026), equivalente a aproximadamente USD 22,4 mil milhões (USD) à taxa de câmbio oficial do Banco de Moçambique, de 63,9 MT/USD (Março de 2026). As implicações desta taxa de câmbio para a análise são discutidas na Caixa 5.1 abaixo.

Figura 5-3: Crescimento do PIB Real por Trimestre, 2025 (variação homóloga, %)



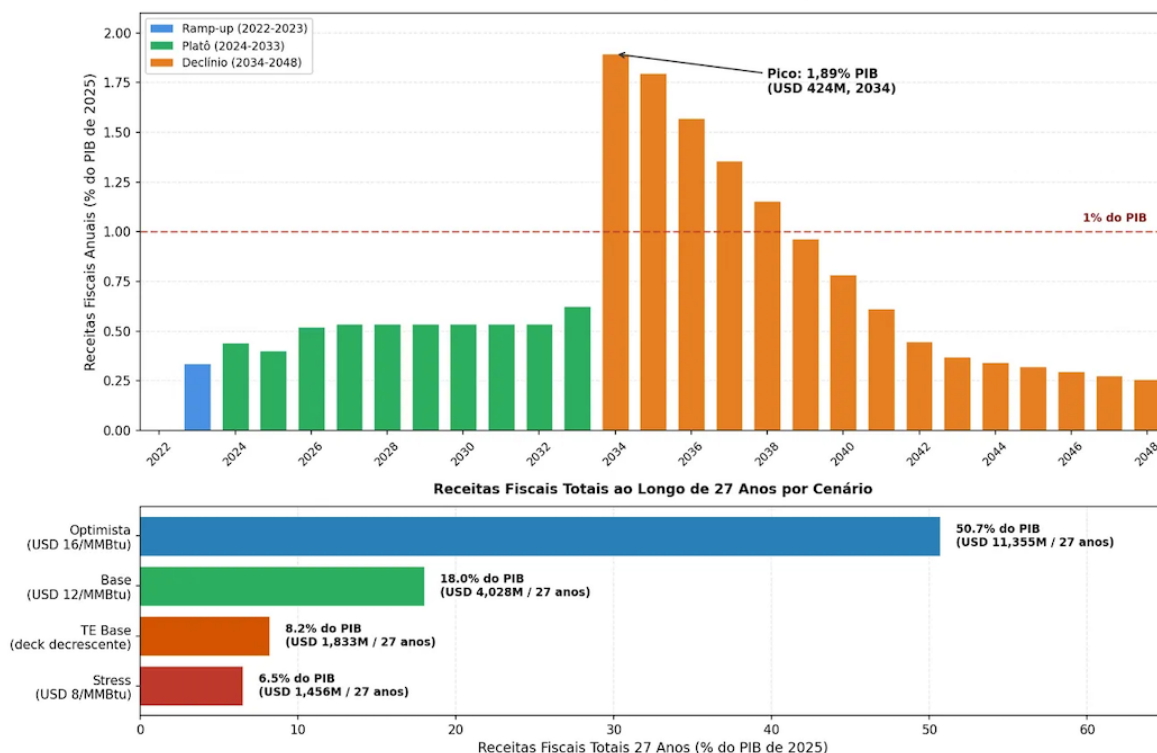
Fonte: INE, 2026. Quadros de Contas Nacionais IV Trimestre 2025. Óptica da Produção, Preços constantes de 2019.

A contracção do PIB real em 2025 é analiticamente relevante por dois motivos. Primeiro, sublinha a fragilidade estrutural da economia moçambicana e a sua vulnerabilidade a choques políticos internos, o que torna a dependência de receitas extractivas de longo prazo ainda mais arriscada. Segundo, demonstra que o Coral Sul FLNG, o único projecto de GNL em produção, não foi suficiente para estabilizar a trajectória macroeconómica, nem mesmo parcialmente. O projecto gerou USD 90 milhões em receitas fiscais em 2025, enquanto a economia contraía. Este dado não condena o projecto, mas desmonta a narrativa de que o GNL está a transformar a trajectória de desenvolvimento de Moçambique no curto prazo.

5.9.2 Comparações das Receitas Fiscais com o PIB

A figura 5.4 apresenta as comparações entre as receitas fiscais do Coral Sul FLNG e o PIB nominal de 2025, permitindo uma leitura da magnitude relativa da contribuição fiscal do projecto em diferentes horizontes temporais.

Figura 5-4: Receitas Fiscais do Coral Sul FLNG como Proporção do PIB de 2025 (Cenário Base, USD 12/MMBtu)



Fonte: Modelo fiscal Coral Sul FLNG; FSM/RPCGE 2022-2024; PESOE 2025-2026; INE (2026). PIB 2025 em USD calculado com taxa de câmbio média BaM. Os totais de 27 anos não são directamente comparáveis com os valores anuais.

Os dados da Figura 5-4 ilustram que quase nenhuma receita anual ultrapassa o limiar de 1% do PIB ao longo do período de produção, com a excepção do pico de 2034 (USD 424 milhões = 1,89% do PIB de 2025). Os 18,0% do PIB do cenário base parecem expressivos até se perceber que se distribuem por 27 anos, cerca de 0,67% do PIB por ano, em média, valor muito inferior ao do serviço da dívida soberana moçambicana (aproximadamente 6,7% do PIB em 2025).

Nota: O PIB nominal de 2025 é de 1.431,6 mil milhões de meticais (INE, 2026), convertido a 63,9 MT/USD (Banco de Moçambique, Março 2026) = USD 22,4 mil milhões. As comparações com o PIB de 2025 são estáticas, não reflectem o crescimento esperado do PIB até 2048, o que significa que as proporções diminuirão com o tempo. Esta é uma abordagem conservadora que favorece a magnitude relativa das receitas do GNL.

A leitura da Figura 5-4 deve ser cautelosa, mas directa. Ao longo de 27 anos de produção, o Coral Sul FLNG gerará receitas fiscais equivalentes a 18% do PIB actual de Moçambique, distribuídas por quase três décadas. No cenário stress, essa proporção cai para 6,5% do PIB actual (USD 1.456M sobre USD 22.400M). Estes números não são em si mesmos um julgamento, são uma escala que coloca em perspectiva crítica qualquer narrativa que apresente o Coral Sul como resposta estrutural para os problemas fiscais de Moçambique. Um projecto que gera, em média, 0,67% do PIB por ano, durante 27 anos, não pode ser simultaneamente a base de um modelo de desenvolvimento e a justificação de endividamento soberano na ordem de grandeza actualmente observada.

CAIXA: 5-1: Taxa de Câmbio como Variável Oculta: Implicações da Sobrevalorização do Metical para as Receitas do GNL

TAXA DE CÂMBIO E RECEITAS DO GNL: UMA DIMENSÃO AUSENTE DO DEBATE FISCAL

A análise das receitas fiscais do Coral Sul FLNG em dólares é metodologicamente correcta, o projecto opera, cobra e reporta em USD. Mas quando essas receitas chegam ao Estado moçambicano e são convertidas em meticais para financiar despesa pública, a taxa de câmbio deixa de ser um detalhe técnico e torna-se uma variável fiscal central. A situação actual do metical adiciona uma camada de complexidade que o debate público sobre o GNL em Moçambique tem sistematicamente ignorado.

O FACTO: CINCO ANOS DE TAXA FIXA

Desde meados de 2021, a taxa de câmbio do metical face ao dólar estabilizou, de facto, em 63,9 MT/USD. O regime é de juro flutuante mas na prática, como documenta o FMI Working Paper (Mann et al., 2024), a volatilidade cambial desapareceu, apesar de choques macroeconómicos extensos: insurgência no Norte, instabilidade pós-eleitoral, deterioração das finanças públicas e redução do apoio externo. O FMI conclui que "os fundamentos macroeconómicos não explicam a estabilidade do metical" (Mann et al., 2024) - o que é equivalente a dizer que a estabilidade não é natural.

O DIAGNÓSTICO DO FMI: SOBREVALORIZAÇÃO E ESCASSEZ DE DIVISAS

O FMI Article IV Consultation 2025, publicado em Fevereiro de 2026, é explícito. O metical está sobrevalorizado em termos reais, reflectindo uma apreciação de mais de 20% em termos reais efectivos, desde meados de 2021 (FMI, 2026a). O Conselho Executivo do FMI recomendou, pela segunda vez consecutiva, "maior flexibilidade cambial", aspecto que o Governo moçambicano não implementou em 2024 nem em 2025, levando ao colapso do programa do FMI em Abril de 2025 (FMI, 2026a; Hanlon, 2026). O spread entre a taxa oficial e a taxa paralela alargou-se na primeira metade de 2025 (FMI, 2025), sinal de que o mercado avalia o metical abaixo da taxa oficial. Análise independente estima que o valor real de mercado do metical seja de aproximadamente 90 MT/USD, uma sobrevalorização de cerca de 40% face à taxa oficial (Hanlon, 2026).

AS IMPLICAÇÕES PARA AS RECEITAS DO GNL

As receitas do Coral Sul chegam ao Estado em USD e são convertidas para meticais ao câmbio oficial. Uma eventual desvalorização para 90 MT/USD teria efeitos fiscais assimétricos: i) o valor em meticais das receitas do GNL aumentaria proporcionalmente, USD 90M em receitas fiscais valeriam 8,1 mil milhões de meticais em vez de 5,8 mil milhões; ii) o custo em meticais do serviço da dívida externa também aumentaria, a dívida pública externa de Moçambique, estimada em USD 12,5 mil milhões pelo FMI (2026a), ficaria 40% mais cara em termos de moeda local; iii) as importações tornar-se-iam mais caras, pressionando a inflação e o poder de compra das famílias. O efeito líquido sobre as finanças públicas dependeria da composição da despesa e da estrutura da dívida, mas num país onde a dívida externa representa uma parcela elevada do PIB, o canal da dívida tende a dominar.

A DOENÇA HOLANDESA PELO CANAL CAMBIAL

O IMF Working Paper (Mann et al., 2024) documenta que o sector exportador moçambicano é dominado por megaprojectos extractivos com forte componente de custos em divisas estrangeiras nomeadamente carvão, alumínio, gás natural, areias pesadas e eletricidade. As divisas geradas por estes projectos sustentam parcialmente a estabilidade do metical. Este mecanismo é uma manifestação do canal cambial da doença holandesa. Os recursos extractivos apreciam a taxa de câmbio real, prejudicando a competitividade dos sectores alternativos (agroindústria, turismo, manufactura leve) que dependem de uma taxa de câmbio realista para exportar ou para competir com importações. A sobrevalorização do metical, se parcialmente sustentada pelas divisas do GNL, cria assim um círculo vicioso. O GNL aprecia o câmbio, o câmbio apreciado prejudica os sectores alternativos e a ausência de alternativas económicas reforça a dependência do GNL.

NOTA METODOLÓGICA: As comparações com o PIB neste estudo utilizam a taxa de câmbio oficial do Banco de Moçambique de 63,9 MT/USD (Março 2026), por ser a referência oficial e verificável. O FMI (2026a) avalia o metical como sobrevalorizado em termos reais efectivos, o que implica que o PIB nominal em USD, calculado a esta taxa, pode estar sobrestimado. Uma taxa de câmbio de mercado mais realista de 90 MT/USD (segundo Hanlon, 2026) reduziria o PIB em USD para aproximadamente USD 15,9 mil milhões, aumentando proporcionalmente as percentagens do PIB atribuíveis às receitas do GNL, reforçando, e não enfraquecendo, o argumento central deste estudo.

6 DÍVIDA PÚBLICA E PASSIVOS CONTINGENTES DO GNL

A análise das receitas fiscais directas, por mais rigorosa que seja oferece uma imagem incompleta do impacto do GNL nas finanças públicas moçambicanas se não for complementada pela análise dos passivos que o Estado assumiu para participar nos projectos. Esta secção examina dois tipos de passivos: i) os passivos quantificáveis, representados pela dívida da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), contraída para financiar a sua participação de 10% no consórcio da Área 4; e ii) os passivos contingentes, não totalmente quantificáveis, decorrentes do litígio sobre os custos da força maior do Mozambique LNG, das futuras obrigações do Coral Norte FLNG e da incerteza sobre o projecto Rovuma LNG, ainda sem FID.

6.1 A Dívida da ENH: Estrutura, Magnitude e Implicações

6.1.1 Origem e Estrutura da Dívida

A participação de 10% da ENH no consórcio da Área 4, que inclui o Coral Sul FLNG, Rovuma LNG (sem FDI) e o Coral Norte FLNG, em desenvolvimento, foi estruturada como carried interest, nos termos do Artigo 9.13 do CCPP Área 4 (2006). Nesta modalidade, a ENH não desembolsou capital próprio durante as fases de exploração e desenvolvimento. Os custos foram financiados pelos parceiros do consórcio (ENI e ExxonMobil) e convertidos em dívida da ENH, a ser amortizada a partir dos dividendos do projecto, com juros à taxa de LIBOR+1% (fixada em 6% no modelo).

Segundo o IGEPE (2023), a dívida total da ENH, decorrente desta participação, era de USD 1.356 milhões, em 31 de Dezembro de 2023, decompostos em USD 551 milhões de dívida de exploração e USD 805 milhões de dívida de desenvolvimento. Este valor representa 6,1% do PIB nominal de Moçambique em 2025, uma magnitude que raramente figura no debate público sobre os custos e benefícios do GNL para o país.

Nota: o Tribunal Administrativo não publicou o mapa equivalente no RPCGE 2024 o que é em si um retrocesso de transparência fiscal relevante para o argumento do estudo.

