



República de Moçambique

Ministério da Economia e Finanças

Direcção Nacional de Políticas Económicas e Desenvolvimento

Nota Técnica

Previsão de Receitas de GNL a Médio Prazo

Preparação para as “Receitas Projectadas 2025” conforme exigido pela lei
FSM

Conteúdo

Resumo Executivo	1
1. Introdução	2
2. Quadro Jurídico e Processo Orçamental	5
2.1 Lei, Regulamentos e Processo de Certificação	5
2.2 Receitas projectadas e planificação do Orçamento do Estado	7
3. Projectos de GNL em desenvolvimento [Art.5.2a, Decreto n.º 13/2024]	10
3.1 Área 4 Coral Sul	10
3.2 Outros projectos de GNL	10
4. Termos Fiscais [Art.5.2b, Decreto n.º 13/2024]	11
4.1 Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP)	11
4.2 Bónus de produção	12
4.3 Quota-parte do Estado no Petróleo Lucro	13
4.4 Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC)	14
5. Volumes de produção [Art.5.2c, Decreto n.º 13/2024]	15
6. Previsão do Preço do Petróleo [Art.5.2d e 5.2e, Decreto n.13/2024]	17
6.1 Preços do Petróleo	17
6.2 Preços efectivos dos produtos	18
7. Receitas Projectadas e Afectação	19
ANEXO	21

Resumo Executivo

Esta nota técnica documenta a metodologia e os pressupostos utilizados pelo Ministério da Economia e Finanças (MEF) para projectar as receitas de GNL para 2025, conforme exigido pela Lei do Fundo Soberano de Moçambique (FSM) Lei No. 01/2024 e seu regulamento (Decreto No. 13/2024) e apresentado no Cenário Fiscal de Médio Prazo (CFMP) 2025–2027. Esta nota fornece a base analítica para o valor das “Receitas Projectadas de GNL para 2025”, que determina o quanto das receitas de GNL recebidas nesse ano deve ser transferido para o Orçamento do Estado (CUT-OE) e o restante para o FSM (CUF).

A previsão consiste nas receitas do projecto Coral Sul FLNG da Área 4, que é o único projecto de GNL em produção e, portanto, o único relevante para as projecções de receitas no orçamento de 2025. Os desenvolvimentos futuros nas Áreas 1 e 4 estão descritos, mas não contabilizados nas projecções de 2025. A previsão incorpora o regime fiscal e os termos contratuais para a Área 4, bem como estimativas de produção (fornecidas pelo Instituto Nacional do Petróleo – INP) e estimativas de preços.

As projecções de receitas são derivadas em três etapas principais (com base no Decreto No. 13/2024).

1 – Os volumes de produção esperados de GNL e condensado são calculados assumindo 90% da produção esperada.

2 – Os preços de referência são determinados aplicando uma fórmula de média móvel a 7 anos ao preço do petróleo bruto Brent (quatro anos históricos, o ano corrente e dois anos futuros) e, em seguida, convertendo esse preço médio em preços FOB de GNL e condensado, utilizando as condições de venda aplicáveis.

3 – As receitas brutas do projecto são calculadas pelo regime fiscal da Área 4:

- i) Impostos sobre Produção de Petróleo (IPP) a 2% (gás) e 3% (condensado),
- ii) Bónus de produção de acordo com limiares do EPCC,
- iii) Quota-parte do Petróleo-Lucro com base num limite anual de recuperação de custos de 75% e num factor R inferior a 1, o que implica uma participação do Estado de 15% no Petróleo Lucro em 2025, e
- iv) Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC) é considerado zero nos primeiros anos, refletindo grandes prejuízos fiscais reportados a compensar.

As receitas do GNL anuais do Estado resultantes para 2025 são depois utilizadas para calcular as “receitas projectadas” exigidas pelo artigo 8º da Lei do FSM. Estas receitas projectadas destinam-se a suavizar a volatilidade na alocação de fundos para financiar as despesas públicas, em vez de fornecer uma previsão precisa. A Lei define a afetação de 60% das receitas projectadas do GNL à conta do Orçamento do Estado (CUT-OE) (a “quota orçamental”) e o restante à conta do FSM (CUF).

Com base nos pressupostos acima descritos, as receitas projectadas do GNL para 2025 são obtidas a partir de duas etapas. Primeiro, as receitas brutas do projecto para a Área 4

foram estimadas em **USD 1.369,8 milhões**. Em Segundo lugar, utilizando os termos fiscais aplicáveis, obtém-se uma receita projectada do Estado de **USD 78,5 milhões**. Conforme o Quadro legal do FSM, 60% deste montante – **USD 47,1 milhões** – deverá ser transferido para o Orçamento do Estado (CUT-OE), sendo o restante alocado à conta do FSM.

Receitas Brutas Projectadas da Área 4 – Ano Fiscal 2025

	Unidade	2025
Receita Bruta Area 4	<i>milhões USD</i>	1.369,8
<i>Receita do GNL</i>	<i>milhões USD</i>	1.291,4
<i>Receita de condensado</i>	<i>milhões USD</i>	78,4

Receitas Projectadas do Estado - Ano Fiscal 2025

	Unidade	2026
Total Receitas do Estado	<i>milhões USD</i>	78,5
<i>Bónus de Produção</i>	<i>milhões USD</i>	-
<i>Imposto de Produção do Petróleo (IPP)</i>	<i>milhões USD</i>	28,2
<i>Petróleo Lucro</i>	<i>milhões USD</i>	50,3

Afectação das Receitas Projectadas de GNL do Estado

	Unidade	2026
Total Receitas do Estado	<i>milhões USD</i>	78,5
<i>60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)</i>	<i>milhões USD</i>	47,1

1. Introdução

As descobertas de gás natural de classe mundial na Bacia do Rovuma, ao largo da costa de Cabo Delgado, têm o potencial de transformar a economia de Moçambique. Espera-se que os projectos de GNL venham gerar grandes receitas para o governo nas próximas décadas.

A fim de

"assegurar que as receitas da exploração de petróleo e gás estimulem o desenvolvimento social e económico do País, através da maximização dos ganhos para a economia nacional, bem como garantir que as mesmas constituam fonte de estabilização do Orçamento do Estado e contribuam para a geração de poupança e riqueza no futuro,"¹

¹ Epígrafe da Lei do FSM n.01/2024

Moçambique definiu um novo processo de planificação orçamental, incluindo a criação e implementação do Fundo Soberano de Moçambique (FSM), estabelecido pela Lei n.º 01/2024 e regulamentado pelo Decreto n.º 13/2024.

