



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

Economista | Pesquisador
Centro de Integridade Pública (CIP)

12 de Maio de 2026 | Hotel Cardoso, Maputo

Projecto FJ4D - Energy Transition Fund

1

INTRODUÇÃO

Porque este debate importa e objectivos

2

ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Corpos teóricos que guiam a análise

3

METODOLOGIA

Como modelámos as receitas fiscais ao longo de 27 anos

4

RESULTADOS

O que o estudo revela sobre receitas, timing e government take

5

CUSTOS

Passivos contingentes, ENH e custo de oportunidade

6

CONCLUSÃO

Seis conclusões centrais e recomendações de política

Porque este debate importa?

A PROMESSA (2014–2019)

- Reservas >5 triliões m³ - top 10 mundial;
- Projeções optimistas: USD 77 mil milhões;
- O GNL liquidará a dívida Soberana;
- Investidores celebravam nova era;
- Motor de transformação económica;
- Solução para restrições fiscais;
- Âncora de crescimento de longo prazo;
- Oportunidade histórica para Moçambique

O DEBATE PÚBLICO SOBRE O GNL É FREQUENTEMENTE DOMINADO POR:

- Projeções agregadas de longo prazo;
- Números sem contextualização temporal;
- Pouca discussão sobre custos, dívida e timing;
- Limitada transparência metodológica.

Pergunta central

- Quanto gera efectivamente o Coral Sul FLNG para o Estado moçambicano?

Perguntas complementares

- Quando chegam essas receitas?
- Quais são os riscos fiscais associados?
- Qual é o custo de oportunidade da dependência do GNL?
- O modelo actual é sustentável no contexto da transição energética?

Nota: *O estudo não argumenta contra o gás nem contra o investimento externo. O foco é calibrar expectativas, compreender a arquitectura fiscal e discutir implicações de política pública.*

O CONTEXTO MACROECONÓMICO DE 2025

USD 22,4 mil milhões

PIB de Moçambique (2025)

USD 12,5 mil milhões+

Dívida soberana acumulada

-0,52%

Crescimento real do PIB em 2025

Abril 2025

Programa do FMI em colapso

2. ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Quatro corpos teóricos que guiam a análise

Maldição dos Recursos

- Sachs & Warner (1995), Van der Ploeg (2011) - dependência, não abundância, é o factor de risco. Moçambique: instituições em consolidação + dívida elevada + contratos em assimetria.

Regime Fiscal Extractivo

- Daniel, Keen & McPherson (2010) - progressividade, neutralidade, robustez à volatilidade. Rear-loading: receitas máximas na segunda metade da vida do projecto.

Dívida Soberana & GNL

- Mihalyi & Omatsola (2019) - armadilha da antecipação de rendas: países endividam-se com base em receitas que chegam tarde, em menor volume, ou não chegam.

Transição Energética

- IEA WEO 2024: capacidade GNL sobe 50% até 2030. Nos cenários compatíveis com 1,5°C, nenhum novo projecto é necessário. Risco crescente de activos encalhados.

2. ENQUADRAMENTO TEÓRICO - Os Quatro Projectos do Rovuma

Apenas o Coral Sul está em produção - as outras receitas são incertas e diferidas

Coral Sul FLNG

EM PRODUÇÃO

Operador: ENI / Área 4
Início: Nov 2022
Capacidade: 3,4 Mt/ano

Coral Norte FLNG

FID Out 2025

Operador: ENI / Área 4
Início: Prev. 2028
Capacidade: 3,4 Mt/ano

Mozambique LNG

REINÍCIO 2026

Operador: TotalEnergies / Área 1
Início: Prev. 2029+
Capacidade: 12,9 Mt/ano

Rovuma LNG

SEM FID

Operador: ExxonMobil / Área 4
Início: Incerto
Capacidade: 15 Mt/ano

SIMULAÇÃO CONTRATUAL

"Dados os termos do CCPP Área 4 e uma trajetória de preços e produção assumida, quanto deveria o Estado receber ano a ano?"

Verificável face ao contrato e aos dados observados - não é uma previsão sobre o futuro

TRÊS COMPONENTES METODOLÓGICAS

1

Análise documental

Contratos, legislação, RPCGE, FSM, IGEPE, CCPP Área 4 e Anexo C

2

Modelo DCF

Modelo fiscal completo replicado em Excel, calibrado com dados históricos

3

Análise comparativa

Custo de oportunidade e benchmarks internacionais (Tanzânia, Angola, Gana)

A credibilidade do modelo deriva da precisão da replicação histórica e da transparência dos parâmetros

Metodologia: Modelo DCF

Escolha justificada face a alternativas - única projecção pública com validação histórica verificada

Modelos CGE

✓ Vantagens

- Captura efeitos macroeconómicos
- Câmbio, emprego, inflação

✗ Limitações

- Requerem matrizes de contabilidade social indisponíveis
- Não desagregam por instrumento contratual

Econométrico (séries temporais)

✓ Vantagens

- Estima relações históricas
- Útil com séries longas

✗ Limitações

- Apenas 3 anos de dados
- Arquitectura fiscal muda ao longo do ciclo - extrapolação inválida

DCF - Escolha Adoptada

✓ Vantagens

- Padrão na literatura (Daniel et al. 2010; NRG1; FMI)
- Replica lógica contratual ano a ano
- Calibrável com dados históricos verificados
- Contestável e replicável

✗ Limitações

- Assume estabilidade contratual
- Preço fixo por cenário

Todos os dados utilizados são públicos, oficiais e verificáveis

CATEGORIA	PARÂMETRO	FONTE
Contrato	Royalty 2%, Cost Recovery 75%, Factor R, IRPC 24%/32%, ENH 10%, Bônus, amortização	CCPP Área 4 (2006), Art. 9.3, 9.5, 9.10, 9.13, 11.4, 11.5, 12; Anexo C
Produção	Produção 2022-2026 (13,01 MT acumulados)	PESOE 2025-2026 (INP)
Custos	CAPEX USD 11.669M; OPEX USD 638M (2024)	RPCGE 2024, Quadro V.13 (Tribunal Administrativo)
Receitas	IPP, Profit Oil, IRPC, Bônus 2022-2025 (USD 252,8M acumulados)	FSM 2022-2024; RPCGE 2022-2024; PESOE 2025-2026
Dívida ENH	USD 1.356M (carried interest); taxa LIBOR+1% = 6%	IGEPE, Quadro IX.24 (31/12/2023)
Cenários	Stress USD 8, Base USD 12, Optimista USD 16, TE deck decrescente	IEA WEO 2024; OpenOil 2021; Hubert/Oxfam 2019

Ring-fencing rigoroso: o modelo do Coral Sul é exclusivo da Área 4. Custos do Mozambique LNG (Área 1) NÃO são input do modelo.