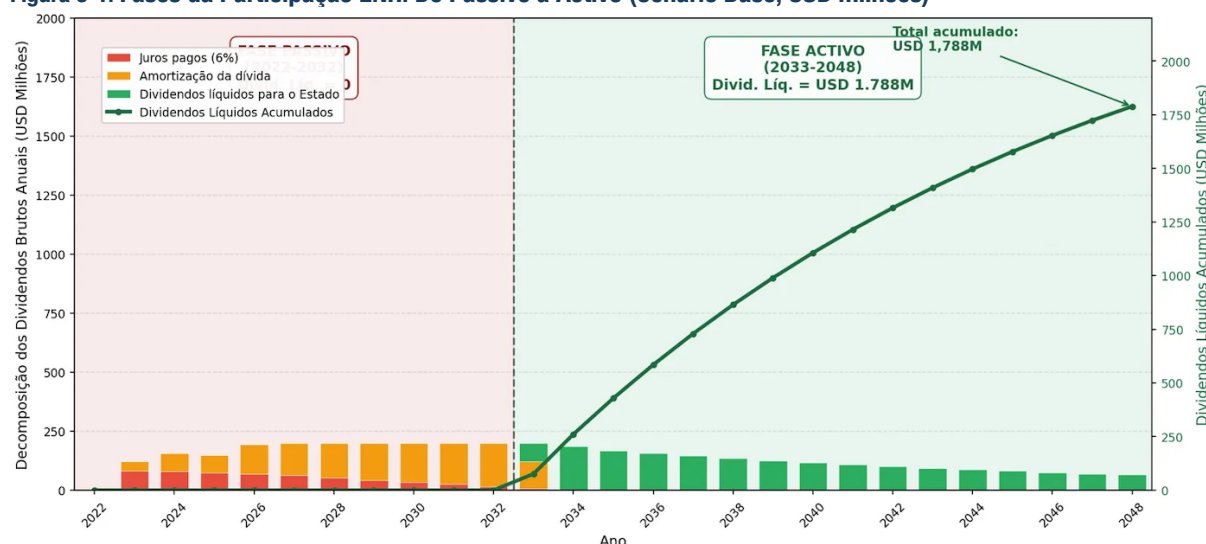
Tabela 6-1: Estrutura da Dívida ENH na Área 4 (31/12/2023)

Componente da Dívida	Valor (USD Milhões)	% da Dívida Total	Origem
Dívida de Exploração (custos Área 4 pré-FID)	USD 551	40,6%	Custos de exploração sísmica, perfuração e avaliação 2006-2019, financiados pelos parceiros e capitalizados como dívida ENH.
Dívida de Desenvolvimento (CAPEX Coral Sul FLNG)	USD 805	59,4%	10% do CAPEX de desenvolvimento do Coral Sul FLNG (USD 9.497 milhões), financiado pelos parceiros durante 2017-2022 e transferido para a ENH como dívida.
TOTAL	USD 1.356	100%	Fonte: IGEPE (2023), Quadro IX.24. Taxa de juro: 6% (LIBOR+1%), CCPP Área 4, Art. 9.13f.

6.1.2 A Trajectória do Serviço da Dívida: Onze Anos de Dividendos Captivos

O modelo fiscal calibrado para o Coral Sul FLNG permite projectar com precisão a trajectória do serviço da dívida da ENH e o momento em que a participação estatal começa a gerar benefícios líquidos efectivos para o Estado. Os resultados são inequívocos e merecem atenção política.

Figura 6-1: Fases da Participação ENH: De Passivo a Activo (Cenário Base, USD milhões)



Fonte: Modelo fiscal Coral Sul FLNG. Serviço total da dívida: USD 1.987 milhões (USD 1.356 milhões amortização do principal + USD 631 milhões juros). Os juros representam o custo financeiro efectivo da participação *carried interest*.

O gráfico evidencia uma assimetria estrutural que raramente aparece nas narrativas oficiais sobre a participação estatal no Coral Sul. Durante onze anos, de 2022 a 2032, a ENH recebe formalmente 10% dos dividendos do projecto mas não transfere um único dólar líquido para o Estado. Cada pagamento é integralmente consumido pelo serviço da dívida contraída para financiar a sua entrada no consórcio. O custo financeiro efectivo desta estrutura de *carried interest* é de USD 631 milhões em juros, pago ao longo de quinze anos a uma taxa de 6% sobre um principal inicial de USD 1.356 mil milhões. O benefício líquido real para o Estado começa apenas em 2033 e totaliza USD 1.650 milhões, entre 2033 e 2048, um retorno positivo mas concentrado na fase de declínio da produção, quando o projecto já perdeu mais de 30% da sua capacidade nominal.

O custo financeiro efectivo da participação estatal de 10% no Coral Sul FLNG é de USD 631 milhões em juros, pagos ao longo de onze anos. Este montante — equivalente a 2,5 vezes as receitas fiscais totais dos primeiros quatro anos de produção (USD 253M) — é o preço que o Estado pagou pelo *carried interest*. Em contrapartida, o benefício líquido da participação será de USD 1.650M, a partir de 2033. A relação custo-benefício é positiva em termos absolutos — mas o diferencial temporal entre o custo (2022–2032) e o benefício (2033–2048) é de mais de uma década.

6.1.3 O *Carried interest* como Passivo Quasi-Soberano

A literatura sobre a participação estatal em projectos extractivos distingue entre participação com desembolso de capital (*equity participation*) e participação financiada pelo parceiro privado (*carried interest*). A segunda modalidade é apresentada frequentemente como vantajosa para Estados com restrições fiscais uma vez que elimina o risco de capital na fase de exploração e garante uma posição no projecto sem desembolso imediato. Collier (2010) e Daniel et al. (2010) alertam, contudo, para as

implicações frequentemente subestimadas. O *carried interest* transforma-se em dívida do Estado ou da empresa estatal, com encargos de juros reais que consomem os primeiros anos de dividendos.

No caso da ENH, o mecanismo é exactamente este. A dívida de USD 1.356M não figura explicitamente na dívida soberana de Moçambique. Está registada no balanço da ENH como empresa participada do Estado. Mas, uma eventual incapacidade da ENH de servir esta dívida, por exemplo num cenário de preços baixos sustentados do GNL, transformar-se-ia numa contingência soberana. O Estado seria chamado a garantir ou absorver a dívida da sua empresa nacional de hidrocarbonetos. Este é o mecanismo pelo qual o *carried interest* funciona como passivo quasi-soberano, independentemente da sua classificação contabilística actual.

6.2 O Coral Norte FLNG: Um Novo Ciclo de Dívida em Formação

A aprovação do FID do Coral Norte FLNG, em Outubro de 2025, com um investimento total de USD 7,2 mil milhões e o início previsto de produção em 2028 (TechnipFMC, 2025; ENI, 2025), introduz um novo ciclo de dívida ENH que o debate público em Moçambique ainda não assimilou adequadamente. Se a estrutura de *carried interest* do Coral Sul for replicada no Coral Norte, o que é a hipótese mais provável dado que ambos os projectos operam no âmbito do mesmo CCPP Área 4, a ENH acumulará uma dívida adicional de aproximadamente USD 720 milhões, decorrente da sua participação de 10% no novo projecto.

Neste sentido, o projecto Coral Norte acrescentará cerca de 53% à dívida ENH actual, se a estrutura de *carried interest* for mantida.

A dívida ENH combinada de cerca de USD 2,1 mil milhões para os dois projectos Coral representa 9,3% do PIB nominal de Moçambique em 2025. Este montante não figura nas projecções do serviço da dívida pública moçambicana que circulam nas negociações com credores internacionais porque está registado no balanço da ENH, não do Estado. Esta omissão sistemática dos passivos quasi-soberanos das empresas públicas extractivas é uma fragilidade documentada na gestão das finanças públicas em economias dependentes de recursos (FMI, 2026a; Mihalyi & Omatsola, 2019).

6.3 Os USD 4,5 Mil Milhões da TotalEnergies: O Passivo Contingente de Maior Impacto

O passivo contingente de maior magnitude e de maior incerteza actualmente, no portfólio de GNL de Moçambique, é o montante de USD 4,5 mil milhões em custos reclamados pela TotalEnergies como incorridos durante o período de força maior do Mozambique LNG (Abril de 2021 - Novembro de 2025). Se validados como integralmente recuperáveis, nos termos do CCPP do Bloco 1, estes aumentarão o custo base do projecto de USD 20 mil milhões para USD 24,5 mil milhões, com consequências directas e mensuráveis para o horizonte de receitas fiscais do Estado moçambicano.

6.3.1 A Resolução 42/2025 e a Auditoria Independente

A Resolução 42/2025 do Conselho de Ministros, publicada no Boletim da República a 19 de Novembro de 2025, é o documento primário que regula este passivo contingente. O seu Artigo 4 estabelece que a validação dos custos da força maior deverá reflectir "os níveis de receitas para ambas as partes" e "salvaguardar o interesse nacional", linguagem que sinaliza a intenção do Estado moçambicano de contestar, pelo menos parcialmente, a reclamação da TotalEnergies. A auditoria independente mandatada pela Resolução estava em curso no momento de redacção deste estudo (Março de 2026),

com resultado ainda não divulgado. Uma análise de sensibilidade do impacto destes custos no horizonte fiscal com base num cenário de preço base de USD 12/MMBtu indica:

Tabela 6-2: Impacto dos Custos de Força Maior no Horizonte Fiscal (Cenário Base USD 12/MMBtu)

Cenário de Validação dos Custos (USD 4,5 mil milhões)	Custo Total Mozambique LNG	Impacto nas Receitas Fiscais da Área 1	Implicação para o Estado
Cenário A: 0% validado (Estado contesta integralmente)	USD 20,0 mil milhões (FID original)	Neutro, sem alteração ao modelo base.	Melhor cenário para o Estado. Pouco provável dado o quadro contratual e as práticas internacionais de arbitragem.
Cenário B: 50% validado (USD 2,25 mil milhões recuperáveis)	USD 22,25 mil milhões (+11,3% vs. FID)	Receitas fiscais da Área 1 reduzidas no curto-médio prazo. IRPC provavelmente adiado 3-5 anos.	Cenário mais provável segundo análise de comparáveis internacionais. Ainda assim representa um custo significativo para o Estado moçambicano.
Cenário C: 100% validado (USD 4,5 mil milhões integralmente recuperáveis)	USD 24,5 mil milhões (+22,5% vs. FID)	IRPC do Mozambique LNG potencialmente adiado até 2040+. Profit Oil significativamente reduzido 2030-2040.	Pior cenário para o Estado. Deslocaria receitas fiscais para além do horizonte de planificação de médio prazo.

O impacto nos cenários B e C é qualitativo. O modelo fiscal deste estudo cobre o Coral Sul FLNG (Área 4) e não o Mozambique LNG (Área 1, CCPP distinto). A análise baseia-se na estrutura genérica dos regimes de partilha de produção com cost recovery cap de 75%, aplicada por analogia a Área 1. Fontes: Resolução 42/2025 (Conselho de Ministros, 2025); TotalEnergies (2026).

A importância analítica do Cenário C não é a sua probabilidade, é a sua magnitude. Um adiamento do IRPC do Mozambique LNG para além de 2040, num contexto de transição energética acelerada, coloca em causa a viabilidade de o Estado moçambicano receber receitas fiscais substanciais desse projecto antes que as condições de mercado se deterioresem estruturalmente. O Cenário C não é um extremo académico, é o resultado directo de validar integralmente uma reclamação de USD 4,5 mil milhões num projecto de USD 20 mil milhões.

A auditoria independente mandatada pela Resolução 42/2025 é, neste momento, a variável de maior impacto sobre as perspectivas fiscais de médio prazo do Mozambique LNG. O seu resultado determinará se o Estado recupera uma parte dos custos de força maior ou se os absorve integralmente como custo de recuperação do projecto. A transparência sobre o processo e o resultado desta auditoria é uma exigência de boa governação fiscal e, a sua ausência, caso se prolongue, é, ela própria, um indicador do défice de transparência documentado neste estudo.

6.4 Quadro Consolidado dos Passivos Contingentes

O conjunto de passivos, quantificados e contingentes, associados ao portfólio de GNL de Moçambique, pode ser sistematizado no quadro seguinte, que distingue entre o grau de certeza, a magnitude e o horizonte temporal de cada componente.

Tabela 6-3: Passivos Fiscais e Quasi-Fiscais do GNL Moçambicano (Março 2026)

Passivo	Magnitude (USD M)	Certeza	Horizonte	Impacto Fiscal	Fonte
Dívida ENH - Coral Sul	USD 1.356 milhões	Alta (verificado)	2022-2033 (amortização)	Dividendos ENH = USD 0 até 2033. Juros USD	RPCGE -IGEPE (2023), Quadro IX.24

Passivo	Magnitude (USD M)	Certeza	Horizonte	Impacto Fiscal	Fonte
(carried interest Área 4)				631 milhões ao longo de 11 anos.	
Dívida ENH - Coral Norte (carried interest estimado)	USD 720 milhões	Média (estimativa)	2026-2037 estimado	Novo ciclo de dividendos captivos. Detalhe contratual não divulgado.	ENI (2025); CCPP Área 4, Art. 9.13
Dívida ENH - Mozambique LNG (<i>carried interest</i> Área 1)	USD 2.535 milhões (até 31 de Dezembro de 2023)	Alta (verificado: IGEPE/RPCGE 2023, Quadro IX.24)	Acumulada até 2023. Amortização a partir do reinício do projecto	Dividendos ENH = USD 0 durante fase de amortização (aprox. 12 anos). Factor R permanece em R<1 durante cerca de 14 anos (10% Profit Oil ao Estado vs 15% no Coral Sul).	IGEPE (2023), Quadro IX.24 do RPCGE 2023: USD 1.070 milhões (exploração) + USD 1.465 milhões (desenvolvimento, equity 15% projecto Golfinho Atum). Nota: o Tribunal Administrativo não publicou este mapa no âmbito do RPCGE 2024.
Custos força maior Mozambique LNG (TotalEnergies)	USD 4.500 milhões (reclamados)	Baixa (em auditoria)	2030-2045+ se validados	Adiamento IRPC e Profit Oil Área 1 por 5-10 anos no cenário C.	Resolução 42/2025; TotalEnergies (2026)
Incerteza FID Rovuma LNG (ExxonMobil)	N/D (est. USD 30 mil milhões +)	Muito baixa (FID não tomado)	2030-2035+ se FID avançar	ENH poderá assumir novo <i>carried interest</i> de USD 3 mil milhões.	INP (2025); ExxonMobil (2025)

A coluna Certeza refere-se ao grau de certeza sobre a materialização do passivo, não sobre o valor. O Rovuma LNG é incluído como passivo potencial dado que o FID não foi tomado após três adiamentos, mas se avançar com a estrutura de *carried interest* standard, implicaria a maior dívida ENH até hoje.

A soma dos passivos verificados da ENH, conforme o RPCGE 2023 (Quadro IX.24 do IGEPE), ascende a USD 3.892 milhões. Cerca de USD 2.535 milhões para a Área 1 (Mozambique LNG / Golfinho Atum) e USD 1.356 milhões para a Área 4 (Coral Sul). Adicionando o Coral Norte (aprox. USD 720M, FID Outubro 2025), o total quasi-soberano atinge aproximadamente USD 4.612 milhões (20,6% do PIB nominal de 2025). Este montante não figura nos quadros de sustentabilidade da dívida soberana. Nota crítica de transparência. o Tribunal Administrativo não publicou o mapa equivalente ao Quadro IX.24 no âmbito do RPCGE 2024, eliminando a única fonte pública que desagregava a dívida ENH por projecto.

6.5 A Dívida Soberana e o GNL: A Armadilha da Antecipação de Rendimentos

O conceito de "rent anticipation trap" - a armadilha de antecipação de rendimentos - foi sistematizado por Mihalyi e Omatsola (2019) a partir da análise de onze países africanos que contraíram dívida soberana com base em expectativas de receitas de recursos naturais que não se materializaram no horizonte esperado. O mecanismo é documentado em três fases: i) descoberta ou desenvolvimento de recursos gera expectativas de receitas futuras; ii) o Estado aumenta o endividamento para financiar a despesa corrente ou de capital antes que as receitas cheguem; e iii) quando as receitas chegam tarde ou abaixo

do esperado, o Estado enfrenta uma crise de liquidez com a dívida a vencer e os recursos a não gerarem as receitas antecipadas.