Os objectivos do FSM são (Art. 3, Lei do FSM):

- (i) apoiar o desenvolvimento económico e social do País;
- (ii) acumular poupanças para as futuras gerações, e
- (iii) estabilizar o Orçamento do Estado.

Por conseguinte, o FSM será fundamental para equilibrar o Orçamento do Estado através do recebimento de receitas provenientes da produção dos projectos de GNL (Áreas 1 e 4, *offshore* da Bacia do Rovuma e projectos futuros) e gestão dos seus retornos de investimento (Art. 5, Lei do FSM). Neste contexto, as fontes de receitas de GNL são as seguintes (Art. 5, Lei do FSM):

Tabela 1 - Fontes de receitas de GNL do Estado

Fontes de receitas	Descrição
Imposto sobre Produção do Petróleo (IPP)	• Imposto sobre o valor dos produtos vendidos • Importante fonte de receitas durante a década de 2020
Bónus de Produção	• Pagamento com base nos limiares de produção definidos nos contratos EPCC das respectivas áreas de produção • Pagamentos modestos no início da produção e nos principais limiares de produção.
Petróleo-Lucro do Estado	• Participação do Estado na produção após a recuperação dos custos pela Concessionária • Importante fonte de receitas ao longo da vida dos projectos
Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC)	• Pagamento com base no rendimento tributável das Concessionárias • Inclui o imposto sobre as mais-valias • Não há pagamentos de IRPC nos primeiros anos até os projectos se tornarem rentáveis • Prevê-se que venha a ser uma importante fonte de receitas do Estado nas décadas de 2030 e 2040.

Vale destacar que outras fontes de receita são recebidas pelo Estado, mas não estão incluídas no FSM, como impostos sobre valor agregado, impostos retidos na fonte sobre subcontratados, juros ou dividendos, dividendos da ENH.

Para apoiar o objectivo de poupar para as gerações futuras e estabilizar o orçamento do Estado, a lei FSM estipula que uma certa parcela das receitas projectadas do GNL deve ser transferida para o orçamento do Estado e o restante para o FSM. Para evitar que as receitas voláteis do GNL gerem despesas orçamentais altamente voláteis, o montante das receitas de GNL transferido para o Orçamento do Estado está ligado a uma projecção suavizada das receitas de GNL.

O Ministério que superintende a área das Finanças, em coordenação com o Ministério que superintende a área dos Recursos Minerais, é responsável pela projecção destas

receitas e os resultados devem ser certificados por um perito externo (Art. 8, Lei do FSM).

A lei também estipula que as receitas do Estado provenientes dos projectos de GNL são depositadas em moeda estrangeira numa conta transitória designada (Art. 6, Lei do FSM) e depois transferidas para a conta do Orçamento do Estado ou para a conta do FSM no Banco de Moçambique, de acordo com uma divisão específica (Art. 8, Lei do FSM).

Algumas considerações de fundamentais são dignas de nota:

- *O CFMP 2025-27 prepara a base do orçamento para o ano fiscal de 2025*

A previsão de médio prazo de receitas de GNL define o montante a ser transferido para o Orçamento do Estado no próximo ano fiscal. Esta previsão para 2025 é publicada no Cenário Fiscal de Médio Prazo (CFMP 2025-27) e reproduzida no orçamento de 2025 a finalizar em outubro de 2024.

- *A certificação independente das receitas projectadas serve como salvaguarda contra a manipulação de receitas*

Tal como definido no artigo 8.3 da Lei FSM, a metodologia utilizada para estabelecer as 'receitas projectadas' será certificada todos os anos por um perito independente designado pelo Ministério da Economia e Finanças (MEF). A contratação de peritos independentes para auditar os processos orçamentais é amplamente reconhecida como uma prática de governação prudente. O objectivo da certificação é garantir que o governo está a preparar a previsão de receitas projectadas de acordo com a lei e os regulamentos. Ela garante a conformidade e vai contra as medidas *ad hoc* para modificar a projecção para aumentar as receitas que fluem para o orçamento.

- *As receitas projectadas destinam-se a suavizar e não a prever com exactidão*

O processo de suavização das receitas previsto na Lei do FSM não tem por objectivo fornecer a projecção mais precisa das receitas do GNL para o próximo ano fiscal, mas sim proporcionar um financiamento previsível para o Orçamento do Estado, a fim de permitir uma boa planificação e execução das despesas orçamentais. Por conseguinte, esta "metodologia das receitas projectadas" baseia-se num cálculo de suavização dos preços que será diferente das melhores estimativas dos preços futuros. O método de cálculo da média dos preços históricos, actuais e futuros destina-se a ser transparente, simples, estável, coerente com a dinâmica mundial do petróleo e não depender da opinião de indivíduos. Portanto, em vez de tentar prever os preços de mercado, fornece um método com estabilidade de previsão de preços, ou seja, menos propenso a absorver distorções da volatilidade dos preços de curto prazo.

Esta Nota Técnica apresenta a fundamentação e as especificações, juntamente com uma descrição dos dados, cálculos e resultados, para a Previsão de Receitas de GNL a Médio Prazo e a afectação das Receitas do Estado de acordo com a Lei do FSM .

Após esta Introdução, a Secção 2 descreve o quadro legal e o processo de planificação orçamental. A Secção 3 centra-se nos projectos de GNL e em suas características técnicas

e comerciais. Em seguida, a Secção 4 apresenta informações sobre os Termos Fiscais previstos no contrato EPCC. A Secção 5 descreve os pressupostos de produção para o ano fiscal projectado. A Secção 6 apresenta a metodologia de suavização de preços e as condições comerciais que resultam em preços efectivos aplicados às vendas projectadas de GNL e condensado. Finalmente, a Secção 7 resume como os cálculos de previsão de receita são realizados e os resultados da projecção para o ano fiscal de 2025, conforme proposto no CFMP 2025-2027².

2. Quadro Jurídico e Processo Orçamental

2.1 Lei, Regulamentos e Processo de Certificação

A Lei do FSM n.º 01/2024 e os seus regulamentos estabelecidos pelo Decreto n.º 13/2024 constituem os pilares do novo processo orçamental relacionado com as receitas de GNL transferidas para o governo de Moçambique.