A distinção tecnicamente central onde modelos fiscais frequentemente falham

SISTEMA 1: COST RECOVERY

Art. 9.5 e Anexo C do CCPP

O QUE FAZ:

Mecanismo de partilha da receita entre Estado e investidor

COMO FUNCIONA:

Custos elegíveis recuperados ano a ano, limitados ao custo recuperável de 75% da Receita Disponível

IMPLEMENTAÇÃO:

Colunas I a N da Aba 3 do modelo Excel

SISTEMA 2: AMORTIZAÇÃO FISCAL

Art. 11.4.a)ii)aa) do CCPP

O QUE FAZ:

Cálculo do IRPC (lucro tributável)

COMO FUNCIONA:

- Exploração: 100% no ano
- Desenvolvimento: 25%/ano em 4 tranches
- OPEX: 100% no ano
- Reporte de prejuízos: até 6 anos

IMPLEMENTAÇÃO:

Coluna U da Aba 3 do modelo Excel

PROVA MATEMÁTICA INTERNA: Amortização fiscal total acumulada (USD 34.640M) = Custos recuperáveis brutos totais (USD 34.640M)

Nenhum custo é perdido - todos são amortizados, mas distribuídos no tempo de forma diferente da recuperação em caixa

Fizemos escolhas conservadoras (favoráveis ao Estado) e totalmente transparentes.

Previsão do OPEX (Custos Operacionais)

	Método	Porquê?
Âncora Histórica	OPEX real de 2022-2024: USD 638M/ano (fonte: RPCGE 2024, Quadro V.18)	Dado observado, não estimado.
Decomposição	62% Fixo (USD 396M/ano) + 38% Variável (USD 73/ton)	Baseado em benchmarks da Wood Mackenzie (2020) e OpenOil (2021) para FLNG offshore profundo.
Cenários	Variável ajusta-se $\pm 15\%$ (Stress) e $\pm 10\%$ (Optimista)	Reflecte eficiências ou ineficiências operacionais consoante o contexto de preços.
Inflação	Taxas anuais do FMI (WEO Outubro 2024) aplicadas aos valores reais de 2024.	Padrão do mercado.

Tratamento do Ring-Fencing Contratual

	O que o Contrato Diz (Art. 9.5 & Anexo C)	O que Nós Assumimos	Implicação
Princípio	A recuperação de custos (cost recovery) é feita ao nível da Concessionária da Área 4 , com ring-fencing rigoroso.	Adoptámos a interpretação mais restrita e conservadora : os custos do Coral Sul são isolados.	Assume que o Estado não é prejudicado por custos de outros projectos (Coral Norte, Rovuma LNG).
Incerteza Reconhecida	Se o INP vier a permitir recuperação cruzada de custos entre projectos da mesma Área...	... as receitas fiscais do Coral Sul seriam menores do que projectamos.	Documentámos esta incerteza explicitamente na Tabela 4-4 (Limitação E3)

O modelo reproduz a sequência contratual de distribuição das receitas estabelecida no CCPP Área 4

1 Produção física anual (MT)

2 Receita Bruta = Produção × 52 × Preço

3 Royalty (IPP) = 2% × Receita Bruta

4 Receita Disponível = Bruta – IPP

5 Custos Recuperáveis (CAPEX + OPEX)

6 Custos Após Auditoria (× 99,8%)

7 Stock Elegível para Recuperação

8 Petróleo Custo = MIN(Stock; 75% × Receita)

9 Profit Oil Total = Receita – Pet Custo

10 Cálculo do Factor R

11 Partilha do Profit Oil (Estado/Investidor)

12 Amortização Fiscal do Ano (Art. 11.4)

13 Lucro Tributável e Prejuízo Fiscal

14 IRPC = Taxa × MAX(0, Lucro Tributável)

Cada passo é uma coluna ou bloco de colunas no modelo Excel. Sequência replicável e verificável.

DEFINIÇÃO FORMAL (Art. 9.10 do CCPP)

$$R(t) = \frac{\text{Entradas Líquidas Acumuladas Investidor}}{\text{Investimento Acumulado Investidor}}$$

Componentes operacionais:

- **Numerador:** Pet Custo + Profit Oil Investidor – IRPC – OPEX pago
- **Denominador:** CAPEX (Exploração + Desenvolvimento) acumulado

OS CINCO ESCALÕES DO PROFIT OIL

$R < 1$	Estado: 15%
---------	-------------

$1 \leq R < 2$	Estado: 25%
----------------	-------------

$2 \leq R < 3$	Estado: 35%
----------------	-------------

$3 \leq R < 4$	Estado: 45%
----------------	-------------

$R \geq 4$	Estado: 55%
------------	-------------

⚠ Achado: o Estado nunca ultrapassa o escalão de 25%

O preço do GNL é a variável exógena mais determinante. Adoptaram-se quatro trajectórias com fontes reconhecidas.

<p>STRESS</p> <p><i>USD 8/MMBtu</i></p>	<p>TE BASE</p> <p><i>Deck decrescente</i></p>	<p>BASE</p> <p><i>USD 12/MMBtu</i></p>	<p>OPTIMISTA</p> <p><i>USD 16/MMBtu</i></p>
<p>Trajectória de transição energética acelerada compatível com IEA WEO 2024 (cenário NZE)</p>	<p>Cenário de transição energética com preços decrescentes ao longo de 2026-2048</p>	<p>Cenário de referência calibrado com preços efectivos observados 2022-2025</p>	<p>Trajectória de alta procura prolongada de GNL como combustível de transição</p>
<p>FONTE: IEA WEO 2024</p>	<p>FONTE: OpenOil 2021</p>	<p>FONTE: Calibração histórica</p>	<p>FONTE: Hubert/Oxfam 2019</p>

Os cenários representam um espectro consistente com as projecções da Agência Internacional de Energia para o horizonte 2025-2048

Calibração com dados do Tribunal Administrativo (RPCGE) e do FSM | Variância <4% sem bônus