O caso de Moçambique apresenta características que correspondem parcialmente a este padrão. Os *eurobonds* de 2013, que precipitaram o escândalo das dívidas ocultas, foram parcialmente justificados pela perspectiva de receitas do GNL (Hanlon, 2017). O PESOE 2026 projecta que as receitas do Coral Sul representarão 2,3% da receita total do Estado em 2026, um contributo modesto, mas crescente (Ministério da Economia e Finanças, 2025). O ponto crítico não é que o GNL não vai gerar receitas, o modelo demonstra que vai. O ponto crítico é o *timing*. As receitas substanciais chegam entre 2027-2033 para o Coral Sul, e potencialmente apenas nos anos 2030-2040 para o Mozambique LNG. Se o Estado tiver contraído dívida com base em expectativas de receitas antes desse horizonte, o desfasamento temporal cria exactamente a pressão de liquidez descrita por Mihalyi e Omatsola (2019).

A mensagem central desta secção para o decisor político é tripla. Primeiro, a participação estatal no GNL tem um custo financeiro real (USD 631 milhões em juros para o Coral Sul) que precisa de ser explicitamente incorporado nas análises de custo-benefício do sector. Segundo, o Coral Norte está a criar um ciclo de dívida quase-soberana antes que o primeiro ciclo esteja concluído. Terceiro, os passivos contingentes do Mozambique LNG adicionam uma incerteza de magnitude extraordinária (USD 4,5 mil milhões em disputa) ao horizonte de planificação fiscal de médio prazo. A soma destes elementos justifica uma revisão urgente da framework de gestão de risco fiscal associada ao portfólio de GNL de Moçambique.

7 O CUSTO DE OPORTUNIDADE DO MODELO DE DEPENDÊNCIA DO GNL

A análise das receitas fiscais do Coral Sul FLNG, e dos passivos associados, oferece uma imagem necessária, mas incompleta, do custo-benefício do modelo de desenvolvimento baseado no GNL. A imagem completa requer uma dimensão adicional. A análise do que deixou de acontecer, ou aconteceu mais lentamente, porque o capital, a atenção política e a capacidade institucional do Estado moçambicano foram orientadas para o sector do gás natural em detrimento de alternativas com características fiscais, de emprego e de resiliência potencialmente mais favoráveis.

O alinhamento desta análise com fontes multilaterais reforça a sua relevância. O Banco Mundial (2026), no Mozambique Economic Update, de Março de 2026, identifica explicitamente que o desempenho estagnado da agricultura, sector que ocupa mais de 70% da força de trabalho activa, é um dos três pilares que mantêm a pobreza rural num círculo de baixa produtividade, sub-investimento e vulnerabilidade climática. E, esta estagnação é, em parte, consequência do desvio sistemático de capital e atenção institucional para os megaprojectos extractivos. O relatório adverte que o custo da inacção (na correcção destes desequilíbrios) está a aumentar e que a instabilidade económica resultante poderá pôr em risco mais de USD 50 mil milhões em investimento directo estrangeiro acumulado em Moçambique. Esta análise multilateral converge com os achados desta secção e fortalece o argumento de que o custo de oportunidade do modelo de dependência do GNL não é uma especulação académica, mas uma realidade observável e crescentemente reconhecida.

O modelo de desenvolvimento que colocou o GNL *Offshore* no centro da estratégia económica de longo prazo implicou escolhas implícitas de afectação de capital regulatório, de prioridades de negociação contratual, de estrutura de incentivos ao investimento privado que tiveram custos de oportunidade mensuráveis. Esses custos são o objecto desta secção.

7.1 Três Dimensões do Custo de Oportunidade

O custo de oportunidade do modelo de dependência do GNL pode ser analisado em três dimensões complementares, cada uma com evidência empírica disponível para o caso moçambicano.

A primeira dimensão é o custo de oportunidade do capital. O CAPEX do Coral Sul (USD 9,5 mil milhões) e do portfólio GNL total (USD 20 mil milhões apenas para o Mozambique LNG) é capital que o sector privado investiu em activos exportadores de capital intensivo, com criação de emprego local limitada. O mesmo capital, orientado para sectores com maior intensidade laboral e maiores encadeamentos internos, agroindústria, energias renováveis, minerais críticos com beneficiação local, teria gerado perfis de receita fiscal, emprego e desenvolvimento diferentes.

A segunda dimensão é o custo de oportunidade da capacidade institucional. As negociações e a supervisão de contratos de GNL de alta complexidade absorvem décadas de capacidade técnica do Estado, do MIREME, do INP, da ENH, da Autoridade Tributária (AT). Esta capacidade poderia ter sido parcialmente orientada para construir quadros regulatórios mais eficazes nos sectores com maior potencial de transformação estrutural.

A terceira dimensão é o custo de oportunidade da doença holandesa. Como documentado na Caixa 5.1 e confirmado pela literatura (Van der Ploeg, 2011; IEA, 2024a), a sobrevalorização do metical parcialmente sustentada pelas divisas dos megaprojectos extractivos erode a competitividade dos

sectores exportadores alternativos, agroindústria, turismo, manufactura leve, que são precisamente os sectores com maior potencial de criação de emprego e menor risco de activos encalhados.

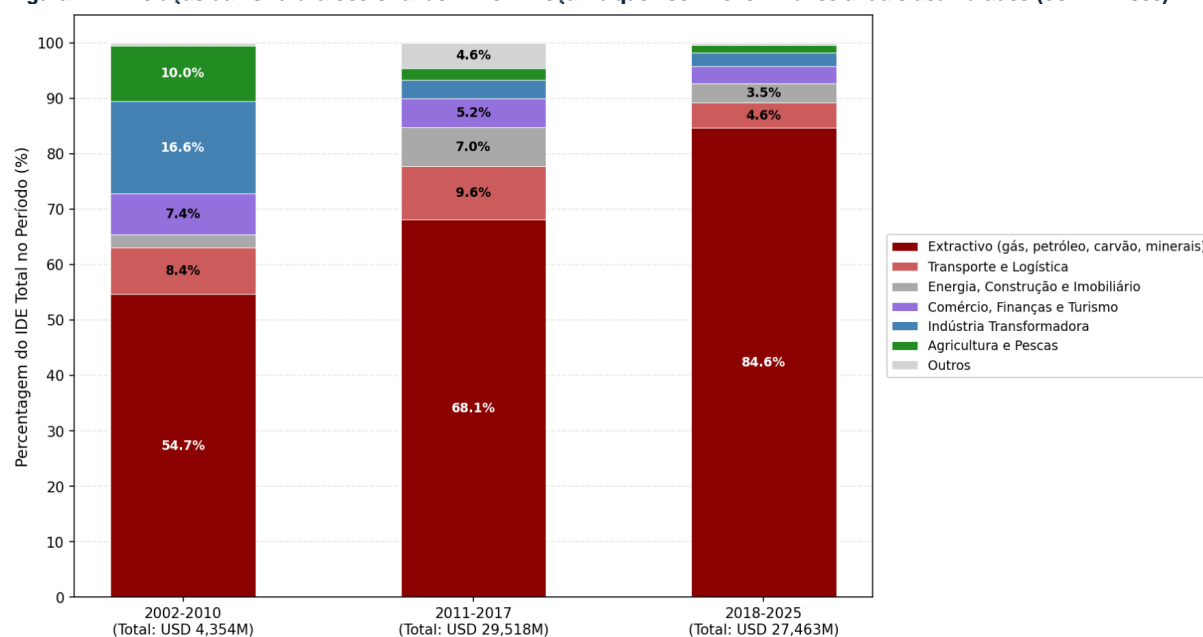
O custo de oportunidade não é uma abstracção teórica. É a agroindústria que não cresceu ao ritmo que poderia, o caju que é exportado em bruto porque não há processamento local, os painéis solares que não foram instalados, a grafite que deixa Moçambique como concentrado e não como produto de bateria. Estes são os custos concretos e mensuráveis de um modelo de desenvolvimento que apostou no GNL como motor central da transformação económica.

7.2 Evolução Estrutural do IDE 2002-2025

A Figura 7-1 sintetiza vinte e quatro anos de fluxos de Investimento Directo Estrangeiro (IDE) em Moçambique e revela uma das transformações estruturais mais significativas da economia moçambicana, no período pós-2000. Em três períodos sucessivos com volumes substancialmente diferentes, o peso do sector extractivo no IDE total cresceu de 54,7% (2002-2010) para 68,1% (2011-2017) e atingiu 84,6% no período 2018-2025. Acrescentando o Transporte e Logística, sector cujo investimento em Moçambique é predominantemente associado aos corredores extractivos (Pemba, Nacala, Maputo-Matola para carvão da Zambézia), o conjunto extractivo-logístico passa de 63,1% para 89,2%, em vinte e quatro anos.

A trajectória mostra que a Indústria Transformadora absorvia 16,6% do IDE, no período 2002-2010, com USD 724 milhões em projectos de transformação alimentar, têxteis e bens de consumo. No período 2018-2025, esta participação caiu para 2,5%, com USD 693 milhões absorvidos ao longo de oito anos. Agricultura e Pescas, sector que emprega mais de 70% da força de trabalho activa do país, recebia 10% do IDE em 2002-2010 e em 2018-2025 absorve 1,4%. Em termos absolutos, o investimento externo na agricultura caiu de USD 437 milhões, em nove anos (2002-2010), para USD 383 milhões, em oito anos (2018-2025), apesar do volume total de IDE em Moçambique ter crescido aproximadamente seis vezes no mesmo período.

Figura 7-1: Evolução da Estrutura Sectorial do IDE em Moçambique 2002-2025 - Fluxos anuais acumulados (USD Milhões)



Fonte: Banco de Moçambique, Estatísticas do Sector Externo - 2026 (compilação BdM). Cálculos próprios

Esta concentração não é o resultado natural de forças de mercado neutras. É a expressão sectorial de um modelo de desenvolvimento que investiu três décadas a construir condições contratuais, regulatórias e fiscais, especialmente favoráveis para os megaprojectos extractivos, sem dedicar atenção institucional comparável à criação de condições equivalentes para os sectores alternativos. O Código de Benefícios Fiscais (Lei n.º 4/2009, de 12 de Janeiro), o regime aduaneiro especial dos megaprojectos e os Contratos de Concessão de Pesquisa e Produção da Bacia do Rovuma foram negociados, redigidos e implementados com cuidado técnico considerável. O regime fiscal aplicável à agroindústria, ao processamento de minerais críticos e às energias renováveis foi tratado como questão secundária, mesmo quando estes sectores ofereciam, à partida, características superiores em termos de criação de emprego, encadeamentos internos e timing de receitas fiscais.

A conclusão estrutural é ainda mais preocupante, quando se considera o argumento central deste estudo. O Coral Sul FLNG, projecto que durante mais de uma década foi apresentado como o ponto de viragem do desenvolvimento moçambicano, contribuirá com USD 4,028 mil milhões em receitas fiscais para o Estado, ao longo de 27 anos no cenário Base, ou cerca de USD 149 milhões por ano em média. Durante os mesmos 27 anos, e seguindo o padrão observado de 2018-2025, o sector agrícola receberá uma fracção residual do IDE total (cerca de 1,4% do fluxo anual de IDE), sem que essa concentração seja justificável por superioridade fiscal, laboral ou de risco do GNL face às alternativas. O custo de oportunidade não é uma abstracção teórica, é o conjunto agregado de empregos não criados, encadeamentos internos não desenvolvidos e capacidade exportadora não diversificada, que resulta de vinte e quatro anos de concentração crescente.

A análise apresentada nesta secção converge com a leitura do Banco Mundial (2026), no Mozambique Economic Update de Março de 2026, que adverte explicitamente que a instabilidade económica resultante da inacção fiscal e da concentração dos riscos no sector do GNL "poderia pôr em risco mais de USD 50 mil milhões em investimento directo estrangeiro, particularmente no GNL". O Banco Mundial chega a esta conclusão a partir de uma metodologia de risco macro-fiscal, distinta da utilizada neste estudo. Mas converge na avaliação de que a concentração sectorial actual constitui uma vulnerabilidade estrutural, não uma força.

7.3 O Maior Empregador com o Menor Investimento

A agricultura emprega mais de 70% da força de trabalho activa de Moçambique e contribui com aproximadamente 24-25% do PIB (INE, 2026; Banco Mundial, 2023). É o sector de maior dimensão em termos de emprego e de maior relevância para a segurança alimentar e o rendimento das famílias rurais. É também o sector que recebeu a menor parte do investimento externo directo orientado para Moçambique nos últimos quinze anos, dominados pelo GNL e pelo carvão.

O contraste é flagrante. O CAPEX do Coral Sul FLNG foi de USD 9.497 milhões, equivalente a 202 vezes o investimento total do MCC Compact II para a agricultura de Zambézia (USD 47 milhões), o maior programa de investimento agrícola identificável nos dados públicos recentes. O projecto Pemba-Lichinga de zonas agro-industriais, financiado pelo BAD, orça USD 47 milhões para cinco anos. O Coral Sul custou mais em seis meses de construção do que o Estado investiu em toda a infra-estrutura agrícola nos últimos cinco anos.

7.3.1 Caju e Agroindústria

Moçambique é um dos dez maiores produtores mundiais de caju em bruto, 195.400 toneladas comercializadas na campanha 2024-2025, volume que se aproxima do recorde histórico de 210.000 toneladas atingido em 1973, quando o país era o segundo maior produtor mundial (Ministério da Agricultura e Pescas de Moçambique, 2025). No entanto, 90% do caju é exportado sem transformação local, limitando a captura de valor agregado. A comparação com o Vietnã, que passou de produtor de caju em bruto a líder global em processamento em duas décadas, através de investimento público deliberado em infra-estrutura industrial, é a referência analítica mais citada na literatura sobre industrialização agrícola em Moçambique (Forest Carbon Partnership Facility, s.d).

O processamento local de apenas 10% do caju actualmente exportado em bruto, adicionaria aproximadamente USD 100-150 milhões em valor de exportação anual (estimativa baseada em diferenciais de preço entre caju em bruto e processado - Banco Mundial, 2023; mozambiqueexpert.com, 2025). Este montante é comparável às receitas fiscais anuais totais do Coral Sul em 2024-2025 (cerca de USD 90 milhões/ano), e chegaria muito mais cedo, geraria emprego local intensivo e não envolveria dívida quasi-soberana de USD 1,4 mil milhões.