O Artigo 5 da lei do FSM descreve as fontes de receitas que devem ser tidas em conta neste novo quadro orçamental e de fundo:

Lei do FSM n. 01/2024

Artigo 5

(Receitas do FSM)

1. *São receitas do FSM as provenientes:*
 - a) *da produção de gás natural liquefeito das Áreas 1 e 4, Offshore da Bacia do Rovuma e futuros projectos de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, nos termos do artigo 8 da presente Lei;*
 - b) *do retorno dos investimentos das receitas do FSM.*
2. *A base de incidência para o apuramento das receitas do FSM é:*
 - a) *A receita tributária bruta proveniente da exploração dos recursos petrolíferos, nomeadamente:*
 - i. *imposto sobre a Produção do Petróleo;*
 - ii. *imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas, incluindo o resultante da tributação de mais-valias.*
 - b) *os Bónus de Produção; e*
 - c) *a partilha da produção a partir do Petróleo-Lucro.*

Por sua vez, o Artigo 8 estabelece as orientações gerais para o processo de planificação orçamental que utiliza um mecanismo de suavização de preços (média móvel). Define os cálculos de projecção de receitas e determina que as receitas resultantes devem ser certificadas por um auditor independente e externo, proporcionando um elevado nível de objectividade técnica e coerência ao processo. Por último, o Artigo 8 estabelece igualmente

²<https://www.mef.gov.mz/index.php/publicacoes/politicas/cenario-fiscal-de-medio-prazo-cfmp/2182-cenario-fiscal-de-medio-prazo-2025-2027/file>

a forma como deve ser efectuada a afectação orçamental entre a denominada Conta Única do Tesouro (CUT-OE) e a Conta do Fundo Soberano de Moçambique (CUF):

Lei do FSM n. 01/2024

Artigo 8

(Projecções e depósitos das receitas na CUT-OE e CUF)

- 1. O Ministério que superintende a área de Finanças, em coordenação com o Ministério que superintende a área dos Recursos Minerais, projecta as receitas descritas na alínea a), do número 2, do artigo 5 da presente Lei.*
- 2. A metodologia de cálculo de projecção das receitas referida no número 1 do presente artigo utiliza uma média móvel dos preços petrolíferos passados e futuros para proteger as transferências anuais para o Orçamento do Estado da volatilidade das receitas de petróleo e gás e é detalhada.*
- 3. O cálculo de projecção das receitas é certificado por um perito independente de renome, pessoa singular ou colectiva, designado pelo Ministério da Economia e Finanças.*
- 4. As receitas projectadas referidas no número 2 do presente artigo, são repartidas nos seguintes termos:*
 - a) nos primeiros 15 anos de operacionalização do FSM, 40% para a CUF e 60% para a CUT-OE; e*
 - b) a partir do décimo sexto ano de operacionalização do FSM, 50% para a CUF e 50% para a CUT-OE.*
- 5. As receitas recebidas na CUT durante um ano fiscal são distribuídas primeiro à CUT-OE até ao montante calculado no número 4 do presente artigo sendo o restante transferido para a CUF em divisas.*
- 6. Se as receitas recebidas durante um ano fiscal excederem as receitas projectadas para serem atribuídas ao Orçamento do Estado para o mesmo ano fiscal, o montante em excesso é transferido para o FSM, em divisas.*
- 7. São excluídos da repartição estabelecida no número 4 do presente artigo os rendimentos de investimento do FSM.*
- 8. As transferências para a CUT-OE e para a CUF referidas no número 5 do presente artigo são efectuadas trimestralmente.*
- 9. As transferências são efectuadas com o objectivo de manter o saldo da CUT o mais baixo possível durante o exercício fiscal.*

O Artigo 5 do Decreto determina que até 31 de Março de cada ano, deve ser apresentada a projecção da receita para integrar o processo de planificação orçamental do exercício fiscal subsequente (item 1).

Define também os pressupostos das projecções (item 2), prescrevendo a forma como o cálculo deve ser feito em termos de preços (item 3) e volumes de produção (item 6). Indica as fontes de documentação em que as projecções se devem basear (itens 4 a 6) e exige a validação dos pressupostos e cálculos por um perito independente (item 7).

Decreto n.º 13/2024

Artigo 5

(Projecções das receitas)

1. O Ministério que superintende a área de Finanças, em coordenação com o Ministério que superintende a área dos Recursos Minerais, deve, até 31 de Março de cada ano, apresentar as projecções das receitas denominadas em dólares norte americanos para o ano fiscal subsequente.
2. As receitas são projectadas com base nos seguintes pressupostos:
 - a) natureza da globalidade dos projectos de petróleo e gás em fase de desenvolvimento;
 - b) termos dos contratos de concessão de exploração e produção associados;
 - c) estimativas dos volumes de produção e custos recuperáveis;
 - d) termos dos contratos de venda; e
 - e) média móvel dos preços petrolíferos actuais, históricos e projectados.
3. A média móvel referida na alínea e) do número anterior é baseada nos preços históricos dos quatro anos imediatamente anteriores ao exercício em que a projecção é realizada, no preço actual e nas estimativas de preços para os dois anos subsequentes, conforme a fórmula abaixo:

$$MMS_n = \frac{x_{n-4} + x_{n-3} + x_{n-2} + x_{n-1} + x_n + x_{n+1} + x_{n+2}}{7}$$

Onde:

- MMS - Médias Móveis Simples;
- X - Preço petrolífero; e
- n - Ano fiscal em causa.

4. Os preços históricos e actuais de petróleo e gás são extraídos de publicações de instituições internacionais especializadas.
5. Os preços projetados são extraídos de publicações de bolsas internacionais de mercados de futuros.
6. A produção esperada é calculada com base em 90% da projecção da produção, de acordo com informação fornecida pelo Instituto Nacional de Petróleo.
7. As receitas projectadas com base na metodologia referida no n.º 2 do presente artigo são certificadas por um perito independente, que deve validar os pressupostos e os cálculos efectuados.

2.2 Receitas projectadas e planificação do Orçamento do Estado

As receitas projectadas de GNL são geradas para os fluxos de receitas especificados na Lei do FSM (Art. 5, Lei do FSM):

- a) Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP),
- b) Imposto sobre o rendimento das pessoas colectivas (IRPC), incluindo o imposto sobre as mais-valias,
- c) Bónus de produção, e
- d) a participação do Estado no Petróleo-Lucro.