ANO	OBSERVADO (RPCGE/FSM)	MODELO (sem bônus)	DIFERENÇA ABSOLUTA	DIFERENÇA (%)
2022	USD 0,797M	USD 0,796M	-USD 0,001M	-0,12%
2023	USD 73,368M	USD 73,173M	-USD 0,195M	-0,27%
2024	USD 90,520M	USD 93,821M	+USD 3,301M	+3,65%
2025	USD 88,130M	USD 89,911M	+USD 1,781M	+2,02%

OBSERVAÇÕES TÉCNICAS

Royalty (IPP)

Reproduzido com precisão quase exacta (<0,12% de desvio em todos os anos)

IRPC histórico

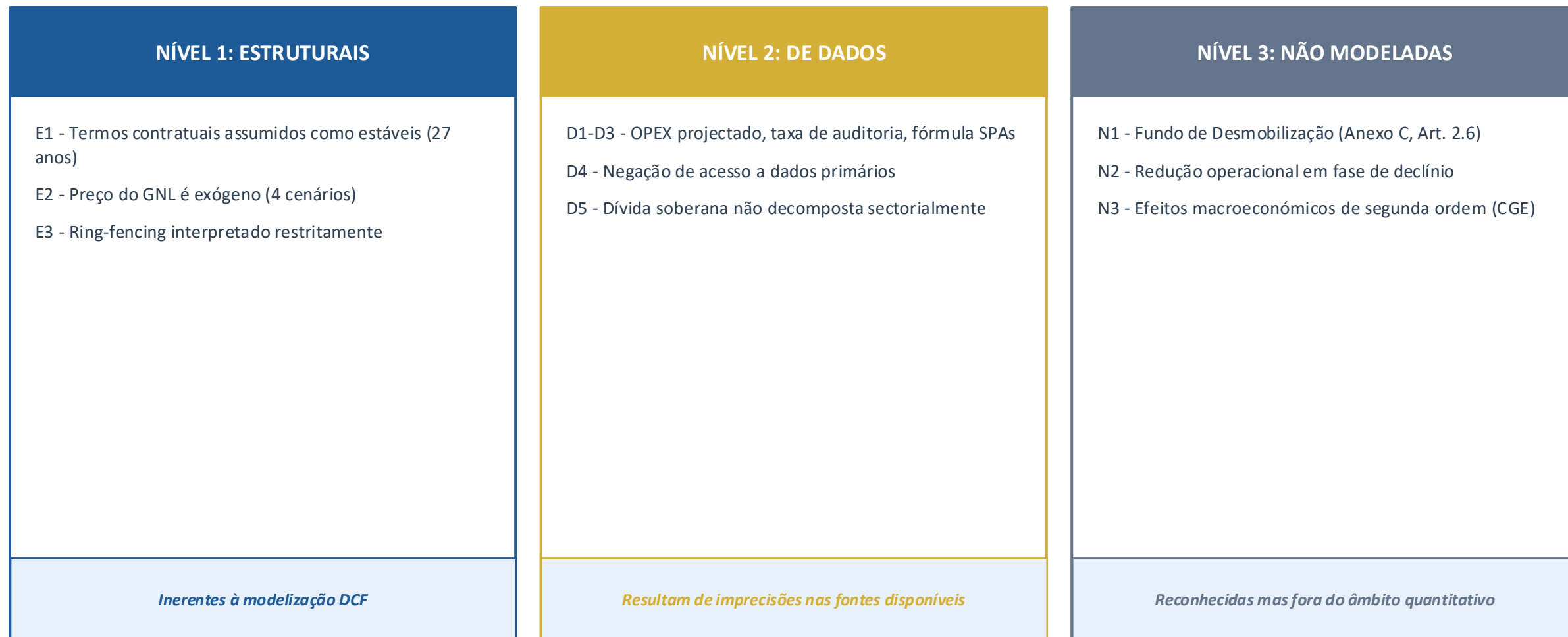
Zero no modelo e zero nos dados observados — coincidência exacta

Variância concentrada

Apenas no Profit Oil Estado, devido ao preço efectivo vs cenário base

Calibração robusta: as premissas contratuais e parâmetros de produção são consistentes com a realidade observada

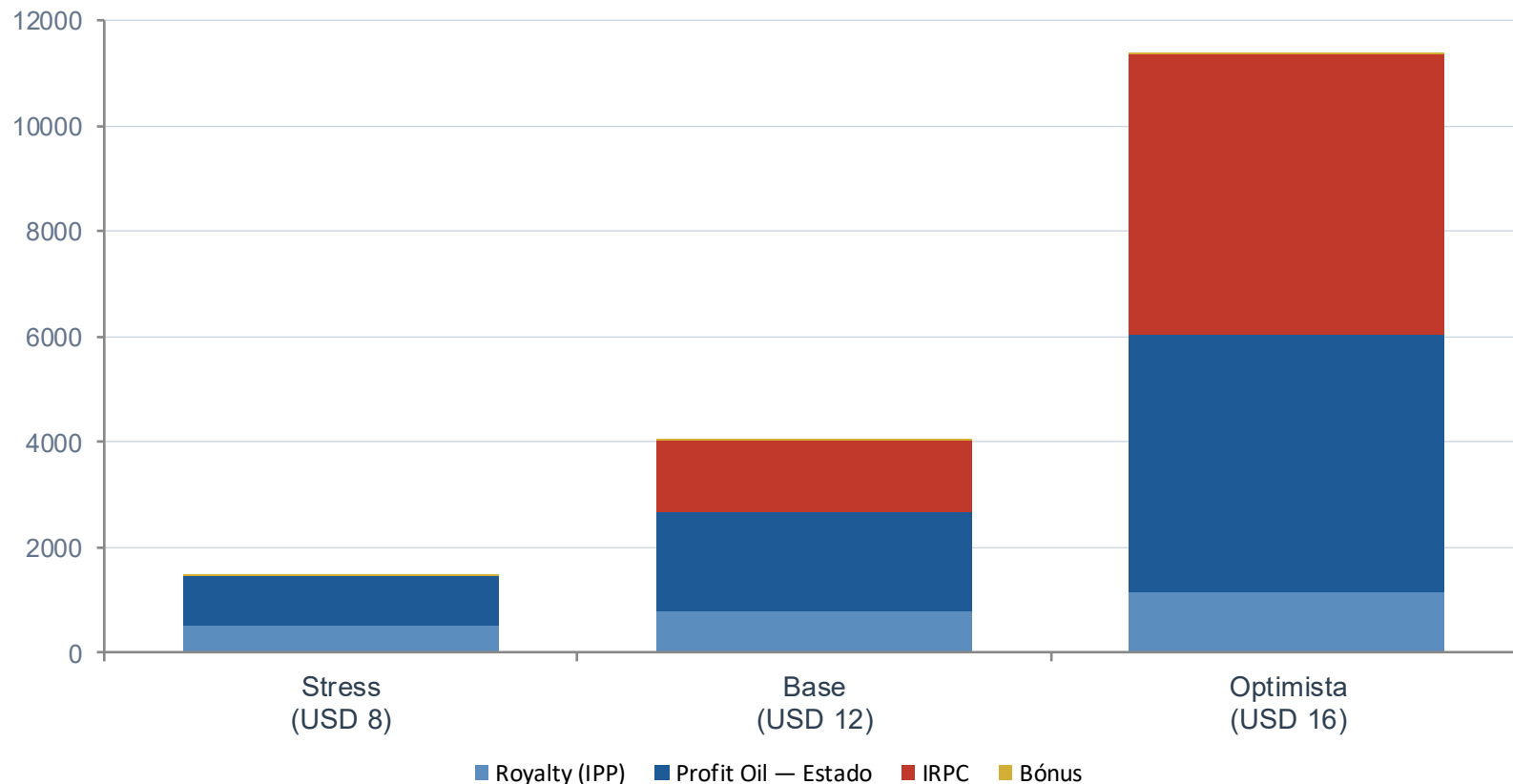
Transparência sobre as limitações é parte da credibilidade analítica