Tabela 7-1: Agricultura vs. GNL: Comparação de Características de Desenvolvimento

Dimensão	Coral Sul FLNG (GNL Offshore)	Agroindústria (Referência)	Implicação Analítica
Capital investido (USD)	USD 9.497 milhões (CAPEX desenvolvimento, RPCGE 2024)	USD 47-100 milhões em programas integrados (MCC Compact, Pemba-Lichinga, BAD)	GNL representou cerca de 100-200 vezes o investimento alocado a programas agrícolas estruturantes da última década.
Emprego directo criado	Cerca de 3.000 empregos directos (operação, estimativa)	70%+ da força de trabalho activa nacional ocupada na agricultura familiar	GNL é altamente capital-intensivo; agricultura é o maior empregador do país.
Capital por emprego	USD 3,2 milhões / emprego	USD 3.000 a USD 15.000 / emprego (agroindústria moderna)	Cada USD 1 milhão investido na agroindústria gera 200 a 1.000 vezes mais empregos directos do que no GNL Offshore.
Início das receitas fiscais substantivas	2033 (IRPC); 2033 (dividendos líquidos ENH)	1 a 3 anos pós-investimento (ciclos agrícolas curtos)	Diferença de 10 anos no início do retorno fiscal substantivo entre os dois modelos.
Risco de activos enalhados	Alto - exposição a transição energética, sobre-oferta global de GNL e descida de preços a longo prazo	Baixo - alimentos têm procura estrutural crescente face ao crescimento populacional e urbanização	O risco de activo enalhado na agroindústria é incomparavelmente menor que no GNL Offshore.
Encadeamentos com economia local	Limitados - importação de bens, serviços técnicos especializados e equipamento; conteúdo local marginal na fase de produção	Elevados - cadeia de valor local, transporte interno, processamento, embalagem, comercialização	A agroindústria tem multiplicadores económicos internos consideravelmente superiores aos do GNL Offshore.
Volatilidade da receita ao preço	Alta - receitas fiscais variam 7,8 vezes entre cenários Stress (USD 1,5B) e Optimista (USD 11,4B)	Moderada - alimentos têm preços mais estáveis e mercados regionais (SADC) menos voláteis	A previsibilidade orçamental é estruturalmente superior na agroindústria.
Potencial exportador adicional captável	Limitado pelo regime contratual (<i>cost recovery</i> limite de 75%, <i>ring-fencing</i> , partilha do <i>Profit Oil</i> máxima de 25% no projecto base)	USD 100-150 milhões/ano em valor adicional só do processamento de 10% do caju actualmente exportado em bruto (Banco Mundial, 2023)	O processamento local de uma fracção da matéria-prima agrícola já gera valor comparável às receitas fiscais anuais do Coral Sul.

Nota: Os dados sobre emprego directo do Coral Sul são estimativas baseadas em relatórios do sector. Os números exactos não foram divulgados publicamente. O capital por emprego é uma estimativa conservadora baseada apenas no CAPEX de desenvolvimento (não inclui CAPEX de exploração nem OPEX). Os dados sobre agricultura e agroindústria são de Ministério da Agricultura e Pescas (2025), Banco Mundial (2023) e MCC Compact II.

7.4 O Paradoxo de um País com 98% de Electricidade Renovável sem Electrificação Universal

Moçambique apresenta um paradoxo energético notável. Gera aproximadamente 98% da sua electricidade a partir de fontes renováveis, sobretudo hídrica, através da barragem de Cahora Bassa. Mas, apenas 60% da população tem acesso à electricidade (Banco Mundial, 2025; IEA, 2024b). Dois terços da produção de Cahora Bassa são exportados para a África do Sul num contrato de longa duração. Ao mesmo tempo, o país tem um dos maiores potenciais de energia renovável do continente africano, entretanto não desenvolvido.

Tabela 7-2: Potencial de Energias Renováveis de Moçambique vs. Capacidade Instalada Actual

Fonte	Potencial Técnico Estimado	Capacidade Instalada (2025)	Oportunidade de Investimento
Hídrica	18.000-23.000 MW (maior potencial hídrico de África)	2.100 MW (principalmente Cahora Bassa)	Mphanda Nkuwa (1.500 MW, USD 5B, operacional 2031) é o projecto mais avançado. Expansão norte de Cahora Bassa (1.245 MW) em estudo.
Solar	23.000 MW (irradiação: 2.100 kWh/m²/ano)	<200 MW instalados	Projectos de 100-160 MW em desenvolvimento em Cabo Delgado e Nampula. AMER/ALER projectam crescimento de 227% da capacidade instalada total até 2030.
Eólica	4.500–5.600 MW (velocidade >7 m/s em zonas costeiras)	<200 MW (Namaacha 120 MW em construção)	Potencial significativo em Gaza, Maputo e Inhambane. Licitações em curso para 50 MW em Inhambane.
Biomassa	2.000 MW estimado	Marginal	Resíduos agrícolas e florestais com potencial para electrificação rural descentralizada - complementar à hídrica e solar.
TOTAL RENOVÁVEL	47.000 MW potencial	2.900 MW instalados (6% do potencial)	Necessidade de investimento estimada em USD 80 mil milhões até 2050 para cumprir a Estratégia de Transição Energética (ETE, 2023) - AMER/ALER (2025).

Fontes: IEA (2024b); AMER/ALER (2025); energypedia.info (2024); IEA Mozambique Energy Policy Review (2024). O potencial técnico é a estimativa máxima de recursos, não reflecte viabilidade económica ou constrangimentos de rede.

O projecto Mphanda Nkuwa é o caso de referência mais relevante para a comparação directa com o GNL. Com um custo estimado de USD 5 mil milhões, metade do CAPEX do Coral Sul, gerará 1.500 MW de capacidade hídrica renovável, criará uma linha de transmissão de 1.300 km ligando o centro-norte ao sul do país e transformará Moçambique num exportador de electricidade limpa para a África Austral. As suas receitas fiscais começarão a fluir antes das receitas substantivas do Mozambique LNG. O seu risco de activo enalhado é incomparavelmente menor. E a sua contribuição para a electrificação universal, o défice mais crítico para a produtividade económica doméstica, é directa e imediata.

A comparação entre o Mphanda Nkuwa (USD 5 mil milhões, 1.500 MW, operacional 2031, risco baixo) e o Mozambique LNG (USD 20 mil milhões, receitas fiscais substantivas nos anos 2030–2040, risco de activo enalhado elevado) não sugere que um deveria substituir o outro. Sugere que o modelo de desenvolvimento que priorizou a capacidade institucional e a atenção política para o GNL em detrimento da aceleração das renováveis e da electrificação universal teve custos reais - custos que agora se expressam nos 40% da população ainda sem electricidade e na dependência de importações de energia da África do Sul para o sul do país.

7.5 Minerais Críticos, o Sector Estratégico que Compete com o GNL pelo Capital e pela Atenção Política

Moçambique é o maior produtor mundial de grafite de alta qualidade, com 8% das reservas globais concentradas principalmente no Complexo de Balama em Cabo Delgado. A grafite é um mineral crítico para as baterias de iões de lítio que alimentam veículos eléctricos e armazenamento de energia renovável, um dos sectores de crescimento mais dinâmico da economia global. A procura global de grafite deverá duplicar até 2040, no cenário de políticas declaradas, e crescer ainda mais no cenário de transição acelerada (IEA, 2025).

O paradoxo moçambicano no sector da grafite é revelador. Moçambique exporta mais de 80% da sua grafite como concentrado bruto, perdendo o valor acrescentado da transformação em grafite esférica purificada para baterias, um produto que poderia adicionar USD 200 milhões adicionais em valor de exportação anual (mozambiqueexpert.com, 2025). Em simultâneo, a Syrah Resources assinou um acordo com a Tesla para fornecer grafite da mina de Balama para uma nova unidade de processamento nos EUA, financiada pelo Departamento de Energia americano. O valor acrescentado é capturado nos Estados Unidos, Moçambique exporta o minério.

Tabela 7-3: Moçambique como Fornecedor de Minerais Críticos: Potencial vs. Realidade (2024–2025)

Mineral	Posição Global de Moçambique	Produção Actual	Valor Bruto Export.	Gap de Valor Acrescentado
Grafite	Maior produtor mundial de alta qualidade. 8% reservas globais.	77.700 ton. (2023, queda em 2024)	USD 1,09 mil milhões (2023)	>80% exportado como concentrado bruto. Processamento local em grafite esférica para baterias adicionaria USD 200M/ano. Principal comprador: China (60% das importações chinesas de grafite em 2023).
Titânio (areias pesadas)	Um dos maiores produtores mundiais. Moma - 100+ anos de reservas.	Moma Mine (Kenmare Res.)	Componente de USD 260 milhões export. minerais	Exportação quase exclusivamente de ilmenite e rutilo em bruto. Processamento local de pigmento de TiO ₂ inexistente.
Rubis	Maior operação de extracção de rubis do mundo (Montepuez).	3,9 milhões carats (2024, +46%)	Incluído em export. pedras preciosas	Corte e polimento feitos fora de Moçambique. Certificação de origem e cadeia de custódia são oportunidades de valor acrescentado.
Carvão	Reservas estimadas em 23 mil milhões ton.	Principal export. por valor desde 2018	35% export. totais	Sector em declínio acelerado na transição energética. Risco de activo enclachado crescente, o oposto da grafite.

Fontes: BOH Infrastructure (2025); Chambers & Partners (2025); mozambiqueexpert.com (2025); IEA Global Critical Minerals Outlook 2025; US State Department (2024).

A conexão entre os minerais críticos e o argumento central deste estudo é directa. Moçambique tem uma janela estratégica estreita para se posicionar como fornecedor de minerais críticos processados, não apenas minerais brutos, para a cadeia de valor da transição energética global. Esta janela está parcialmente aberta agora, enquanto os países importadores (Europa, EUA, Japão, Coreia) procuram diversificar as cadeias de fornecimento dominadas pela China. Mas a janela fechar-se-á se Moçambique continuar a exportar concentrados brutos sem investir em capacidade de processamento local.

O GNL e os minerais críticos competem parcialmente pelo mesmo capital institucional e regulatório. A capacidade técnica do INP, do MIREME e do MEF é finita. As reformas legislativas em curso do Código Mineiro de 2025, que introduziram requisitos de conteúdo local e participação do Estado nos minerais

estratégicos, são um passo na direcção certa. Mas a sua implementação efectiva requer exactamente o tipo de capacidade de supervisão e negociação que foi maioritariamente absorvido pelos contratos de GNL na última década.

7.6 Quando o Investimento Externo Não Diversifica

O Investimento Directo Estrangeiro total em Moçambique somou USD 61.336 milhões, entre 2002 e 2025, conforme as estatísticas do Banco de Moçambique. Deste total, USD 45.729 milhões (74,6%) foram absorvidos pelas Indústrias Extractivas e USD 4.460 milhões adicionais (7,3%) pelo Transporte e Logística, associada aos corredores extractivos. Em conjunto, o agregado extractivo-logístico capturou 81,9% do IDE de vinte e quatro anos. Quando se compara a estrutura por períodos, a tendência é progressiva e clara. O peso da Agricultura e Pescas no IDE caiu de 10%, no período 2002-2010, para 1,4%, entre 2018-2025; o da Indústria Transformadora caiu de 16,6% para 2,5%; e o do conjunto Comércio, Finanças e Turismo caiu de 7,4% para 3 %.

Esta concentração não é acidental nem o resultado de forças de mercado neutras. É a expressão sectorial de um modelo contratual e regulatório que criou as condições mais favoráveis para o investimento no GNL, no carvão e nos minerais brutos exportáveis e não criou condições equivalentes para os sectores com potencial de transformação estrutural. O CCPP Área 4 foi negociado com detalhe e cuidado ao longo de anos, com participação de assessoria técnica internacional especializada e revisões sucessivas. O Código de Benefícios Fiscais para a agroindústria é amplamente reconhecido como inadequado às necessidades do sector. A ministra das Finanças reconheceu publicamente, em 2025, a necessidade da revisão deste código (African Business, 2025). A diferença entre a sofisticação técnica dos contratos extractivos e a generalidade dos regimes para outros sectores explica em grande parte a concentração observada na Figura 7-1.

A proposta de reforma mais directamente accionável que este estudo pode oferecer nesta dimensão não é "menos GNL", é "mais equilíbrio na arquitectura de incentivos". O mesmo cuidado negocial e técnico que produziu o CCPP Área 4 deveria ser aplicado aos contratos de concessão agrícola, aos regimes de processamento de minerais críticos, aos *Power Purchase Agreements* de energias renováveis e aos contratos turísticos de larga escala. Não são sectores menos complexos, são sectores que receberam menos atenção institucional do Estado porque o GNL foi tratado como prioridade absoluta durante mais de uma década. A reforma do Código de Benefícios Fiscais, anunciada para 2025-2026, é uma janela importante para corrigir este desequilíbrio histórico.

7.7 O Custo de Oportunidade em Números

A quantificação precisa do custo de oportunidade do modelo de dependência do GNL excede o âmbito deste estudo e requereria modelos de equilíbrio geral computável (CGE) que não são o instrumento analítico central desta investigação. A metodologia adoptada nesta secção é uma análise comparativa estruturada em três dimensões (custo de oportunidade do capital, da capacidade institucional, e cambial), apoiada em três conjuntos de dados primários (microdados do Banco de Moçambique sobre IDE sectorial 2002-2025, dados do Ministério do Trabalho sobre emprego e estrutura salarial, dados da APIEX sobre rácios de investimento por emprego) e referenciada a *benchmarks* internacionais. A descrição metodológica completa, incluindo limitações reconhecidas, encontra-se na subsecção 4.7 da Metodologia. A Tabela 7-4 sintetiza os elementos qualitativos e semi-quantitativos disponíveis em formato comparativo, sem substituir análises CGE que futuras investigações deveriam empreender.

Tabela 7-4: Custo de Oportunidade do Modelo GNL: Síntese Comparativa

Dimensão	GNL <i>Offshore</i> (modelo actual)	Alternativas Estruturais (<i>benchmarks</i> disponíveis)	Custo de Oportunidade Identificado
Criação de emprego por unidade de capital	USD 3,2 milhões/emprego (Coral Sul, CAPEX USD 9,5B / 3.000 empregos directos)	USD 3.000-15.000/emprego (agroindústria, energias renováveis); USD 33.000/emprego (Indústria Transformadora, APIEX 2024)	O mesmo capital gera 200 a 1.000 vezes mais empregos em sectores alternativos.
Timing das receitas fiscais substantivas	2033 (IRPC, modelo Base) - 11 anos após início da Produção Comercial	1 a 3 anos pós-investimento (ciclos agrícolas, projectos solares e eólicos)	10 anos de gap entre alternativas e GNL no início do retorno fiscal substantivo.
Magnitude das receitas fiscais	USD 4.028 milhões total ao longo de 27 anos (Cenário Base); média anual de USD 149 milhões	Processamento local de 10% do caju adicionaria USD 100-150 milhões/ano em valor de exportação; processamento de grafite adicionaria USD 200 milhões/ano	Algumas alternativas geram individualmente valor anual comparável às receitas fiscais médias do Coral Sul.
Volatilidade da receita ao preço	Receitas fiscais variam 7,8 vezes entre cenários Stress (USD 1,5B; GT 5,7%) e Optimista (USD 11,4B; GT 20,1%)	Sectores alternativos têm volatilidade significativamente menor; alimentos têm procura estrutural crescente	A previsibilidade orçamental é estruturalmente superior nos sectores alternativos.
Estrutura sectorial do IDE recebido	74,6% do IDE total 2002-2025 (USD 45,7 mil milhões) absorvido pelo extractivo; 84,6% no período 2018-2025	Agricultura e Pescas: 1,4% do IDE em 2018-2025 (queda desde 10,0% em 2002-2010); Indústria Transformadora: 2,5% (queda desde 16,6%)	A concentração sectorial não reflecte superioridade fiscal ou laboral, reflecte assimetria de cuidado institucional.
Risco de activos enclachados	Alto - exposição a transição energética acelerada, sobre-oferta global de GNL após 2027, descida estrutural de preços	Baixo (renováveis e agroindústria) a muito baixo (alimentos)	Em cenário Stress (USD 8/MMBtu), receitas fiscais do Coral Sul caem 64% face ao Base, com IRPC = zero ao longo de 27 anos.
Diversificação económica	Aumenta concentração do PIB no sector extractivo de exportação; agrava dependência de divisas exógenas	Reduz concentração; expande base tributária interna; gera encadeamentos sectoriais	Doença holandesa documentada na Caixa 5.1 e literatura (Van der Ploeg, 2011); competitividade dos sectores exportadores não-extractivos erodida.
Capacidade institucional absorvida	Negociação de CCPP de alta complexidade absorveu décadas de capacidade do MIREME, INP, ENH, AT	Sectores alternativos receberam atenção institucional menor, com regimes contratuais menos elaborados	O mesmo cuidado técnico aplicado aos contratos extractivos deveria ser aplicado a regimes para sectores alternativos.