Uma vez que o único projecto de GNL em funcionamento (Coral Sul) se encontra na sua fase inicial e os seus custos ainda não foram recuperados, a actual Previsão a Médio Prazo assume que os custos dos projectos ainda devem ser recuperados, portanto, assume-se uma participação fixa de 15% no Petróleo-Lucro (quando o factor R é inferior a 1) e assume que não há IRPC devido (ver mais detalhes na Secção 4).

Por conseguinte, para cada ano fiscal, as receitas projectadas devem ser calculadas com base na seguinte metodologia (Decreto Art.5):

- i. Especificidades dos projectos de GNL (existentes e em desenvolvimento)
- ii. Termos dos contratos EPCC assinados
- iii. Estimativas dos volumes de produção e dos custos recuperáveis
- iv. Termos dos contratos de venda de gás
- v. Média móvel dos preços petrolíferos (actuais, passados e futuros)

O diagrama seguinte ilustra a forma como as receitas projectadas são calculadas com base em diferentes fontes e, em seguida, transferidas para a Conta Transitória e, finalmente, afectadas ao Orçamento do Estado e ao fundo.

Figura 1 - Processos de cálculo e atribuição das receitas projectadas de GNL do Estado



Inicialmente, as estimativas de produção (GNL e condensado) são recebidas das Concessionárias e analisadas com base nas especificidades dos projectos de GNL (ver Secções 3 e 5 desta Nota Técnica). Os preços do petróleo são previstos com base numa metodologia de média móvel e traduzidos em preços efectivos dos produtos, considerando as condições dos contratos de venda (ver Secção 6). As receitas totais do projecto são então calculadas e as receitas do Estado derivam dos termos estabelecidos nos contratos EPCC (ver Secção 4). As receitas do Estado são então transferidas para a Conta Transitória (denominadas em dólares americanos) e afectadas ao Orçamento do Estado e ao FSM (ver Secção 7).

No âmbito deste processo, a Lei do FSM e os seus regulamentos exigem que as "receitas projectadas" sejam certificadas, o que significa que os pressupostos e os cálculos devem ser submetidos a uma análise por peritos.

3. Projectos de GNL em desenvolvimento [Art.5.2a, Decreto n.º 13/2024]

No total, existem quatro projectos na Área 1 e na Área 4 que devem ser considerados ao avaliar as potenciais receitas futuras de GNL para Moçambique. No entanto, para efeito de planificação orçamental a médio prazo, apenas dois foram incluídos (Coral Sul e Coral Norte). Os outros dois (Mamba e Golfinho/Atum) apresentaram os seus planos de desenvolvimento (PoD), mas o seu desenvolvimento efectivo ainda está pendente por diferentes razões, como se detalha a seguir.

3.1 Área 4 Coral Sul

A Coral Sul foi o primeiro projecto a alcançar a decisão final de investimento (FID) em junho de 2017. A Mozambique Rovuma Venture (MRV) é a concessionária, sendo a ENI a empresa líder que opera a instalação. O projecto consiste numa instalação flutuante de gás natural liquefeito (FLNG) offshore que explora o campo de gás Coral Sul.

De acordo com o seu plano de desenvolvimento de 2016, a instalação tem uma capacidade de 3,37 milhões de toneladas de GNL por ano (MTPA) e 1.282 mil barris de condensado por ano. A produção é inteiramente exportada para mercados internacionais (ou seja, não se aplicam obrigações domésticas). Ela iniciou a produção no final de 2022.

A Coral Sul é o único projecto que já gera receitas de GNL para Moçambique.

3.2 Outros projectos de GNL

Área 4 Coral Norte

A ENI irá implantar um segundo navio flutuante (Coral Norte FLNG) mas não havia ainda tomado sua decisão final de investimento (FID) na ocasião da elaboração das projecções do Cenário Fiscal de Médio Prazo 2025-2027. A instalação FLNG destina-se a replicar o projecto Coral Sul.

De acordo com a companhia, o projecto tem uma capacidade nominal de 3,6 milhões de toneladas de GNL por ano (MTPA).

Exxon / Mamba / Área 4 / Rovuma LNG

Em 2019, foi aprovado o plano de desenvolvimento para um projecto onshore de duas unidades com uma capacidade de 15,2 MTPA⁴. As instalações de GNL serão desenvolvidas dentro do perímetro do contrato EPCC (o mesmo da Coral). Este projecto ainda não atingiu a FID e está a ser objecto de um processo de reformulação⁵. A Área 4 Mamba, liderada pela Exxon, foi adiada para revisão do conceito. Em Março de 2023, a Exxon lançou um processo

⁴ <https://www.nsenenergybusiness.com/projects/rovuma-lng-project-mozambique/>

⁵ De acordo com Rystad, a instalação Mamba's LNG poderia iniciar produção em 2030, mas o início está condicionado a questões de segurança (Fonte: [US EIA Regional Brief: Emerging Hydrocarbon Producers in Africa](#), página 9).

de concurso para redesenhar a fábrica de GNL em terra (com capacidade de produção até 18mtpa)⁶ visando uma FID até 2025, o que significa, com base no seu PoD, uma data de início não antes de 2030.

Total / Golfinho-Atum / Área 1

Por sua vez, a Área 1 Golfinho/Atum, liderada pela Total, atingiu a FID em 2019. Em 26 de Abril de 2021, na sequência de distúrbios em Cabo Delgado, a Total declarou força maior. A Total ainda não sinalizou quando o projecto será reiniciado. O projecto consiste num projecto onshore de dois trens com uma capacidade nominal cerca de 13 MTPA para produzir os campos de gás Golfinho e Atum. A Total está agora a remobilizar os empreiteiros e espera-se que o levantamento da força maior ocorra até 2024⁷.