A hierarquização torna o tratamento das limitações mais rigoroso e legível para revisão técnica

Amplitude entre cenários: 7,8x - vulnerabilidade extrema à volatilidade do preço do GNL

Receitas Fiscais Totais (USD Milhões, 27 anos)



STRESS
USD 1.456M
Government Take: 5,70%
BASE
USD 4.028M
Government Take: 10,08%
OPTIMISTA
USD 11.355M
Government Take: 20,11%

Fonte: Modelo fiscal calibrado com RPCGE 2024 e FSM 2022-2024 | Tabela 5-1 do estudo

ACHADO

1

USD 4.028 milhões em 27 anos

Cenário base | Média anual: USD 149 milhões | Equivalente a 0,67% do PIB anual

STRESS

USD 1.456M

GT: 5,70% | IRPC = ZERO

BASE

USD 4.028M

GT: 10,08% | Cenário central

OPTIMISTA

USD 11.355M

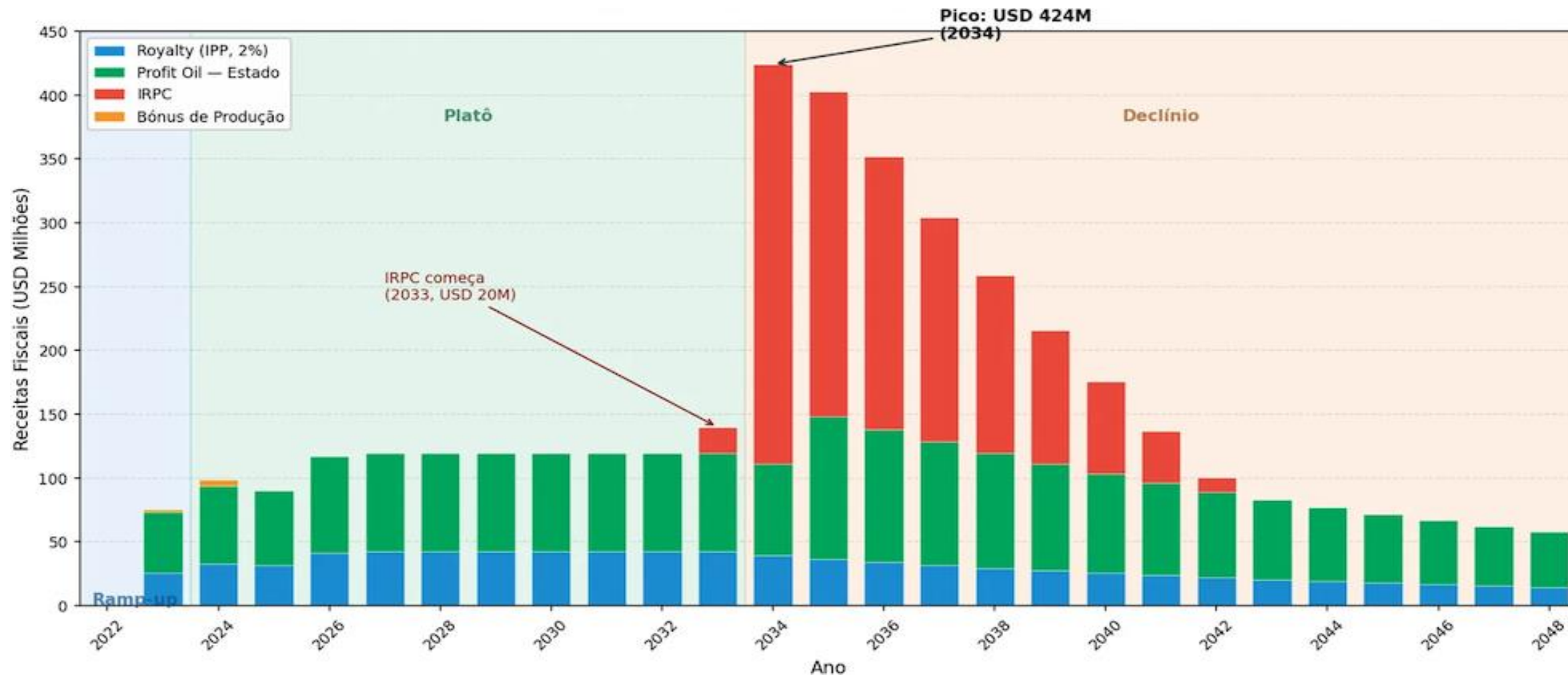
GT: 20,11% | Alta procura GNL

IMPLICAÇÃO POLÍTICA

- Em 3 dos 6 cenários (Stress, TE Stress, TE Base), o IRPC total ao longo de 27 anos é ZERO
- Vulnerabilidade extrema: amplitude de 7,8x entre Stress e Optimista - sobre uma variável que Moçambique não controla
- A média anual de USD 149M (cenário base) representa apenas 1,2% do serviço da dívida soberana actual