Fontes: Modelo fiscal (este estudo); Banco de Moçambique, Estatísticas do Sector Externo (2002-2025); APIEX (2024), Investimentos Aprovados; Ministério do Trabalho, Boletim de Estatística do Trabalho (2024-2025); Banco Mundial (2023); Banco Mundial (2026); Ministério da Agricultura e Pescas de Moçambique (2025); IEA (2024a, 2024b); Van der Ploeg, F. (2011), "Natural Resources: Curse or Blessing?", *Journal of Economic Literature* 49(2), 366-420.

A limitação central desta secção é a que os próprios autores reconhecem e que está documentada na subsecção 4.7 da Metodologia. O custo de oportunidade do modelo GNL é por natureza um contrafactual, o que teria acontecido se o capital, a capacidade institucional e a atenção política tivessem sido orientados diferentemente. Os contrafactuais são por definição impossíveis de verificar com precisão. O que este estudo oferece é evidência empírica estruturada, baseada em dados primários do Banco de Moçambique, do Ministério do Trabalho, da APIEX, e em *benchmarks* internacionais documentados, de que (a) as alternativas existem e têm características mensuráveis em emprego, valor acrescentado, risco e timing fiscal, (b) os indicadores comparativos favorecem sistematicamente as alternativas em pelo menos quatro das cinco dimensões analisadas, e (c) a concentração progressiva do IDE no sector extractivo, apesar destas características inferiores, é o resultado de uma arquitectura institucional específica e não de forças de mercado neutras. A correcção desta arquitectura, através da reforma do Código de Benefícios Fiscais e do desenho de regimes contratuais para sectores alternativos com a mesma sofisticação técnica utilizada nos contratos extractivos, é a recomendação central desta secção, desenvolvida na secção 9.

8 A ECONOMIA POLÍTICA DA DEPENDÊNCIA DO GNL

As secções anteriores demonstraram empiricamente o que as secções teóricas antecipavam. As receitas fiscais do GNL são modestas, *rear-loaded*, voláteis, e acompanhadas de passivos ser-soberanos significativos. Os sectores alternativos têm características potencialmente mais favoráveis ao desenvolvimento e o custo de oportunidade do modelo actual é mensurável. A pergunta que esta secção coloca é diferente e necessariamente mais política: porque é que, face a esta evidência, o modelo de dependência do GNL persiste como eixo central da estratégia de desenvolvimento de Moçambique?

A resposta não é simples nem unívoca. Requer examinar os interesses que estruturam o debate de política económica, os mecanismos pelos quais a narrativa do “gás como transformação” é produzida e reproduzida, e as condições sob as quais uma mudança de paradigma se torna politicamente possível. Esta secção não pretende oferecer uma teoria completa da economia política do extractivismo moçambicano. É um campo de investigação em si mesmo, com literatura crescente (Macuane et al., 2018; Salimo, 2020; Frey, 2021). O objectivo é mais modesto: identificar os mecanismos de economia política mais directamente relevantes para os argumentos deste estudo e as suas implicações para a advocacia.

8.1 A Narrativa da Transformação. Origem, Função e Fragilidade

A narrativa que enquadra o GNL como motor de transformação económica de Moçambique tem uma genealogia identificável. Foi construída progressivamente a partir das grandes descobertas do Rovuma (2011–2014); atingiu o seu pico retórico entre 2014 e 2019, quando as projecções mais optimistas de receitas circulavam livremente; e sobreviveu à insurgência de Cabo Delgado, ao colapso do programa FMI e ao início modesto de produção do Coral Sul, em parte porque serve interesses convergentes de múltiplos actores.

A narrativa cumpre funções distintas para actores distintos. Para o Governo de Moçambique, ancora a legitimidade do modelo de desenvolvimento adoptado e justifica o sacrifício de curto prazo em nome de benefícios futuros. Para as empresas petrolíferas (ENI, TotalEnergies, ExxonMobil), legitima o modelo contratual em vigor e reduz a pressão para renegociação. Para os credores internacionais, que financiaram parte da dívida soberana com base na expectativa dessas receitas, justifica a reestruturação da dívida em condições que antecipam receitas futuras. Para as agências de desenvolvimento que apoiam o sector, justifica a assistência técnica ao GNL como contribuição para o desenvolvimento.

O que une estes actores não é uma conspiração de interesses, é uma convergência estrutural de incentivos em torno de uma narrativa que, para cada um deles, serve propósitos distintos, mas complementares. Prichard (2015) demonstrou este mecanismo no contexto da tributação em África. As narrativas sobre receitas públicas são moldadas por coligações de interesses que têm muito a perder com a revisão das expectativas. No caso do GNL moçambicano, a coligação é transnacional, inclui actores moçambicanos, europeus, asiáticos e americanos.

Tabela 8-1: Actores da Narrativa do GNL: Interesses e Funções

Actor	Interesse na Narrativa da Transformação	Custo de Revisão da Narrativa	Mecanismo de Influência
Governo de Moçambique (executivo)	Legitimidade do modelo, justificação do	Reconhecer que o modelo tem riscos seria politicamente custoso	Controlo da comunicação oficial, acesso preferencial à informação fiscal, nomeação da liderança da

Actor	Interesse na Narrativa da Transformação	Custo de Revisão da Narrativa	Mecanismo de Influência
	endividamento, narração do futuro para a população.	num contexto de crise de legitimidade pós-2024.	ENH, INP, FSM e outras instituições ligadas ao sector
Empresas petrolíferas (ENI, TotalEnergies, ExxonMobil)	Protecção dos contratos, redução da pressão para renegociação, reputação de boa-fé contratual.	Admitir que o <i>government take</i> efectivo é 11,7% aumentaria pressão para renegociar os CCPPs.	Relações directas com o Governo, relatórios próprios de receitas projectadas, campanhas de comunicação de SER.
Credores internacionais (FMI, Banco Mundial, credores privados)	Justificação das reestruturações de dívida baseadas em receitas futuras do GNL.	Projecções demasiado optimistas criam risco de crédito que os credores não querem reconhecer.	Condicionalidade, relatórios de sustentabilidade da dívida, Artigo IV do FMI.
Agências de desenvolvimento e doadores	Justificação da assistência técnica ao sector, coerência dos programas de apoio à governação extractivista.	Reconhecer falhas do modelo implicaria rever programas e estratégias já aprovados.	Programas de capacitação do INP, MIREME, AT; publicações e conferências do sector.

Quadro de análise qualitativa. Não pretende ser uma atribuição de intenções, é um mapeamento de incentivos estruturais. Fontes: Macuane et al. (2018); Salimo (2020); análise do autor baseada em documentos públicos dos actores citados.

8.1.1 A Assimetria de Informação como Instrumento Político

Um mecanismo específico pelo qual a narrativa da transformação se sustenta é a assimetria de informação sobre as projecções de receita. Como documentado neste estudo, existem pelo menos três estimativas públicas substancialmente diferentes para as receitas do Coral Sul: USD 16 mil milhões (ENI, antes do FID), USD 11,5 mil milhões (Ministério das Finanças, 2018, para credores), e USD 24,5 mil milhões (ministro dos Recursos Minerais, citado na imprensa). O modelo calibrado deste estudo, com dados históricos verificados, projecta USD 4,7 mil milhões no cenário base.

Esta dispersão não é accidental. Reflecte a instrumentalização das projecções de receita para audiências distintas. Os credores recebem projecções moderadas que justificam a reestruturação, o público recebe projecções optimistas que sustentam a narrativa de transformação, as empresas petrolíferas produzem as suas próprias estimativas que maximizam o interesse do investidor. Na ausência de um modelo fiscal público, auditado e verificável, não há base técnica para contestar nenhuma destas estimativas, o que é, em si mesmo, um mecanismo de poder.

A contribuição mais directamente accionável deste estudo para o debate de advocacia não é apenas o valor das receitas projectadas, é o modelo que os gera. Um modelo público, calibrado com dados históricos verificados, e open-source, quebra a assimetria de informação que permite a coexistência de projecções incompatíveis sem consequências políticas. A transparência metodológica é, neste sentido, um instrumento de poder para a sociedade civil.

8.2 O Contrato Fiscal e o Deficit de Legitimidade

A teoria do contrato fiscal, sistematizada por Prichard (2015) com base em Tilly (1990) e Moore (2004), postula que a tributação dos cidadãos cria incentivos recíprocos de responsabilização. Os cidadãos que pagam impostos têm incentivos para exigir *accountability* ao Estado. Os Estados que dependem de impostos têm incentivos para responder às exigências dos cidadãos. Inversamente, os Estados que financiam os seus orçamentos com rendas extractivas, sem depender da tributação interna ampla, enfrentam menores pressões para a responsabilização.

Moçambique apresenta características que correspondem ao segundo modelo. As receitas do Coral Sul representaram aproximadamente 2% das receitas fiscais totais do Estado em 2024-2025. Mas a narrativa pública trata o GNL como a âncora do orçamento futuro, criando uma situação em que a população moçambicana é indirectamente dependente de receitas sobre as quais tem zero participação na negociação, zero acesso à informação contratual, e zero mecanismo formal de contestação.

Esta dinâmica é particularmente aguda em Cabo Delgado. As comunidades da região onde os projectos de GNL estão localizados, e que sofreram os custos mais directos da insurgência e do deslocamento forçado, são precisamente as que recebem menos benefícios directos dos projectos. Os mecanismos de desenvolvimento local previstos nos contratos (fundos comunitários, conteúdo local, infra-estrutura) são modestos à escala do investimento e sujeitos a irregularidades de implementação documentadas (Human Rights Watch, 2021). O regime fiscal que concentra os benefícios na segunda metade de vida do projecto, e que gera dividendos líquidos para o Estado apenas a partir de 2033, não oferece recursos suficientes para responder às necessidades de desenvolvimento local de forma oportuna.

8.2.1 O Paradoxo da Transparência Selectiva: O EITI e os Seus Limites

Moçambique aderiu à Iniciativa de Transparência das Indústrias Extractivas (EITI) em 2009 e produz relatórios anuais de reconciliação de receitas. O EITI é uma ferramenta genuinamente útil. Fornece dados verificados sobre os fluxos fiscais reais, inclui dados da AT e das empresas e permite comparações inter-temporais. Os dados do RPCGE que este estudo utiliza para calibrar o modelo são, em parte, derivados do processo EITI.

Mas o EITI tem limitações estruturais que são relevantes para este argumento. Primeiro, reporta o que foi pago, não o que deveria ter sido pago em função dos contratos. Sem acesso aos contratos completos (os CCPPs são públicos, mas os acordos complementares e as fórmulas dos SPAs são confidenciais), não é possível auditar se o Estado está a receber o que lhe é devido nos termos contratuais. Segundo, o EITI não reporta passivos, a dívida da ENH de USD 1,356 mil milhões não figura nos relatórios EITI porque é um passivo, não uma receita. Terceiro, o EITI reporta fluxos anuais mas não projecta os fluxos futuros que são determinantes para a planificação orçamental.

O deficit de transparência mais crítico para a advocacia não é a ausência de dados sobre receitas passadas, é a ausência de um modelo fiscal público que permita à sociedade civil, ao parlamento e aos credores verificar de forma independente as projecções de receita que justificam as decisões de política mais consequentes. A reestruturação da dívida, os novos projectos, e a alocação do orçamento do Estado. Sem esse modelo, a transparência selectiva do EITI coexiste com uma opacidade estrutural sobre o futuro fiscal do GNL.

8.3 A Dinâmica Política Pós-2024: Crise de Legitimidade e Janela de Reforma

O contexto político de Moçambique entre 2024-2026 é de crise de legitimidade sem precedente no período pós-independência. As eleições gerais de Outubro de 2024, cuja legitimidade foi amplamente contestada pela oposição e por observadores internacionais, desencadearam protestos prolongados, com dezenas de mortos e uma paralisação económica nos primeiros meses de 2025. O PIB contraiu -0,52% em 2025 (INE, 2026). O programa FMI entrou em colapso, em Abril de 2025. A taxa de câmbio sofre pressão crescente.

Este contexto de crise cria, paradoxalmente, uma janela de oportunidade para a advocacia baseada em evidências. Em períodos de estabilidade política, os mecanismos de reprodução da narrativa da transformação funcionam sem fricção, não há incentivo para questionar as projecções optimistas. Em

períodos de crise, quando as promessas do modelo dominante não se materializaram, há mais espaço político para alternativas baseadas em dados.

Tabela 8-2: Janelas de Reforma Identificadas: Timing e Actores

Janela de Reforma	Timing	Actores Relevantes	Condição para Abertura
Renegociação dos CCPPs (regime fiscal)	2026-2028 (antes do FID do Rovuma LNG)	Governo, INP, empresas petrolíferas, sociedade civil	FID do Rovuma LNG como alavanca. A aprovação do FID é condicionada à renegociação dos termos. Precedente: Tanzânia renegociou regimes fiscais antes de FIDs <i>onshore</i> .
Auditoria dos custos de força maior (Mozambique LNG)	2026 (auditoria em curso, Resolução 42/2025)	Governo, TotalEnergies, auditores independentes, parlamentares, sociedade civil	Resultado da auditoria mandatada pela Resolução 42/2025. Acesso público ao relatório final é condição <i>sine qua non</i> da legitimidade do processo.
Revisão do Código de Benefícios Fiscais (sectores alternativos)	2026 (processo já iniciado, ministra das Finanças)	MEF, AT, Parlamento, sector privado, agências de desenvolvimento	Reforma já anunciada publicamente pela ministra das Finanças (African Business, 2025). Oportunidade de introduzir incentivos comparáveis ao GNL para agroindústria e minerais críticos.
Transparência contratual e modelo fiscal público	Imediato (não requer reforma legislativa)	Sociedade civil, EITI-Moçambique, Parlamento, FMI, doadores programáticos	Publicação do modelo fiscal calibrado deste estudo como ferramenta pública. Pedido ao EITI-Moçambique para incluir projecções <i>forward-looking</i> nos relatórios anuais.
Programa FMI e condicionalidade fiscal	2026-2027 (negociações em curso)	FMI, Governo, credores, Parlamento, sociedade civil	Retomada de programa FMI (ECF ou RFI) como veículo para incorporar gestão de risco fiscal do GNL na condicionalidade macroeconómica.