4. Termos Fiscais [Art.5.2b, Decreto n.º 13/2024]

De acordo com o Artigo 5 da Lei do FSM, as receitas a considerar são as provenientes da produção de GNL nas Áreas 1 e 4, ao largo da Bacia do Rovuma, e de futuros projectos de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. As fontes de receitas são:

- i. Imposto sobre a Produção do Petróleo (IPP);
- ii. Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC);
- iii. Bónus de produção
- iv. Quota-parte do Estado no Petróleo Lucro

Nos primeiros anos de produção de GNL numa área contratual, a previsão das receitas do Estado é comparativamente simples e centra-se essencialmente em dois elementos: o Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP) e a quota-parte do Estado no Petróleo Lucro. Os bónus de produção são pagos em limites mensais predefinidos e, portanto, não irão gerar receitas do Estado adicionais quando o projecto de GNL estiver a funcionar perto da capacidade máxima. O Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC) será pago sobre o resultado líquido apenas após terem sido compensadas as perdas fiscais iniciais muito elevadas.

Cada um dos quatro fluxos de receitas do FSM é descrito em detalhe abaixo.

4.1 Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP)

Nos termos da Lei dos Petróleos e do Decreto n.º 19/2004, ao produzir, a Concessionária deve pagar mensalmente (em espécie ou em dinheiro) o Imposto sobre a Produção do Petróleo (IPP). As taxas do imposto são diferenciadas por produto (Petróleo Bruto ou Gás Natural), produção onshore ou offshore e, para este último, também por profundidade da água. As taxas do IPP são determinadas no momento da aprovação do Plano de Desenvolvimento do projecto.

⁶ Exxonmobil Moçambique (Mar-2023): [Anúncio público para manifestações de interesse](#)

⁷ O Director-Geral Patrick Pouyanne espera "[regressar em meados do ano 2024](#)"

Nos termos do Artigo 13 do Regulamento do Imposto sobre a Produção do Petróleo anexo ao Decreto n.º 19/2024 ou legislação posterior aplicável, a Concessionária apresentará ao serviço competente do Ministério das Finanças e do MIREM, até ao dia 20 de cada mês civil, uma declaração relativa ao mês anterior, incluindo as quantidades mensais produzidas, vendidas, armazenadas, perdas de produção (incluindo injeção de gás) e quaisquer outras informações relevantes para o cálculo.

A alíquota do IPP do EPCC de 2006 baseia-se na profundidade da água. O artigo 11.5.iv do EPCC estabelece que para águas com uma profundidade superior a 500 metros, a alíquota é de 2% para o gás natural e de 3% para o condensado (ver Anexo 2).

Tabela 2 apresenta as alíquotas do IPP assumidas para a Área 4 de acordo com o seu EPCC.

Tabela 2 - Imposto sobre a Produção de Petróleo

Termos fiscais	Área 4
Imposto sobre a produção - GNL	2,0%
Imposto sobre a produção - Condensado	3,0%

Fonte: Área 4 EPCC Secção 11.5(a)(iv).

Além disso, é de salientar que, de acordo com o Decreto-Lei (2014), os termos do contrato serão reabertos para renegociação ao fim de 10 anos, e novamente ao fim de 20 anos, após o início da produção. Caso as partes não concordem com novos termos, o Decreto-Lei (2014) especifica que a alíquota do IPP para o gás aumentará para 4% a partir do 10º aniversário das primeiras exportações e para 6% após o 20º aniversário (artigo 26.10).

O IPP no modelo é calculado anualmente e aplicado separadamente às receitas de condensado e GNL.⁸

4.2 Bónus de produção

Os bónus de produção devem ser pagos no início da produção e na passagem de dois limiares de produção negociáveis e não são recuperáveis. Os limiares de produção são medidos em barris de petróleo equivalente por dia⁹.

⁸ Para detalhes do cálculo, ver Anexo 9.

⁹ De acordo com o Artigo 12 (ii) do EPCC, a conversão para "boe" de gás natural em petróleo bruto é efectuada na base de 1 barril por cada 6.000 pés cúbicos padrão de gás natural.

Tabela 3 - Bónus de produção

Limiares	Área 4
No começo da Produção Comercial Inicial	1 milhão de dólares
Quando atingir, pela primeira vez, uma média diária de 25.000 boe	1 milhão de dólares
Quando atingir, pela primeira vez, uma tranche adicional média de 75 000 boe adicionais por dia	5 milhões de dólares

boe = barris de petróleo equivalente

Fonte: Área 4 EPCC Art.12 (ver Anexo 3)

Em Março de 2023, Moçambique recebeu 2 milhões de dólares em bónus relacionados com a produção da Coral Sul que começou no final de 2022 e atingiu pela primeira vez uma média diária de 25 mil boe.

A MRV apresenta uma previsão trimestral dos direitos de receitas do Estado, que inclui os bónus de produção. Nos anteriores CFMPs, assumiu-se um pagamento de USD 5 milhões para o limiar do bónus de produção de 75 mil boe/dia, com base nos relatórios da MRV que indicavam um pagamento no quarto trimestre de 2023.

No entanto, este pagamento não foi efectuado. Apesar de um aumento robusto da produção entre 2023 e 2024, as previsões trimestrais mais recentes da MRV para 2024 não incluem o pagamento de bónus relacionado com a obtenção desse limiar. Por conseguinte, tendo em conta estas últimas previsões de pagamentos, não foram assumidos quaisquer bónus na previsão do ano de 2025.

4.3 Quota-parte do Estado no Petróleo Lucro

O núcleo do regime fiscal é um sistema de partilha da produção baseado numa afectação da produção em duas etapas.

- Em primeiro lugar, as Concessionárias recuperam os seus custos através de uma afectação da produção denominada "Petróleo Custo". Num determinado ano, esta afectação não pode exceder uma percentagem contractualmente especificada da produção total (ou seja, um limite de recuperação de custos) após o IPP, tal como estabelecido nos EPCC. Quaisquer montantes não recuperados num ano podem ser transportados para serem recuperados em anos subsequentes.
- Em segundo lugar, o volume de produção remanescente após a recuperação dos custos e as deduções do IPP, denominado "Petróleo Lucro", é dividido entre o Estado e as Concessionárias. É utilizada uma escala móvel para atribuir o Petróleo Lucro com base numa medida dos fluxos de caixa acumulados do projecto em relação aos custos de capital acumulados: um rácio conhecido como Factor R.

O movimento entre limiares é determinado pelo rácio (factor R) das entradas de caixa acumuladas divididas pelos custos de capital acumulados e pelos juros capitalizados (EPCC Artigo 9.10 de 2006). As entradas de caixa são líquidas dos impostos sobre o

rendimento de pessoas colectivas pagos e dos custos operacionais (incluindo custos de desmobilização e de juros, conforme descrito no Anexo C do EPCC).