Fonte: Modelo calibrado | RPCGE 2024 | Tabela 5-1

Cenário base | 17 dos 27 anos sem IRPC | Concentração extrema na fase de declínio



Fonte: Modelo fiscal calibrado | Cenário base USD 12/MMBtu | Figura 5-1 do estudo

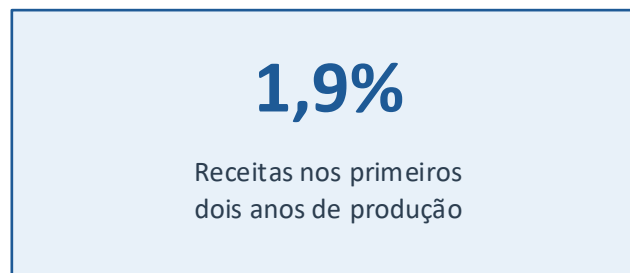
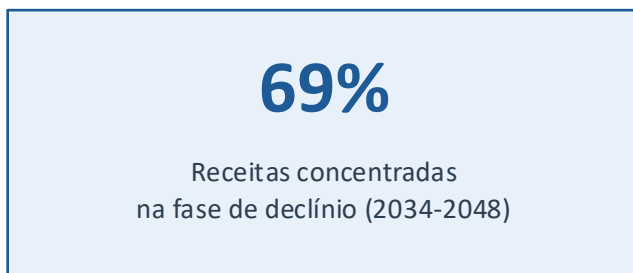
ACHADO

2

17 dos 27 anos sem IRPC

11 anos consecutivos (2022-2032) + 6 anos finais (2043-2048) | Receita concentrada em apenas 10 anos

Linha temporal das receitas (cenário base)



IMPLICAÇÃO:

Os benefícios fiscais substanciais só chegam após 2033 - não para a actual geração de decisores

A maior parte das receitas chega quando a produção já está em declínio



Fonte: Modelo fiscal calibrado | Cenário base USD 12/MMBtu | Tabela 5-2 do estudo

A diferença entre 38% e 10,08% explica-se: são duas métricas distintas que medem coisas diferentes. Ambas as métricas são correctas. A diferença não revela irregularidade contratual, revela o peso estrutural dos custos recuperáveis (USD 11,7B CAPEX + USD 23B OPEX cumulativo).

10,8%

Take sobre receitas brutas

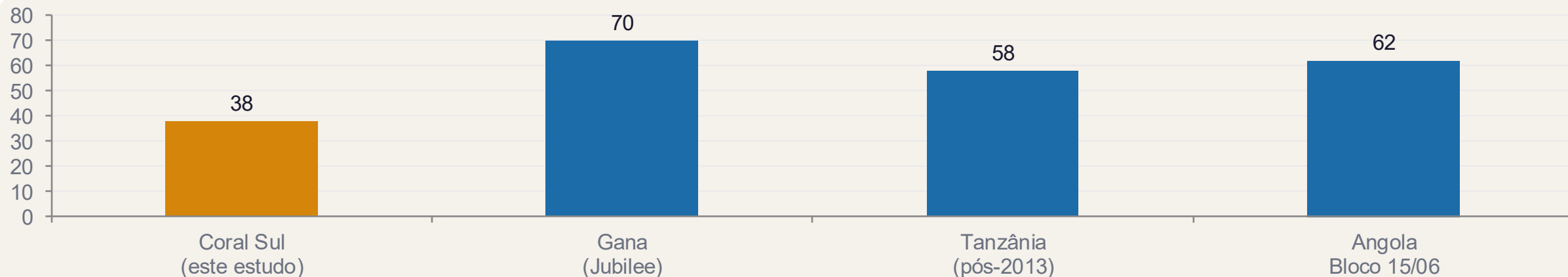
Resposta a: "Que parte de cada dólar de receita bruta o Estado realmente captura?"

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).

38,0%

Take sobre receitas após custos

Resposta a: "Que parte do bolo o Estado leva quando o investidor é remunerado?"