Análise baseada nos documentos públicos disponíveis em Março de 2026. O calendário das janelas de reforma é indicativo. O contexto político moçambicano está em evolução rápida. Fontes: Resolução 42/2025; African Business (2025); FMI (2026^a, 2026b); INP (2025).

8.4 O Papel da Insurgência: Economia Política da Violência e do GNL

A insurgência jihadista em Cabo Delgado, iniciada em 2017 e ainda activa em 2026, apesar das operações militares ruandesas e moçambicanas que reconquistaram o distrito de Palma, é inseparável da economia política do GNL moçambicano. Não como causa directa, a investigação disponível (Morier-Genoud, 2020; Frey, 2021) rejeita as explicações mono causais que atribuem a insurgência exclusivamente ao GNL, mas como factor que amplifica e é amplificado pelas fragilidades do modelo extractivista.

Três mecanismos de interacção são empiricamente documentados. Primeiro, o deslocamento económico. A instalação das zonas de exclusão em torno dos projectos de GNL deslocou comunidades de pesca e agricultura, eliminando meios de subsistência sem compensação adequada, criando ressentimento utilizável pelo recrutamento jihadista (Human Rights Watch, 2021). Segundo, a percepção de exclusão dos benefícios. Os moradores de Cabo Delgado observam mega-investimentos cujos benefícios fiscais chegam ao Estado em Maputo, não às suas comunidades. Terceiro, a própria insurgência como factor de custo político do modelo. Os USD 4,5 mil milhões em custos de força maior do Mozambique LNG, que podem agora ser parcialmente recuperáveis, são o custo financeiro mais visível da falha em gerir as condições políticas de segurança que o modelo extractivista criou.

A relação entre o GNL e a insurgência de Cabo Delgado não é apenas uma questão de segurança, é uma questão de economia política do desenvolvimento. Um modelo que concentra os custos

(deslocamento, risco de segurança, degradação ambiental) nas comunidades locais e os benefícios fiscais na capital, décadas depois, é um modelo que cria as condições para a sua própria desestabilização. Os USD 4,5 mil milhões em custos de força maior são, neste sentido, o preço parcial de uma escolha de desenvolvimento que sistematicamente sub-investiu nas condições sociais e políticas necessárias para a sua sustentabilidade.

8.5 O Papel da Sociedade Civil e da Investigação Independente

O Centro de Integridade Pública (CIP), promotor deste estudo, e as organizações parceiras (Oxfam, CDD) inserem-se numa tradição de investigação aplicada e advocacia fiscal em Moçambique. Esta actividade remonta ao debate sobre as dívidas ocultas que inclui contribuições metodológicas significativas, nomeadamente o trabalho pioneiro de Hubert (2019) que modelou as receitas do Coral Sul com base nos termos contratuais públicos.

As condições que tornam a investigação independente politicamente eficaz, e as que a limitam, merecem análise explícita. A investigação de Hubert (2019) foi produzida sem acesso à informação que as autoridades moçambicanas recusaram fornecer neste estudo. A sua eficácia dependeu da publicidade do CCPP Área 4, da qualidade dos dados públicos do RPCGE e da credibilidade da Oxfam como publicador.

Este estudo enfrenta as mesmas condições e acrescenta a calibração com dados históricos reais de 2022-2025, um passo metodológico que aumenta a credibilidade das projecções ao demonstrar que o modelo reproduz os fluxos observados com variância inferior a 2%. A transparência metodológica é, neste contexto, uma escolha política. Ao publicar o modelo e os dados de calibração, os autores oferecem à sociedade civil, ao Parlamento e aos credores uma ferramenta verificável para contestar projecções alternativas.

A limitação central deste estudo e de toda a investigação independente sobre o sector extractivo moçambicano, é o acesso negado. As solicitações de informação enviadas ao INP, à ENH, ao MIREME e à AT de Agosto a Novembro de 2025, documentadas na Secção 4 (Metodologia), foram recusadas com base em confidencialidade. Esta recusa não é apenas um obstáculo técnico à investigação, é um dado político em si mesmo. O Estado moçambicano considera que a informação sobre os contratos que determinam a distribuição de uma riqueza nacional não é do domínio público. Esta posição é incompatível com os compromissos de transparência do EITI que o mesmo Estado assinou.

8.6 Economia Política e Implicações para a Advocacia

A economia política do modelo de dependência do GNL em Moçambique pode ser sintetizada em quatro proposições que têm implicações directas para a estratégia de advocacia:

- Primeira: a narrativa da transformação é mantida por uma coligação transnacional de interesses cujos incentivos convergem em torno da sua preservação. A contestação eficaz desta narrativa requer evidências verificáveis que quebrem a assimetria de informação, não apenas argumentos alternativos.
- Segunda: o deficit de legitimidade política pós-2024 cria uma janela de reforma que não estará disponível indefinidamente. A advocacia baseada nos resultados deste estudo tem maior impacto potencial nos próximos 12-24 meses do que em qualquer outro momento da última década.
- Terceira: as janelas de reforma mais directamente accionáveis, a auditoria dos custos de força maior, a renegociação antes do FID do Rovuma LNG, e a revisão do Código de Benefícios Fiscais

requerem análises fiscais detalhadas, não apenas argumentos de princípio. Os modelos e as projecções deste estudo são instrumentos directamente utilizáveis nestas negociações.

- Quarta: a insurgência de Cabo Delgado e o seu custo de força maior de USD 4,5 mil milhões tornaram visível o que antes era apenas um risco teórico. O modelo extractivista tem custos de estabilidade política que não estão incorporados em nenhuma projecção de receita pública. A auditoria destes custos, e a sua atribuição responsável, é uma exigência de boa governação fiscal que este estudo sustenta empiricamente.

A mensagem central desta secção para a advocacia é: os argumentos técnicos deste estudo só têm eficácia política se forem mobilizados por actores com acesso aos processos de decisão relevantes, nos momentos em que esses processos estão abertos. O objectivo do trabalho da investigação é de criar as ferramentas. O do trabalho da advocacia é utilizá-las nas janelas certas, com os interlocutores certos, com a linguagem adequada a cada audiência, do Parlamento à imprensa, dos credores internacionais aos movimentos sociais de Cabo Delgado.

9 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A questão de partida é simples: o que gera efectivamente o Coral Sul FLNG para o Estado moçambicano, quando e a que custo? A resposta empírica construída a partir de um modelo calibrado com dados históricos verificados é mais complexa, e mais preocupante, do que a narrativa dominante sugere. Os resultados apontam para uma direcção clara: embora o gás seja um recurso de elevado valor, o actual modelo de exploração e apropriação de rendimentos está a produzir um desfasamento significativo entre a expectativa e o retorno efectivo. Esse desfasamento tem implicações directas para a sustentabilidade das finanças públicas e para o potencial de desenvolvimento económico do país. A análise identifica cinco achados empiricamente sustentados, cada um com implicações distintas para a formulação de políticas e para a acção de advocacia.

Achado 1 - As receitas fiscais são modestas em relação às expectativas e ao contexto.

O Coral Sul FLNG gerou USD 253 milhões em receitas fiscais entre 2022 e 2025, uma média de USD 63 milhões por ano, num contexto de PIB de USD 22,4 mil milhões e de dívida soberana superior a USD 12,5 mil milhões. A projecção base para os 27 anos completos do projecto é de USD 4,028 mil milhões, ou USD 149 milhões por ano, em média, equivalente a 0,67% do PIB anual. No cenário stress, o total cai para USD 1,456 mil milhões, em 27 anos (USD 54 milhões por ano em média), com *government take* de 5,7%. Em três dos seis cenários analisados (Stress, TE Stress, TE Base), o IRPC total ao longo de toda a vida do projecto é zero. A amplitude entre cenários é de 7,8 vezes, expressando a vulnerabilidade estrutural à volatilidade do preço internacional do GNL.

Achado 2 - A estrutura temporal das receitas é *rear-loaded* de forma extrema.

Cerca de 69% das receitas fiscais totais projectadas no cenário base concentram-se na fase de declínio da produção (2034-2048). O maior instrumento fiscal individual ao longo do tempo, o IRPC, com 33% das receitas totais, foi zero entre 2022 e 2025 (dados observados), continua zero até 2032 (projectação) e só começa a gerar receita substancial em 2033 (USD 20 milhões), atingindo o pico em 2034 (USD 313 milhões). Volta a zero nos últimos seis anos do projecto (2043-2048). Os dividendos líquidos da ENH ao Estado são zero até 2033, totalizando USD 1,788 mil milhões nos quinze anos seguintes. Apenas 1,9% das receitas fiscais chegam nos primeiros dois anos de produção; 69% chegam nos últimos quinze anos.

Achado 3 - A participação estatal é um passivo antes de ser um activo.

A ENH detém 10% do consórcio da Área 4 como *carried interest*, mas carrega uma dívida de USD 1,356 mil milhões que consome integralmente os dividendos brutos até 2033, a um custo de USD 548 milhões em juros ao longo do período. O Coral Norte acrescentará cerca de USD 720 milhões de nova dívida ENH a partir de 2026. O benefício fiscal líquido total do Estado, calculado como receitas fiscais directas mais dividendos líquidos da ENH menos juros pagos, é de USD 5,268 mil milhões ao longo de 27 anos. Mais relevante: este valor não incorpora o custo de oportunidade do capital público mobilizado para suportar a participação ENH nem os custos de supervisão regulatória, elementos que reduziriam ainda mais o benefício efectivo.

Achado 4 - Os passivos contingentes adicionam incerteza de magnitude extraordinária.

Os USD 4,5 mil milhões em custos de força maior reclamados pela TotalEnergies, cuja validação está em auditoria independente nos termos da Resolução 42/2025, representam o passivo contingente mais consequente para as finanças públicas de médio prazo. Embora estes custos sejam imputados à Área 1 (Mozambique LNG) e não afectem directamente o Coral Sul por força do *ring-fencing* contratual da

Área 4, podem deslocar o início das receitas substanciais do Mozambique LNG por 5 a 10 anos. O Banco Mundial (2026), no seu Mozambique Economic Update de Março de 2026, adverte explicitamente que a instabilidade económica e fiscal poderá pôr em risco mais de USD 50 mil milhões em investimento directo estrangeiro acumulado, particularmente no GNL. A magnitude destes passivos contingentes excede consideravelmente as receitas fiscais projectadas do Coral Sul ao longo de 27 anos.

Achado 5 - O custo de oportunidade do modelo é real e mensurável.

A análise da estrutura sectorial do IDE, recebido por Moçambique entre 2002 e 2025, baseada em dados primários do Banco de Moçambique, revela uma concentração progressiva e crescente no sector extractivo: de 54,7% no período 2002-2010 para 84,6% no período 2018-2025. No mesmo intervalo, a Indústria Transformadora caiu de 16,6% para 2,5% e a Agricultura e Pescas de 10,0% para 1,4% do IDE total. As alternativas estruturais ao GNL Offshore, processamento local de caju e grafite, agroindústria moderna, energias renováveis (Mphanda Nkuwa), apresentam características de timing de receitas, criação de emprego e risco de activos encalhados sistematicamente mais favoráveis. O processamento local de apenas 10% do caju, actualmente exportado em bruto, adicionaria USD 100-150 milhões por ano ao valor de exportações nacional, comparável às receitas fiscais médias anuais do Coral Sul. Cada USD 1 milhão investido na agroindústria gera 200 a 1.000 vezes mais empregos directos do que no GNL Offshore. Esta concentração sectorial não reflecte superioridade fiscal ou laboral do GNL, reflecte uma assimetria persistente de cuidado institucional e regulatório.

Achado 6 - A progressividade contratual prevista no Factor R nunca se materializa

O Art. 9.10 do CCPP Área 4 estabelece cinco escalões de partilha do Profit Oil entre Estado e investidor (15%, 25%, 35%, 45% e 55%) em função do Factor R. A arquitectura progressiva foi negociada como protecção do Estado em cenários de alta rentabilidade do investidor. O modelo demonstra que esta protecção não se materializa: ao longo de 27 anos do projecto, o Estado permanece no escalão de 15% durante 12 anos consecutivos (2023-2034) e no escalão de 25% durante os 14 anos seguintes (2035-2048). Os escalões de 35%, 45% e 55% nunca são accionados. O escalão médio ponderado é de aproximadamente 20,5%, muito inferior ao ponto médio teórico da tabela contratual (35%). A razão é estrutural: o Factor R cresce lentamente devido à magnitude dos custos recuperáveis, atingindo no máximo 1,25 em 2043. Este resultado é particularmente importante para a negociação do Rovuma LNG e do Coral Norte, onde a estrutura de escalões deveria ser reformulada para garantir progressividade efectiva.

Estes seis achados não constituem um argumento contra o GNL. Constituem um argumento contra as expectativas não calibradas sobre o GNL. Moçambique tem o direito e o dever de explorar os seus recursos naturais. O que este estudo demonstra é que o conjunto formado pelos termos contratuais, pela forma como esses termos são implementados, e pela estrutura de incentivos que rodeia o sector, não é neutro. Determina quem beneficia, quando, e a que custo. Parte deste conjunto pode ser melhorada sem renegociar contratos em vigor, através da aplicação plena dos instrumentos de auditoria, fiscalização e transparência já previstos nos contratos e na legislação. Outra parte requer renegociação contratual, que deve ser equacionada prioritariamente para os contratos ainda não assinados (Rovuma LNG, Coral Norte) e, em circunstâncias específicas, para os contratos existentes mediante acordo das partes.

As implicações dos achados deste estudo para a planificação fiscal e orçamental do Estado moçambicano são:

Primeiro: as projecções de receita do GNL utilizadas no Plano Económico e Social e Orçamento do Estado (PESOE) e nos documentos de sustentabilidade da dívida devem reflectir o cenário base calibrado

deste modelo, não as estimativas optimistas que têm circulado em documentos de comunicação pública. A diferença entre as projecções (USD 4 mil milhões vs. USD 11,5 mil milhões-24,5 mil milhões) é suficientemente grande para afectar materialmente a avaliação da sustentabilidade da dívida.