Em termos de recuperação de custos, de acordo com a Secção 9.5 do EPCC da Área 4, o limite anual de recuperação de custos é fixado em 75% (ver Anexo 4).

Como as receitas de Coral Sul deverão oscilar em torno dos USD 1,3 mil milhões, o limite de recuperação de custos de 75% seria válido por uma década. Dado o peso relevante dos custos não recuperados em comparação com as entradas de caixa acumuladas do projecto, prevê-se que o Factor R se mantenha inferior a 1 durante mais tempo.

A Tabela 4 apresenta as percentagens da escala móvel do Factor R para a Área 4 que determinam a quota-parte do Estado no Petróleo Lucro.

Tabela 4 - Quota do Estado do Petróleo Lucro

Factor R	Quota do Estado do Petróleo Lucro
Menos de 1	15%
Entre 1 e 2	25%
Entre 2 e 3	35%
Entre 3 e 4	45%
Superior a 4	55%

Fonte: Área 4 EPCC Secção 9.10 (ver Anexo 5)

Assim sendo, para o ano fiscal de 2025, a previsão assume uma recuperação de custos de 75%, um Factor R inferior a 1 resultando numa quota-parte do Estado no Petróleo Lucro de 15%¹⁰.

4.4 Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC)

O *Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas* (IRPC) aplica-se ao rendimento tributável da Concessionária. O rendimento tributável é a combinação da afectação petrolífera de custo e da afectação do Petróleo Lucro menos as deduções para amortização de capital mais os custos operacionais, despesas de portagem, custos de juros e custos de desmobilização. De acordo com a Secção 11.4 do EPCC 2016 da Área 4, o Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas é calculado separadamente para as empresas que irão deter e operar as instalações de GNL.

Uma redução de 25% da taxa de IRPC sobre o rendimento líquido é aplicada durante um período de 8 anos, com início no primeiro ano de produção (Secção 11.4 (i)). Depois disso, o IRPC será avaliado a uma taxa de 32% (ou à taxa em vigor nos termos da legislação aplicável, consoante a que for mais baixa).

¹⁰ Para detalhes do cálculo, ver Anexo 9.

Na determinação do resultado líquido da Concessionária, as amortizações serão efectuadas nos seguintes termos (Secção 11.4 (ii)):

- 100% para despesas em Operações de Pesquisa (incluindo perfuração e avaliação de poços)
- Taxa anual de 25% para despesas em Operações de Desenvolvimento e Produção (método linear)
- 100% no que respeita às despesas operacionais

A Concessionária tem alguma flexibilidade para a utilização de diferimentos e taxas de amortização (Secção 11.4 (bb) e (iii)), e também pode deduzir até 10% do rendimento tributável das despesas com a formação profissional de trabalhadores moçambicanos (Secção 11.4 (iv)).

Dadas estas disposições, o saldo actual de custos não recuperados, um teto anual de recuperação de custos de 75%, juntamente com as regras de depreciação e deduções, a Concessionária continuará a apresentar prejuízos fiscais em 2025. Na prática, o IRPC só se tornará uma fonte relevante de receitas do Estado quando a maior parte dos custos de capital tiver sido recuperada e os prejuízos fiscais existentes esgotados, o que poderá ocorrer em meados da década de 2030.

Não obstante, o IRPC é considerado nulo, uma vez que Coral Sul, sob pressupostos realistas, durante alguns anos reportará perdas fiscais, conforme descrito na Secção 4.3.

5. Volumes de produção [Art.5.2c, Decreto n.º 13/2024]

Tal como explicado na Secção 3, para o ano fiscal 2025, os volumes previstos consideram apenas o projecto Coral Sul.

O cálculo das receitas projectadas do Estado começa com com estimativas do volume de petróleo que será produzido e vendido.

É importante salientar alguns aspectos básicos para efeitos de cálculo:

- **Medidas:** A produção de GNL é medida em milhões de toneladas por ano (MTPA), enquanto as vendas de GNL são medidas e precificado em milhões de unidades térmicas britânicas (MMBTU). Algum petróleo líquido (condensado) produzido durante o processamento do gás natural é vendido separadamente e é medido e precificado em barris.
- **Calendário:** o ano de início do projecto deve ser definido com base nas melhores informações disponíveis.
- **Utilização da capacidade:** os pressupostos sobre a utilização da capacidade são relevantes. Deve esperar-se um aumento no primeiro ano e a manutenção programada também deve ser considerada ao atribuir o nível de utilização.

Conforme previsto no Artigo 5 do Decreto n.º 13/2024,

"6. A produção esperada é calculada com base em 90% da projecção da produção, de acordo com a informação fornecida pelo Instituto Nacional de Petróleo".

Esta disposição está relacionada com o facto de a utilização das instalações dever ter em conta as paragens para manutenção ou o tempo de inatividade operacional. De acordo com a International Gas Union¹¹, a taxa de utilização da capacidade de GNL varia. Em 2021, a média comunicada da capacidade global em funcionamento foi de 80,4% da capacidade nominal, sendo que um terço atingiu taxas superiores a 90%.

Por conseguinte, o modelo considera 90% da produção anual bruta projectada dos projectos quando em máxima produção.

Relativamente às fontes de dados, para os volumes de produção da Coral Sul, as informações sobre o GNL e o condensado foram fornecidas pelo INP com base no plano de desenvolvimento do Coral de 2016.

A Tabela 5 apresenta as características técnicas dos projectos considerados para o ano fiscal 2025.

Tabela 5 - Pressupostos de produção de Coral Sul – Ano Fiscal 2025

Produção	Unidade	2025
GNL	Mmbtu/ano	178.841.777
Condensado	Barris/ano	1.282.000

Nota: A produção da Coral Sul é assumida a 90% da capacidade nominal.

Fonte: INP

A Tabela 6 apresenta o resultado dos volumes projectados de Coral Sul para o ano fiscal 2025, onde aplica-se o factor de 90%.

Tabela 6 - Pressuposto de produção Coral Sul – Ano Fiscal 2025

Produção	Unidade	2025
GNL	Mmbtu/ano	160.957.599
Condensado	Barris/ano	1.153.800

Nota: A produção da Coral Sul é assumida a 90% da produção esperada.