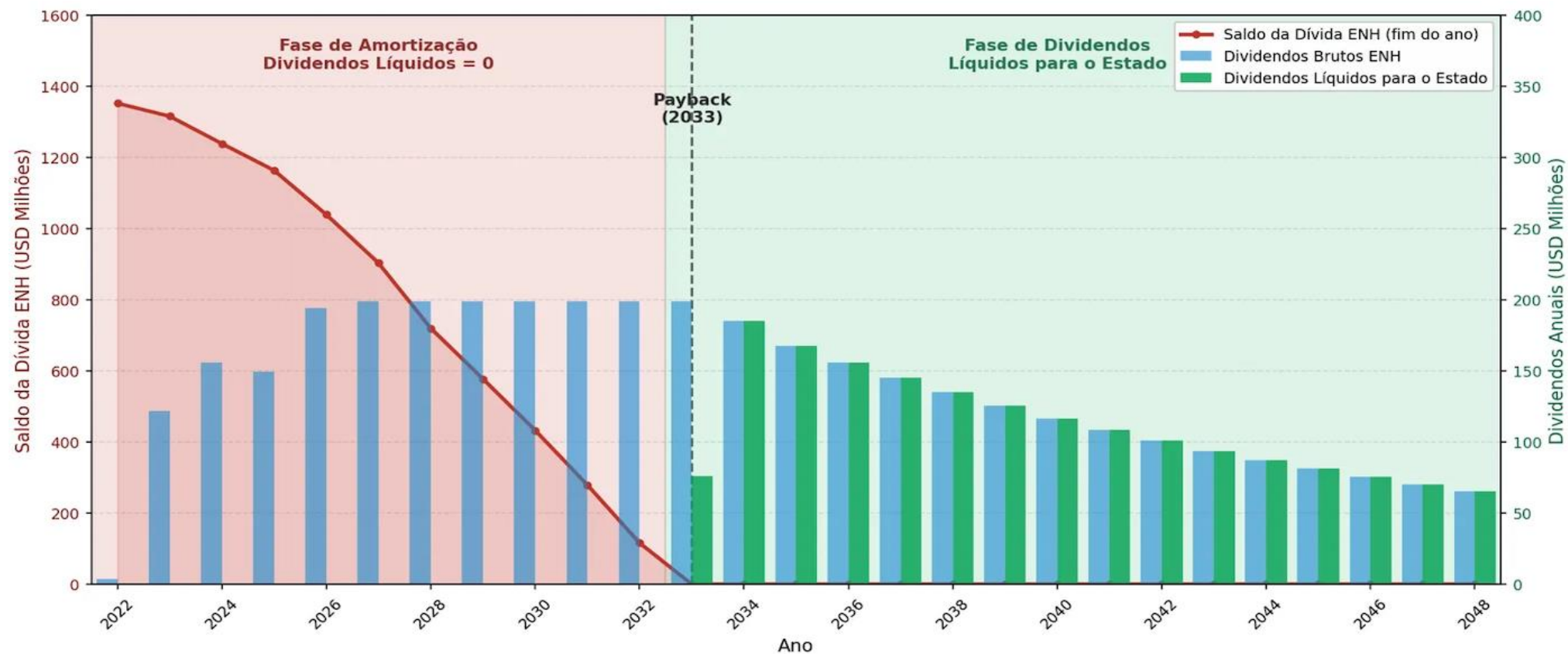


ACHADO

3

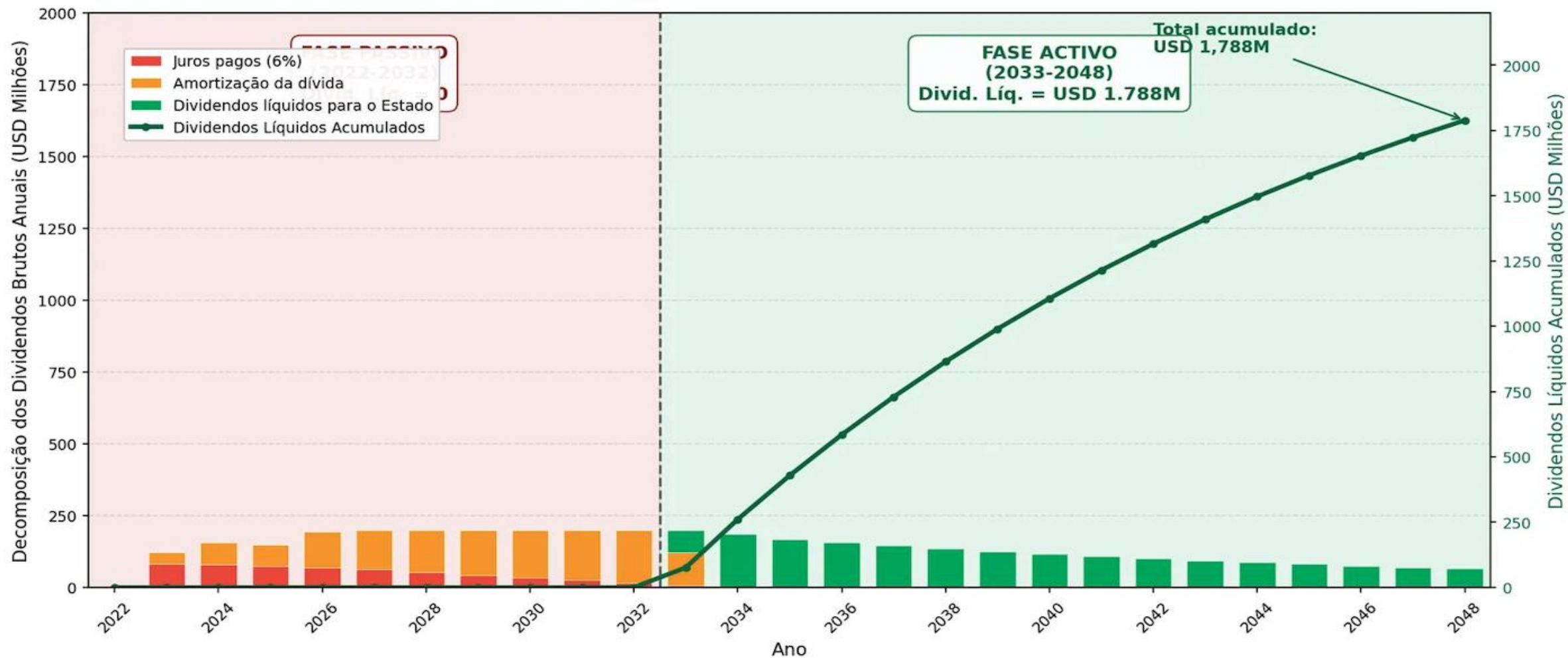
Onze anos de dividendos consumidos pelo serviço da dívida

Coral Sul: USD 1.356M de dívida ENH | USD 548M em juros | Payback em 2033



Fonte: Modelo fiscal calibrado | IGEPE 31/12/2023 | Figura 5-2 do estudo

Decomposição dos dividendos brutos: juros, amortização e (após 2033) dividendos líquidos para o Estado



Fonte: Modelo fiscal calibrado | Total acumulado: USD 1.788M em 27 anos | Figura 6-1 do estudo

ACHADO

4

QUADRO CONSOLIDADO DOS PASSIVOS CONTINGENTES

PASSIVO	MONTANTE	STATUS
Dívida ENH - Coral Sul	USD 1.356M	Confirmado
Dívida ENH - Coral Norte (estimado)	USD 720M	Em formação (FID 2025)
Dívida ENH - Rovuma LNG	USD 3.000M	Sem FID (est)
Dívida ENH - Mozambique LNG (estimado)	USD 2.535M	Adicional
Custos força maior - TotalEnergies	USD 4.500M	Em auditoria
TOTAL	USD 12.111M	-

BANCO MUNDIAL (Março 2026): a instabilidade poderá pôr em risco mais de USD 50 mil milhões em IDE acumulado, particularmente no GNL