Segundo: a dívida da ENH (cerca de USD 2,1 mil milhões combinada para os dois projectos Coral) deve ser explicitamente incorporada nos quadros de sustentabilidade da dívida como passivo quasi-soberano, independentemente da sua classificação contabilística como dívida da ENH e não do Estado. A convergência metodológica com o FMI nesta matéria é essencial. O Artigo IV 2025 reconhece a necessidade de maior transparência nas obrigações contingentes (FMI, 2026a).

Terceiro: a planificação orçamental de médio prazo deve ser explícita sobre o *gap* entre as receitas reais do GNL (modestas e *rear-loaded*) e as necessidades de financiamento imediatas, e sobre as implicações desse *gap* para a trajectória de endividamento. O conceito de "armadilha da antecipação de rendas" (Mihalyi & Omatsola, 2019) descreve exactamente o risco que Moçambique enfrenta se o orçamento continuar a ser dimensionado com base em expectativas de receitas que chegam uma, duas ou três décadas depois das obrigações financeiras que justificam.

9.1 Recomendações

A - Transparência e Governação Fiscal

RA1 Publicar o modelo fiscal calibrado como ferramenta pública

O modelo fiscal desenvolvido neste estudo, calibrado com dados históricos do FSM e RPCGE 2022-2025, deve ser publicado em formato open-source (Excel e documentação metodológica) e disponibilizado ao EITI-Moçambique, ao Parlamento e às organizações de sociedade civil. A disponibilização quebra a assimetria de informação que permite a coexistência de projecções incompatíveis sem consequências políticas.

Destinatário: CIP/Oxfam (publicação); EITI-Moçambique (integração nos relatórios anuais)

RA2 Incorporar projecções *forward-looking* nos relatórios EITI

Os relatórios EITI-Moçambique reportam fluxos passados mas não projectam fluxos futuros. A adopção de um módulo de projecção baseado no modelo deste estudo permitiria ao Parlamento, aos credores e ao público avaliar a trajectória fiscal do sector extractivo, não apenas o historial. Precedente: o EITI do Uganda inclui projectos de modelos fiscais nos relatórios de reconciliação.

Destinatário: EITI-Moçambique; MIREME; MEF; parceiros internacionais do EITI

RA3 Publicar integralmente o resultado da auditoria dos custos de força maior

A auditoria independente mandatada pela Resolução 42/2025 para validar os USD 4,5 mil milhões reclamados pela TotalEnergies deve ter os seus resultados integralmente publicados. A transparência do processo é condição *sine qua non* da legitimidade do resultado. Qualquer acordo parcial ou integral que não seja acompanhado de publicação do relatório de auditoria representa uma transferência de valor não auditável do Estado para a empresa.

Destinatário: Conselho de Ministros; INP; Assembleia da República (Comissão de Orçamento e Plano)

B - Regime Fiscal e Contratos

RB1 Condicionar o FID do Rovuma LNG à renegociação do regime fiscal

O FID do Rovuma LNG (ExxonMobil, USD 30 mil milhões, em deliberação para 2026) é a maior alavanca de negociação disponível ao Estado moçambicano sobre o regime fiscal. A aprovação do FID deve ser

condicionada à renegociação de três parâmetros: i) aumento do *royalty*, de 2% para 5-7,5% (referência Tanzânia pós-2013); ii) redução do limite de *cost recovery*, de 75% para 65%; iii) introdução de um mecanismo de *dividend tax* sobre transferências para o exterior, ausente no CCPP actual.

Destinatário: INP; MIREME; MEF; Presidência (aprovação do CCPP revisto)

RB2 Estruturar a participação ENH no Coral Norte com desembolso parcial de capital

A aprovação do FID do Coral Norte, em Outubro de 2025, deve ser acompanhada por uma revisão da estrutura da participação ENH. A experiência do Coral Sul demonstra que o *carried interest* puro gera uma dívida de USD 1,356 mil milhões que consome onze anos de dividendos. Para o Coral Norte, o Estado deve negociar uma participação parcialmente capitalizada, mesmo que a 5% em vez de 10%, que reduza a dívida ENH e acelere o início de dividendos líquidos.

Destinatário: ENH; IGEPE; MEF; ENI (negociação contratual Coral Norte)

RB3 Reformular a estrutura de escalões do Factor R em contratos futuros

O modelo demonstra que, no Coral Sul, os escalões de 35%, 45% e 55% do *Profit Oil*, estabelecidos no Art. 9.10 do CCPP Área 4, nunca são accionados ao longo dos 27 anos do projecto. A arquitectura progressiva, negociada em 2006, não se materializa na prática porque os limiares do Factor R são demasiado elevados face à dinâmica realista de recuperação de custos em FLNG offshore profundo. Para o Rovuma LNG, o Coral Norte e quaisquer novos contratos de produção, os limiares do Factor R devem ser reformulados para níveis que assegurem progressividade efectiva. Por exemplo, $R < 0,5 = 15\%$, $0,5 \leq R < 1 = 30\%$, $1 \leq R < 1,5 = 45\%$, $R \geq 1,5 = 60\%$. Esta reformulação garante que o Estado capte proporção crescente do *Profit Oil* quando o investidor recupera o investimento, em linha com a função protectora original da arquitectura progressiva.

Destinatário: INP; MIREME; MEF; Presidência (negociações de contratos futuros); equipa técnica de assessoria.

C - Diversificação e Sectores Alternativos

RC1 Equiparar o Código de Benefícios Fiscais dos sectores alternativos ao GNL

A revisão do Código de Benefícios Fiscais anunciada pela ministra das Finanças deve incluir explicitamente a agroindústria exportadora (processamento de caju, soja, gergelim), o processamento de minerais críticos (grafite esférica para baterias, rutilo) e as energias renováveis como sectores estratégicos com benefícios comparáveis aos do GNL. O critério deve ser: qualquer sector que gere receitas de exportação, > USD 50 milhões/ano, e emprego intensivo deve ter acesso a benefícios fiscais, no mínimo, equivalentes aos do sector extractivo.

Destinatário: MEF; AT; Parlamento; Ministério da Indústria e Comércio

RC2 Adoptar uma estratégia explícita de processamento local de minerais críticos

Moçambique exporta mais de 80% da sua grafite como concentrado bruto, perdendo USD 200 milhões/ano de valor acrescentado, valor que poderia ser capturado com processamento local em grafite esférica para baterias. A estratégia de transição energética justa para Moçambique deve incluir uma cláusula de conteúdo local progressivo para minerais críticos: exportação de concentrado bruto sujeita a taxa crescente de 0% (2026) a 15% (2030), com isenção total para unidades de processamento instaladas no país.

Destinatário: MIREME; MEF; INP; Syrah Resources; investidores da cadeia de baterias

RC3 Acelerar o FID do Mphanda Nkuwa como âncora da estratégia energética

O projecto Mphanda Nkuwa (1.500 MW, USD 5 mil milhões, operacional 2031) tem características de risco, *timing* de receitas e contribuição para a electrificação universal sistematicamente mais favoráveis que o

Mozambique LNG. A decisão de investimento, apoiada pelo UK e por bancos de desenvolvimento (Dezembro 2025), deve ser acelerada. O Estado moçambicano deve negociar um *Power Purchase Agreement* que maximize a transferência de receitas para a EDM em vez de para exportação. O objectivo declarado deve ser electrificação de 80% da população até 2035.

Destinatário: MIREME; EDM; MEF; UK (BII); Banco Africano de Desenvolvimento; Governo do Zimbabwe (comprador previsto)

D - Economia Política e Governação

RD1 Incorporar a dívida ENH nos quadros de sustentabilidade da dívida soberana

A dívida quasi-soberana da ENH (cerca de USD 2,076 mil milhões combinada para Coral Sul mais Coral Norte estimado, e USD 2,535 mil milhões adicionais no Mozambique LNG) deve ser explicitamente reportada como passivo contingente nos quadros de sustentabilidade da dívida nas negociações com o FMI e com credores bilaterais. A sua exclusão dos quadros actuais cria uma subestimação sistemática das obrigações financeiras do Estado, precisamente o tipo de opacidade que tornou as dívidas ocultas de 2013-2016 possíveis.

Destinatário: MEF; FMI (negociações para programa ECF/RFI); credores bilaterais; IGEPE

RD2 Operacionalizar o Fundo de Estabilização previsto na Lei do FSM (Lei n.º 15/2023)

As receitas fiscais do GNL, quando chegarem em volumes mais substanciais, a partir de 2027-2030, serão voláteis, concentradas no tempo, e susceptíveis à pressão de despesa corrente imediata. A Lei n.º 15/2023, que criou o Fundo Soberano de Moçambique (FSM), já prevê explicitamente um mecanismo de estabilização orçamental como um dos dois objectivos legais do Fundo, a par da poupança intergeracional. A recomendação não é de criar uma lei, mas regulamentar e operacionalizar este mecanismo. Definir por decreto o limiar de activação, o tecto de retirada anual (sugerido, 15% do saldo), as categorias de despesa permitidas (infra-estrutura, saúde, educação e não despesa corrente), e o mecanismo de supervisão parlamentar. A experiência internacional (Botswana, Chile, Noruega) confirma que a eficácia destes fundos depende das regras de utilização e não da sua existência legal.

Destinatário: MEF; Parlamento (Comissão de Orçamento); Banco de Moçambique; sociedade civil

RD3 Assegurar representação de Cabo Delgado nos mecanismos de fiscalização do GNL

As estruturas actuais de fiscalização das receitas do GNL, EITI, Conselho Consultivo do INP, comissões parlamentares relevantes, têm representação insuficiente das comunidades de Cabo Delgado, regiões afectadas pelos projectos. A criação de um mecanismo formal de consulta das comunidades locais na supervisão dos contratos extractivos, com acesso à informação fiscal simplificada e a mecanismos de reclamação, é uma exigência de legitimidade política documentada e uma condição para a sustentabilidade social dos projectos a longo prazo.

Destinatário: INP; MIREME; Assembleia da República; organizações da sociedade civil de Cabo Delgado; doadores (UE, UK, União Africana)

Este estudo não argumenta que Moçambique deveria, ou deve, deixar o seu gás natural no subsolo. A questão nunca foi essa. A questão foi, e continua a ser, em que condições, com que regime fiscal, com que estrutura de participação estatal, com que mecanismos de transparência e com que visão de desenvolvimento complementar o gás natural pode contribuir para um modelo de desenvolvimento justo e sustentável?

As respostas que este estudo oferece, baseadas em dados verificados, modelos auditáveis e comparações internacionais, apontam para a necessidade urgente de ajustes no modelo actual. O regime fiscal do CCPP Área 4 é um contrato de 2006 aplicado a uma realidade de 2022-2048, que não

foi antecipada em 2006. Os passivos quasi-soberanos da ENH são o preço não contabilizado da participação estatal. Os USD 4,5 mil milhões em custos de força maior são o preço parcial da falha em gerir as condições sociais e políticas do extractivismo. E o custo de oportunidade dos sectores não desenvolvidos é o preço invisível pago em cada ano que o caju, a grafite e a energia renovável não recebem a atenção institucional que merecem.

Nenhum destes problemas é inevitável, todos têm soluções conhecidas, documentadas em múltiplos contextos internacionais e implementáveis com a vontade política e a capacidade técnica adequadas. A contribuição deste estudo é de tornar essas soluções mais difíceis de ignorar ao ancorá-las em evidências que podem ser examinadas, contestadas e melhoradas. É isso que a investigação aplicada pode fazer pela advocacia, não substituir a política, mas informá-la com a honestidade que os dados permitem.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- African Renewable Energy and Minerals Association (AMER) & Lusophone Renewable Energy Association (ALER). (2025). Briefing: Renewables in Mozambique 2024 (4th ed.). AMER/ALER. <https://www.aler-energia.org>
- APIEX. (2024). Boletim de Investimentos Aprovados em Moçambique 2024. Maputo: Agência para a Promoção de Investimentos e Exportações de Moçambique. <https://www.apiex.gov.mz/>
- Banco de Moçambique. (2025, Abril). Relatório estatístico de exportações 2024 [Dados estatísticos]. BdM. <https://www.bancomoc.mz/index.php/publications> (Dados primários acessíveis via Banco de Moçambique; cobertura mediática em Club of Mozambique, 2025)
- Banco de Moçambique. (2026). Taxa de câmbio de referência - Março de 2026. BdM. <https://www.bancomoc.mz>
- Banco de Moçambique. (2026). Estatísticas do Sector Externo: Investimento Directo Estrangeiro por Sector de Actividade, Fluxos Anuais 2002-2025 [Dados estatísticos]. Maputo: Departamento de Estudos Económicos. <https://www.bancomoc.mz>
- Banco Mundial. (2023). Mozambique economic update: Getting agricultural support right (8th ed.). World Bank Group. <https://www.worldbank.org/en/country/mozambique/publication/mozambique-economic-update>
- Banco Mundial. (2025). Access to electricity (% of population) - Mozambique. World Development Indicators. <https://data.worldbank.org>
- Banco Mundial. (2025). Mozambique Economic Update: Navigating Recovery Under Fiscal and Debt Constraints. Washington, DC: World Bank. Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/c52634d3-1a5a-4c0f-ae0b-5a1bcd915d6d> (Acesso a 24 de Abril de 2026).
- Banco Mundial. (2026, 19 de Março). Mozambique Economic Update, March 2026: From Fragility to Stability — Why Fiscal Reforms Cannot Wait. Washington, DC: World Bank. Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/c52634d3-1a5a-4c0f-ae0b-5a1bcd915d6d>. Acesso a 24 de Abril de 2026.
- Boadway, R., & Keen, M. (2010). Theoretical Perspectives on Resource Tax Design. In P. Daniel, M. Keen, & C. McPherson (Eds.), *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice* (pp. 13-74). Routledge. <https://www.elibrary.imf.org/display/book/9780415781381/ch008.xml>
- Boadway, R., & Keen, M. (2014). Taxing the Rent of Non-Renewable Resource Sectors: A Theoretical Note. OECD Working Papers. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2014/07/taxing-the-rent-of-non-renewable-resource-sectors_g17a250f/5jz0zb620vr1-en.pdf
- Caldecott, B., Tilbury, J., & Carey, C. (2014). *Stranded assets and scenarios*. Smith School of Enterprise and the Environment, University of Oxford.
- Collier, P. (2010). *The plundered planet: Why we must — and how we can — manage nature for global prosperity*. Oxford University Press.
- Collier, P., & Venables, A. J. (Eds.). (2011). *Plundered nations? Successes and failures in natural resource extraction*. Palgrave Macmillan.
- Commonwealth Secretariat. (2021). *Measuring the State Take from Mining and Petroleum Projects: A Tool for Government Agencies and Civil Society Organizations*. Commonwealth Secretariat. <https://productionnew.blob.core.windows.net/publications-state-take/State-Take-Report-Final.pdf>
- Daniel, P., Keen, M., & McPherson, C. (Eds.). (2010). *The taxation of petroleum and minerals: Principles, problems and practice*. Routledge/IMF.
- ENI S.p.A. (2025, Outubro). Coral Norte FLNG: Final investment decision and EPCI contract award [Press release]. ENI. <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2025/10/coral-north-flng-fid.html>