Fonte: Baseado na projecção do INP

¹¹ [IGU](#) (2022, pág. 39)

6. Previsão do Preço do Petróleo [Art.5.2d e 5.2e, Decreto n.13/2024]

Para evitar que as receitas voláteis do GNL resultem em despesas orçamentais altamente voláteis, o montante das receitas do GNL transferidas para o orçamento do Estado baseia-se numa projecção que depende de um mecanismo de suavização dos preços.

6.1 Preços do Petróleo

A lei do FSM estipula que o Ministério da Economia e Finanças (MEF) gerará no *Cenário Fiscal de Médio Prazo* (CFMP) uma previsão do preço do petróleo com base numa média móvel. O Artigo 5 do Decreto n.13/2024 descreve o método da média móvel da seguinte forma:

"3. A média móvel referida na alínea e) do número anterior é baseada nos preços históricos dos quatro anos imediatamente anteriores ao exercício em que a projecção é realizada, no preço actual e nas estimativas de preços para os dois anos subsequentes, conforme a fórmula abaixo:

$$MMS_n = \frac{x_{n-4} + x_{n-3} + x_{n-2} + x_{n-1} + x_n + x_{n+1} + x_{n+2}}{7}$$

Onde:

- MMS - Médias Móveis Simples;
- X - Preço petrolífero; e
- n - Ano fiscal em causa.

4. Os preços históricos e actuais de petróleo e gás são extraídos de publicações de instituições internacionais especializadas.

5. Os preços projectados são extraídos de publicações de bolsas internacionais de mercados futuros."

O método da média móvel de 4/1/2 considerado tem como fontes de dados as seguintes:

- **Preços históricos:** preços históricos de quatro (4) anos (2020-2023), com base nos preços médios mensais do Brent com prazo de validade determinado, tal como comunicados pela Energy Information Administration dos EUA (US EIA)¹².
- **Preços actuais e futuros:** um (1) ano fiscal corrente e dois (2) anos de mercado de futuros com base nos preços mensais das cotações futuras do petróleo bruto Brent da CME¹³.

Uma vez que a preparação para o CFMP 2025-2027 ocorre no início do ano fiscal, os preços para o ano fiscal actual (2024) e para os anos futuros consideraram as cotações futuras de Brent a partir de 02 de fevereiro de 2024. Note-se que é extremamente importante registar

¹² Ver Anexo 7

¹³ Ver Anexo 8

claramente a data em que as cotações de preços foram obtidas, uma vez que os mercados futuros podem ser voláteis e que estas cotações são normalmente consideradas a melhor informação de mercado disponível nesse momento.

A Tabela 7 apresenta os resultados do cálculo da média móvel para o ano fiscal 2025.

Tabela 7 - Média móvel dos preços do Brent (4/1/2) – Ano Fiscal 2025

Período		2025
Preços médios móveis (4 anos passados, actuais e 2 futuros)	<i>\$/bbl</i>	\$ 78,11

Fonte: Calculado com base na US EIA e na CME (para mais pormenores, ver Anexo 6)

Uma vez calculados os preços previstos do Brent, são utilizados dois conjuntos diferentes de preços correspondentes aos produtos efectivamente vendidos: GNL e condensado.

6.2 Preços efectivos dos produtos

Uma vez que os acordos de venda de gás para o GNL estão maioritariamente indexados ao petróleo, tanto o preço de venda de GNL como o preço do condensado são calculados com base na previsão dos preços do petróleo (petróleo Brent) e calculados como FOB.

Os preços do GNL em \$/mmbtu estão ligados ao preço do petróleo em \$/barril através de uma percentagem (também conhecida como "inclinação"). A previsão utiliza as percentagens fornecidas pelo INP para os projectos da Área 4, que consistem em 10,272% do preço do Brent Crude.

Por sua vez, os preços do condensado são frequentemente vendidos a \$/barril, considerando um prémio ou desconto em relação aos preços do Brent, dependendo das condições comerciais dos produtos. Diferentemente das condições comerciais do GNL, o MF não possui informações sobre contratos de venda de condensado e por enquanto depende de estimativas de desconto a partir de dados históricos.

Com base nos dados de vendas reconciliados da MRV da Coral Sul em 2022-2023, foi aplicado um desconto médio de preço para o condensado de cerca de 13% em comparação com os preços do Brent. Esta média de desconto de 13% é adoptada no modelo para as vendas futuras.

Tabela 8 apresenta o resultado da previsão dos preços dos projectos de GNL para o ano fiscal 2025.

Tabela 8 - Pressupostos de preços dos produtos – Ano Fiscal 2025

Previsão de preços	Período	2025
Média móvel dos preços (4 anos passados, actuais e 2 futuros)	\$/bbl	\$ 78,11
GNL (preço FOB)	\$/mmbtu	\$ 8,02
Condensado (preço FOB)	\$/bbl	\$ 67,96

Fonte: Calculado com base na US EIA, CME, contratos de venda de gás e relatórios mensais da MRV

7. Receitas Projectadas e Afecção

Com base nas informações e nos cálculos descritos para a Coral Sul, as receitas do Estado são calculadas para o CFMP 2025-2027 e, para a proposta de orçamento do exercício de 2025, que exigirá a certificação de um perito independente. Figura 3 ilustra o processo de cálculo das receitas projectadas e a afecção das receitas ao orçamento e fundo do Estado.

Figura 3 - Processos de cálculo e afecção das receitas estatais projectadas de GNL



Uma vez estimados os volumes de GNL e de condensado e os respectivos preços de venda efectivos, são calculadas as receitas brutas. A Tabela 9 apresenta os resultados da projecção de receitas brutas dos produtos de Coral Sul para o ano fiscal 2025.

Tabela 9 - Receitas Brutas Projectadas da Area 4 – Ano Fiscal 2025

	Unidade	2025
Receita Bruta Area 4	<i>milhões USD</i>	1.369,8
<i>Receita do GNL</i>	<i>milhões USD</i>	1.291,4
<i>Receita de condensado</i>	<i>milhões USD</i>	78,4

Fonte: MEF

Considerando o regime fiscal da Área 4, a Tabela 10 apresenta a proposta de receitas projectadas do Estado num total de **USD 78,5 milhões** para o ano fiscal de 2025 a ser aprovado.