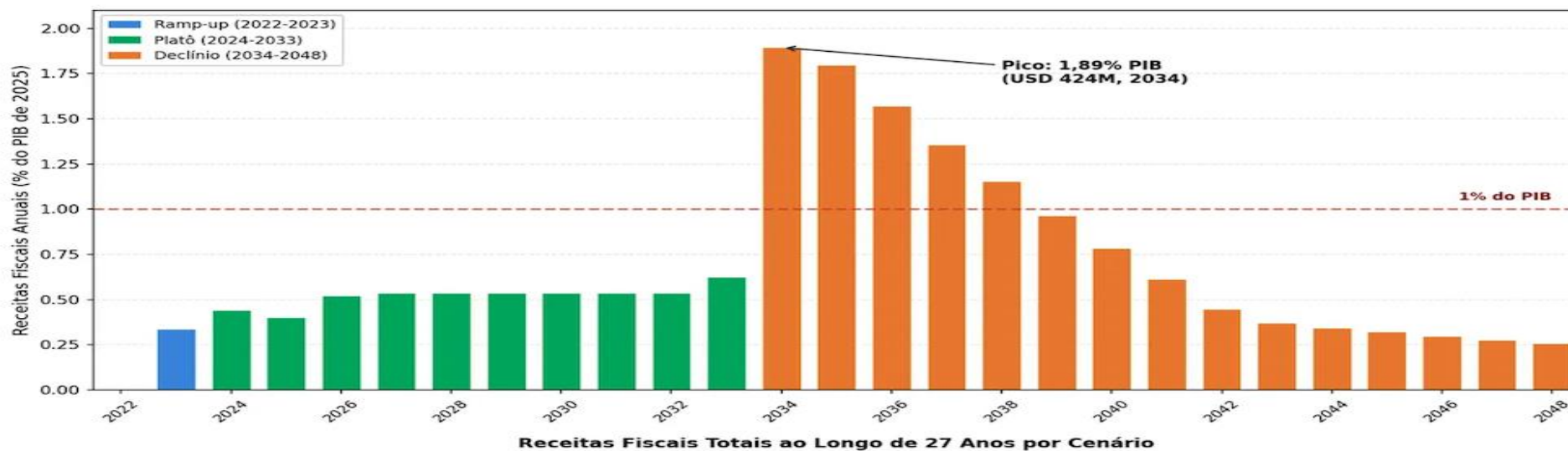
Fonte: CIP-OXFAM-CDD modelo | Mozambique Economic Update March 2026 (Banco Mundial)

ACHADO

5

Quase nenhum ano supera 1% do PIB de 2025

Cenário base totaliza 18% do PIB em 27 anos | Pico de 1,89% em 2034



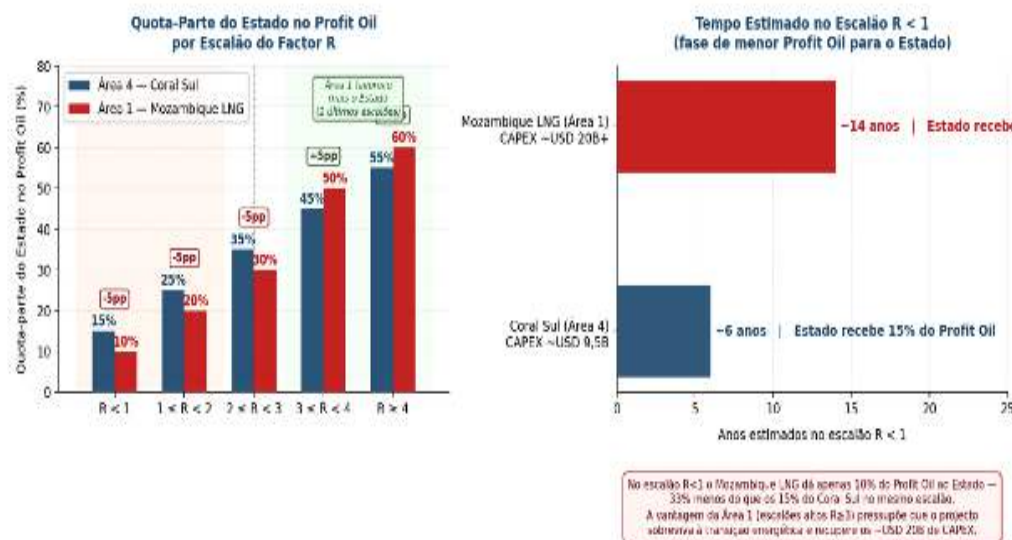
Fonte: Modelo fiscal calibrado | PIB 2025: USD 22,4 mil milhões | Figura 5-4 do estudo

ACHADO

6

O Estado nunca ultrapassa o escalão de 25%

Os escalões de 35%, 45% e 55% (Art. 9.10 CCPP) nunca são accionados em 27 anos



A REALIDADE OPERACIONAL

12 anos no escalão 15% (2023-2034)

14 anos no escalão 25% (2035-2048)

1,25 Factor R máximo atingido (esperado 4 para escalão 55%)

IMPLICAÇÃO PARA O ROVUMA LNG E CORAL NORTE

A arquitectura progressiva negociada em 2006 não protege o Estado em cenários de alta rentabilidade. Reformulação dos limiares do Factor R deve ser condição para novos contratos.

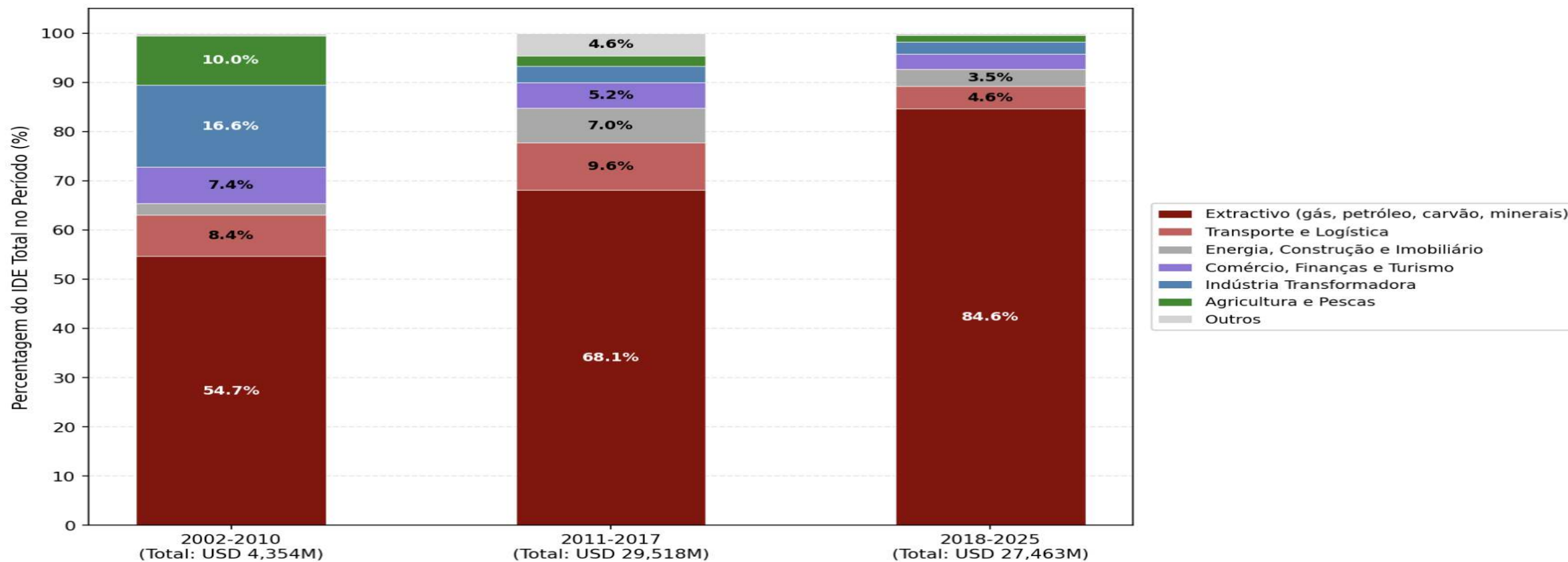
Fonte: Modelo fiscal calibrado | Tabela 5-5 do estudo