- Fattouh, B., & Imsirovic, A. (2021). The global LNG market: Trends, challenges and implications for late movers (OIES Paper: NG 174). Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/publications/the-global-lng-market-trends-challenges-and-implications-for-late-movers/>
- Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO). (2025). FAOSTAT: Mozambique — Crops and livestock products. FAO. <https://www.fao.org/faostat/en/#country/144>
- Forest Carbon Partnership Facility. (s.d.). Cashew in Mozambique: Value chain analysis and investment opportunities (Relatório técnico n.º 174853). World Bank. https://www.forestcarbonpartnership.org/system/files/documents/cashew_report_eng.pdf
- Frey, D. (2021). Oil and gas in Mozambique: From discovery to crisis (OIES Paper: NG 173). Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/publications/oil-and-gas-in-mozambique-from-discovery-to-crisis/>
- Fundo Soberano de Moçambique (FSM). (2026). Relatórios de receita GNL: Receitas mensais do Coral Sul FLNG, Novembro de 2022 - Dezembro de 2025. Ministério da Economia e Finanças de Moçambique. <https://fundosoberano.mz/receitas-lng/>
- Hanlon, J. (2026). The real metical exchange rate and LNG revenues. Mozambique News Reports & Clippings, n.º 612. www.open.ac.uk/technology/mozambique
- Hubert, D. (2019). Government revenues from Coral FLNG. Resources for Development Consulting / Oxfam Moçambique. https://webassets.oxfamamerica.org/media/documents/Government_Revenues_From_Coral_Flng.pdf
- Human Rights Watch. (2021). "Total accountability": Lessons from the Mozambique gas sector for human rights due diligence. Human Rights Watch. <https://www.hrw.org/report/2021/04/20/total-accountability/>
- Instituto Nacional de Estatística (INE). (2026). Contas nacionais trimestrais - 4.º trimestre de 2025. INE Moçambique.
- International Energy Agency. (2024a). World energy outlook 2024. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- International Energy Agency. (2024b). Global gas security review 2024. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-gas-security-review-2024>
- International Energy Agency. (2024c). Mozambique 2024: Energy policy review. IEA. <https://www.iea.org/reports/mozambique-2024>
- International Energy Agency. (2025). Global critical minerals outlook 2025. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2025>
- International Institute for Sustainable Development. (2024, Novembro 14). A precarious pursuit: Risks for African LNG producers. IISD. <https://www.iisd.org/articles/deep-dive/precarious-pursuit-africa-lng>
- International Monetary Fund. (2026a). Republic of Mozambique: 2025 Article IV consultation - Staff report (IMF Country Report No. 26/54). IMF. <https://www.imf.org/en/Publications/CR/Issues/2026/02/14/Republic-of-Mozambique-2025-Article-IV-Consultation-Staff-Report-544041>
- International Monetary Fund. (2026b). Mozambique: Debt sustainability analysis - 2025 Article IV consultation. IMF. <https://www.imf.org/en/countries/MOZ>
- Louveira, C. (2025, Setembro 20). Mozambique's finance minister targets renewed growth [Interview]. African Business. <https://african.business/2025/09/long-reads/mozambiques-finance-minister-sets-sights-on-renewed-growth>
- Macuane, J. J., Buur, L., & Monjane, C. M. (2018). Power, conflict and natural resources: The Mozambican crisis revisited. African Affairs, 117(468), 415–438. <https://doi.org/10.1093/afraf/adx029>

- Mihalyi, D., & Omatsola, Y. (2019). Anticipatory borrowing and the resource revenue trap in sub-Saharan Africa. NRG Working Paper. Natural Resource Governance Institute. <https://resourcegovernance.org/publications/anticipatory-borrowing-resource-revenue-trap-sub-saharan-africa>
- Ministério da Agricultura e Pescas de Moçambique. (2025, 27 de Junho). Produção de caju atinge quase 200.000 toneladas em 2024–2025 [Comunicado de imprensa]. MASA. Disponível em: <https://360mozambique.com/economia/agronegocio/producao-de-caju-atinge-quase-200-mil-toneladas-em-2024-25/>
- Ministério da Economia e Finanças de Moçambique. (2025). Proposta do orçamento do Estado 2026: Notas explicativas. MEF.
- Ministério do Trabalho e Segurança Social de Moçambique. (2025). Boletim de Estatística do Trabalho 2024. Maputo: Departamento de Estatística do Trabalho.
- Moore, M. (2004). Revenues, state formation, and the quality of governance in developing countries. *International Political Science Review*, 25(3), 297–319. <https://doi.org/10.1177/0192512104043018>
- Morier-Genoud, E. (2020). The jihad in northern Mozambique: A background and analysis. *ACTA*, 48, 1–12.
- Nitidae. (2020). Competitiveness of the cashew nut industry in Mozambique (Relatório técnico). https://www.nitidae.org/files/21fa92bb/competitiveness_of_the_cashew_nut_industry_in_mozambique.pdf
- OpenOil. (2021). Too Late to Count: A Financial Analysis of Mozambique's Gas Sector. Berlin: OpenOil. <https://stopmozgas.org/wp-content/uploads/2022/03/Too-late-to-count-a-financial-analysis-of-Mozambiques-gas-sector.pdf>
- Otto, J., Andrews, C., Cawood, F., Doggett, M., Guj, P., Stermole, F., Stermole, J., & Tilton, J. (2006). Mining royalties: A global study of their impact on investors, government, and civil society. World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/7105>
- Prichard, W. (2015). Taxation, responsiveness and accountability in sub-Saharan Africa: The dynamics of tax bargaining. Cambridge University Press.
- República de Moçambique. (2006). Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção — Área 4, Bacia do Rovuma (CCPP Área 4). INP/Ministério dos Recursos Minerais. <https://www.inp.gov.mz/wp-content/uploads/2024/08/Area4EN11.pdf>
- Resolução n.º 42/2025, de 19 de Novembro: Autoriza a revisão dos termos e condições do Acordo de Partilha de Produção do Bloco 1 e aprova a auditoria independente dos custos da força maior. Boletim da República, I Série, 19 de Novembro de 2025
- Sachs, J. D., & Warner, A. M. (1995). Natural resource abundance and economic growth (NBER Working Paper No. 5398). National Bureau of Economic Research. <https://www.nber.org/papers/w5398>
- Salimo, P. (2020). Gas mega-projects and local content in Mozambique: Governing the interface between global capital and domestic development. Doctoral dissertation, University of Copenhagen.
- TechnipFMC. (2025, Outubro). TechnipFMC awarded EPCI contract for Coral Norte FLNG [Press release]. TechnipFMC.
- Tilly, C. (1990). Coercion, capital, and European states, AD 990–1990. Blackwell.
- TotalEnergies SE. (2026, 29 de Janeiro). Mozambique LNG: Restart of project activities following force majeure lift [Press release]. TotalEnergies. <https://totalenergies.com/media/news/press-releases/mozambique-lng-restart-project-activities-following-force-majeure-lift>
- Tribunal Administrativo de Moçambique. (2022–2025). Relatório e Parecer sobre a Conta Geral do Estado (RPCGE), exercícios 2022, 2023, 2024 e 2025. TA. <https://www.ta.gov.mz/#/rpcge>

- U.S. Department of State. (2024). 2024 investment climate statements: Mozambique. <https://www.state.gov/reports/2024-investment-climate-statements/mozambique/>
- U.S. Geological Survey (USGS). (2025). Mineral commodity summaries 2025: Graphite (natural). USGS. <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2025/mcs2025-graphite.pdf>
- UNCTAD. (2025). World investment report 2025: International production beyond the pandemic. United Nations. <https://unctad.org/publication/world-investment-report-2025ambique-in-2025/>
- Van der Ploeg, F. (2011). Natural resources: Curse or blessing? *Journal of Economic Literature*, 49(2), 366–420. <https://doi.org/10.1257/jel.49.2.366>
- Wood Mackenzie. (2020). Late Life Economics: OPEX Reduction Strategies in Mature Offshore Gas Fields. Edinburgh: Wood Mackenzie Research.

APÊNDICE

Este apêndice contém os dados anuais completos que suportam as Figuras da Secção 5.

A1 - Receitas Fiscais Anuais por Instrumento: Cenário Base \$12/MMBtu (2022-2048)

Corresponde à Figura 5.1. Sombreado: azul = Ramp-up (2022-23); verde = Platô (2024-33); laranja = Declínio (2034-48). IRPC a cinzento = zero nesse ano.

Ano	Fase	Royalty (IPP)	Profit Oil Estado	IRPC	Bónus	TOTAL Anual
2022	Ramp-up	\$0.8M	\$0.0M	\$0.0M	\$0.0M	\$0.8M
2023	Ramp-up	\$25.8M	\$47.4M	\$0.0M	\$2.0M	\$75.2M
2024	Platô	\$33.1M	\$60.8M	\$0.0M	\$5.0M	\$98.8M
2025	Platô	\$31.7M	\$58.2M	\$0.0M	\$0.0M	\$89.9M
2026	Platô	\$41.2M	\$75.7M	\$0.0M	\$0.0M	\$116.8M
2027	Platô	\$42.2M	\$77.5M	\$0.0M	\$0.0M	\$119.7M
2028	Platô	\$42.2M	\$77.5M	\$0.0M	\$0.0M	\$119.7M
2029	Platô	\$42.2M	\$77.5M	\$0.0M	\$0.0M	\$119.7M
2030	Platô	\$42.2M	\$77.5M	\$0.0M	\$0.0M	\$119.7M
2031	Platô	\$42.2M	\$77.5M	\$0.0M	\$0.0M	\$119.7M
2032	Platô	\$42.2M	\$77.5M	\$0.0M	\$0.0M	\$119.7M
2033	Platô	\$42.2M	\$77.5M	\$20.2M	\$0.0M	\$139.9M
2034	Declínio	\$39.2M	\$72.1M	\$312.9M	\$0.0M	\$424.2M
2035	Declínio	\$36.5M	\$111.7M	\$254.5M	\$0.0M	\$402.7M
2036	Declínio	\$33.9M	\$103.9M	\$214.0M	\$0.0M	\$351.9M
2037	Declínio	\$31.6M	\$96.6M	\$175.7M	\$0.0M	\$303.9M
2038	Declínio	\$29.3M	\$89.9M	\$139.5M	\$0.0M	\$258.7M
2039	Declínio	\$27.3M	\$83.6M	\$105.0M	\$0.0M	\$215.9M

Ano	Fase	Royalty (IPP)	Profit Oil Estado	IRPC	Bónus	TOTAL Anual
2040	Declínio	\$25.4M	\$77.7M	\$72.3M	\$0.0M	\$175.4M
2041	Declínio	\$23.6M	\$72.3M	\$41.1M	\$0.0M	\$137.0M
2042	Declínio	\$22.0M	\$67.2M	\$11.3M	\$0.0M	\$100.5M
2043	Declínio	\$20.4M	\$62.5M	\$0.0M	\$0.0M	\$82.9M
2044	Declínio	\$19.0M	\$58.1M	\$0.0M	\$0.0M	\$77.1M
2045	Declínio	\$17.7M	\$54.1M	\$0.0M	\$0.0M	\$71.7M
2046	Declínio	\$16.4M	\$50.3M	\$0.0M	\$0.0M	\$66.7M
2047	Declínio	\$15.3M	\$46.8M	\$0.0M	\$0.0M	\$62.0M
2048	Declínio	\$14.2M	\$43.5M	\$0.0M	\$0.0M	\$57.7M
TOTAL		\$799M	\$1875M	\$1347M	\$7M	\$4028M

Fonte: Modelo fiscal Coral Sul FLNG

A2 - Trajectória da Dívida ENH e Dividendos Líquidos: Cenário Base \$12/MMBtu (2022-2048)

Ano	Div. Brutos	Saldo Div. Início	Juros (6%)	Amortização	Saldo Div. Fim	Div. Líquidos	Acumulado Lq.
2022	\$3,9M	\$1.356M	\$0,0M	\$3,9M	\$1.352M	\$0,0M	\$0,0M
2023	\$121,6M	\$1.352M	\$81,1M	\$40,5M	\$1.316M	\$0,0M	\$0,0M
2024	\$155,9M	\$1.316M	\$78,9M	\$77,0M	\$1.239M	\$0,0M	\$0,0M
2025	\$149,4M	\$1.239M	\$74,3M	\$75,1M	\$1.164M	\$0,0M	\$0,0M
2026	\$194,2M	\$1.164M	\$69,8M	\$124,4M	\$1.039M	\$0,0M	\$0,0M
2027	\$198,9M	\$1.039M	\$62,4M	\$136,6M	\$903M	\$0,0M	\$0,0M
2028	\$198,9M	\$903M	\$54,2M	\$144,7M	\$720M	\$0,0M	\$0,0M
2029	\$198,9M	\$720M	\$43,2M	\$155,7M	\$577M	\$0,0M	\$0,0M
2030	\$198,9M	\$577M	\$34,6M	\$164,3M	\$433M	\$0,0M	\$0,0M
2031	\$198,9M	\$433M	\$26,0M	\$173,0M	\$279M	\$0,0M	\$0,0M
2032	\$198,9M	\$279M	\$16,7M	\$182,2M	\$116M	\$0,0M	\$0,0M
2033	\$198,9M	\$116M	\$7,0M	\$116,0M	\$0M	\$76,0M	\$76,0M
2034	\$185,0M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$185,0M	\$261,0M
2035	\$167,6M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$167,6M	\$428,6M
2036	\$155,9M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$155,9M	\$584,4M
2037	\$144,9M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$144,9M	\$729,4M
2038	\$134,8M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$134,8M	\$864,2M
2039	\$125,4M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$125,4M	\$989,5M
2040	\$116,6M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$116,6M	\$1.106,1M
2041	\$108,4M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$108,4M	\$1.214,5M
2042	\$100,8M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$100,8M	\$1.315,4M
2043	\$93,8M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$93,8M	\$1.409,2M
2044	\$87,2M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$87,2M	\$1.496,4M
2045	\$81,1M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$81,1M	\$1.577,5M
2046	\$75,4M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$75,4M	\$1.652,9M
2047	\$70,1M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$70,1M	\$1.723,0M
2048	\$65,2M	\$0M	\$0,0M	\$0,0M	\$0M	\$65,2M	\$1.788,3M
TOTAL	\$3.730M		\$548M	\$1.393M		\$1.788M	\$1.788M

Fonte: Modelo fiscal Coral Sul FLNG. Dívida inicial: \$1.356B (IGEPE 2023). Taxa de juro: 6%/ano.

Nota: Nos primeiros 11 anos (2022-2032), os dividendos brutos da ENH são integralmente consumidos pelo serviço da dívida (juros + amortização). Payback em 2033, com dividendos líquidos acumulados de USD 1.788M ao longo dos 16 anos finais do projecto.