Quando se descontam os juros pagos da ENH, o benefício real reduz-se substancialmente

+	Receitas Fiscais Directas <i>IPP + Profit Oil + IRPC + Bónus</i>	USD 4.028M
+	Dividendos Líquidos ENH <i>Dividendos brutos – Serviço da dívida (juros + amortização)</i>	USD 1.788M
-	Juros pagos pela ENH <i>Custo do carried interest financiado pelo Estado</i>	-USD 548M
=	BENEFÍCIO FISCAL LÍQUIDO TOTAL <i>Em 27 anos Média anual: USD 195M</i>	USD 5.268M

Fonte: Modelo fiscal calibrado | Cenário base | Tabela 5-4 do estudo

De 54,7% em 2002-2010 para 84,6% em 2018-2025: três décadas de concentração progressiva



84,6% Extractivo (2018-2025)

2,5% Indústria Transformadora (de 16,6% em 2002-2010)

1,4% Agricultura e Pescas (de 10,0% em 2002-2010)

Fonte: Banco de Moçambique 2002-2025 | Figura 7-1 do estudo

Sectores com timing de receitas, criação de emprego e risco mais favoráveis que o GNL

DIMENSÃO	GNL OFFSHORE	AGROINDÚSTRIA (caju, soja)	PROCESSAMENTO GRAFITE	HIDROELÉCTRICA (M. Nkuwa)
Investimento típico	USD 8-30 mil milhões	USD 50-200 milhões	USD 200 milhões	USD 5 mil milhões
Início das receitas	7-10 anos pós-FID	6-12 meses	2-3 anos	5-6 anos
Empregos directos	500-1.000	+50.000 emprego rural	Aprox. 3.000	Aprox. 3.000
Risco transição energética	Elevado	Baixo	Beneficiário	Beneficiário
Receitas fiscais (anuais)	USD 149M (modelo)	USD 100-150M (potencial)	USD 200M (potencial)	USD 200M+

Cada USD 1 milhão investido em agroindústria gera 200 a 1.000 vezes mais empregos directos do que no GNL Offshore

A concentração actual do IDE no extractivo não reflecte superioridade técnica - reflecte assimetria de cuidado institucional

Mozambique Economic Update: From Fragility to Stability - Why Fiscal Reforms Cannot Wait

Análise do Banco Mundial publicada em 19 de Março de 2026 confirma vários achados centrais deste estudo

Reformas fiscais inadiáveis

O Banco Mundial reconhece a necessidade urgente de reformas no sistema fiscal moçambicano, particularmente no sector extractivo, para garantir captura adequada de rendas.

IDE em risco: USD 50 mil milhões

O relatório alerta explicitamente que mais de USD 50 mil milhões em IDE acumulado, particularmente no GNL, estão em risco devido à instabilidade económica e fiscal.

Necessidade de diversificação

O Banco Mundial recomenda explicitamente a diversificação económica para fora do sector extractivo, alinhada com a tese da Secção 7 deste estudo.

Riscos contingentes da dívida

Análise da sustentabilidade da dívida soberana inclui agora explicitamente os passivos contingentes do GNL, validando a abordagem deste estudo.

1

Receitas modestas

USD 4.028M em 27 anos | GT 10,08% | 0,67% PIB/ano

2

Rear-loading extremo

17 dos 27 anos sem IRPC | 69% das receitas em 2034-2048

3

ENH passivo antes de activo

USD 1.356M de dívida | 11 anos sem dividendos líquidos

4

Passivos contingentes

USD 4,5B força maior + USD 4,6B dívida ENH consolidada + USD 3B est.

5

Custo de oportunidade real

IDE extractivo: 54,7% → 84,6% | Indústria 2,5% | Agricultura 1,4%

6

Progressividade ausente

Estado nunca ultrapassa escalão de 25% | escalões 35-55% nunca activados

Este estudo não argumenta contra o GNL - argumenta contra expectativas não calibradas sobre o GNL

Doze recomendações organizadas em quatro áreas | Destinatários explícitos | Implementáveis no horizonte 2026-2030

<p>A</p> <p>TRANSPARÊNCIA</p>	<p>B</p> <p>REGIME FISCAL</p>	<p>C</p> <p>DIVERSIFICAÇÃO</p>	<p>D</p> <p>GOVERNAÇÃO</p>
<p>RA1 - Publicar o modelo fiscal calibrado</p> <p>RA2 - Projeções forward-looking nos relatórios EITI</p> <p>RA3 - Publicar resultado da auditoria força maior</p>	<p>RB1 - Condicionar FID Rovuma LNG à renegociação</p> <p>RB2 - Capitalizar parcialmente ENH no Coral Norte</p> <p>RB3 - Reformular escalões do Factor R (NOVA)</p>	<p>RC1 - Equiparar Código BF aos sectores alternativos</p> <p>RC2 - Estratégia de processamento local de minerais</p> <p>RC3 - Acelerar FID do Mphanda Nkuwa</p>	<p>RD1 - Incorporar dívida ENH na sustentabilidade</p> <p>RD2 - Operacionalizar Fundo de Estabilização</p> <p>RD3 - Representação de Cabo Delgado</p>

Destinatários institucionais explícitos para cada recomendação | Capítulo 8 do estudo

"O gás é um recurso, não um destino."

Este estudo argumenta por expectativas calibradas, contratos mais justos e um modelo de desenvolvimento que não sacrifica os sectores com maior potencial de emprego e diversificação.

JUNTE-SE AO DEBATE

#CoralSul2026

Obrigado.