Tabela 10 - Receitas Projectadas do Estado - Ano Fiscal 2025

	Unidade	2026
Total Receitas do Estado	<i>milhões USD</i>	78,5
<i>Bónus de Produção</i>	<i>milhões USD</i>	-
<i>Imposto de Produção do Petróleo (IPP)</i>	<i>milhões USD</i>	28,2
<i>Petróleo Lucro</i>	<i>milhões USD</i>	50,3

Fonte: MEF

Por sua vez, a Tabela 11 apresenta as receitas de **USD 47,1 milhões** que serão afectadas ao Orçamento do Estado (CUT-OE) para os ano fiscal de 2025. As receitas restantes, sejam maiores ou menores que 40% das receitas projectadas, devem ser transferidas para a FSM (CUF).

Tabela 11 - Afectação das Receitas Projectadas de GNL do Estado

	Unidade	2026
Total Receitas do Estado	<i>milhões USD</i>	78,5
<i>60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)</i>	<i>milhões USD</i>	47,1

Fonte: MEF

ANEXO

Anexo 1 – Previsão de Receitas do GNL no CFMP 2025-2027

Tabela 10: Previsão da alocação das Receitas do GNL no âmbito da Lei do FSM

Alocação das Receitas do Estado GNL –Segundo Lei do Fundo Soberano	2024	2025	2026	2027	Média CFMP
	<< Projecção CFMP >>				
Projecção de Receitas do Estado (milhões US\$)	74.5	78.5	78.3	90.1	82.3
60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)	44.7	47.1	46.98	54.06	49.4
Afectação projectada para o FSM (CUF)	29.8	31.4	31.3	36.0	32.9
Projecção de Receitas do Estado (milhões MZN)	4,754.2	5,016.2	5,003.4	5,751.0	5,256.8
60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)	2,852.5	3,009.7	3,002.0	3,450.6	3,154.1
Afectação projectada para o FSM (CUF)	1,901.7	2,006.5	2,001.3	2,300.4	2,102.7
<i>Em % do PIB</i>					
Projecção de Receitas do Estado (milhões MZN)	0.32%	0.31%	0.28%	0.29%	0.29%
60% ao Orçamento do Estado (CUT-OE)	0.19%	0.18%	0.17%	0.17%	0.18%
Afectação projectada para o FSM (CUF)	0.13%	0.12%	0.11%	0.12%	0.12%

*Taxa de câmbio de 63,9 MZN/USD

Fonte: MEF

Anexo 2 – Provisões do EPCC da Área 4 para a alíquotas do IPP por profundidade de água

11.8a)	Nos termos da Lei dos Petróleos e do Decreto n.º 19/04, de 2 de Junho, a Concessionária deverá entregar ao Governo, em espécie, a título de imposto sobre a Produção do Petróleo:
i)	uma quantidade correspondente a 5% (cinco por cento) relativamente ao Gás Natural produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato situada em terra; uma quantidade correspondente a 8% (oito por cento) relativamente ao Petróleo Bruto produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato situada em terra;
ii)	uma quantidade correspondente a 4% (quatro por cento) relativamente ao Gás Natural produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade inferior a 100 (cem) metros, e uma quantidade correspondente a 7% (sete por cento) relativamente ao Petróleo Bruto produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade inferior a 100 (cem) metros;
iii)	uma quantidade correspondente a 3% (três por cento) relativamente ao Gás Natural produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade igual ou superior a 100 (cem) metros e inferior a 500 (quinhentos) metros, e uma quantidade correspondente a 5% (cinco por cento) relativamente ao Petróleo Bruto produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade igual ou superior a 100 (cem) metros e inferior a 500 (quinhentos) metros;
iv)	uma quantidade correspondente a 2% (dois por cento) relativamente ao Gás Natural produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade igual ou superior a 500 (quinhentos) metros, e uma quantidade correspondente a 3% (três por cento) relativamente ao Petróleo Bruto produzido a partir de depósitos localizados na Área do Contrato em águas de profundidade igual ou superior a 500 (quinhentos) metros;

Fonte: A4 2006 EPCC Art. 11, pág 46

Anexo 3 - Tranches e montantes do Bónus de Produção

	Bónus de Produção a pagar em Dólares dos Estados Unidos da América
No começo da Produção Comercial Inicial	\$ 1,000,000.00
Quando a produção da Área do Contrato atingir, pela primeira vez, no período de um mês, uma média diária de 25,000 BOE	\$ 1,000,000.00
Quando a produção da Área do Contrato atingir, pela primeira vez, no período de um mês, uma tranche adicional média de 75,000 BOE por dia	\$ 5,000,000.00

Fonte: Área 4 EPCC Art.12, página 50.

Anexo 4 – Provisões do EPCC da Área 4 para o Limite de Recuperação de Custos

9.5 Em cada ano civil, o Petróleo de Custo limitar-se-á a setenta e cinco por cento (75%) do Petróleo Disponível.

Fonte: A4 2006 EPCC

Anexo 5 - Factor R e quota-parte do Petróleo Lucro do Estado e da Concessionária

Factor R	Quota-parte do Governo	Quota-parte da Concessionária
Inferior a um	15%	85%
Igual ou superior a um e inferior a dois	25%	75%
Igual ou superior a dois e inferior a três	35%	65%
Igual ou superior a três e inferior a quatro	45%	55%
Igual ou superior a quatro	55%	45%

Fonte: Área 4 EPCC Secção 9.10, página 34

Anexo 6 - Média móvel do preço do petróleo 2025

Período		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Premissas para a previsão		2024 (histórico + CME)									
Média Anual - Preço Histórico do Petróleo (Dated Brent)	\$/bbl	41.96	70.86	100.93	82.49	-	-	-	-	-	-
Média Anual - Preço Futuro do Petróleo (Brent Crude - CME)	\$/bbl	-	-	-	-	77.35	73.86	71.38	69.91	69.24	69.01
Média Anual - Série de Preços	\$/bbl	41.96	70.86	100.93	82.49	77.35	73.86	71.38	69.91	69.24	69.01
Resultados Previsão de Médio Prazo		2025									
Preços Projectados (4 anos anteriores, ano corrente e 2 futuros)	\$/bbl	78.11									

Fonte: Cálculo do MEF

Anexo 7 – Preços históricos do Petróleo Brent

Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel)										
Decade	Year-0	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5	Year-6	Year-7	Year-8	Year-9
1980's								18.53	14.91	18.23
1990's	23.76	20.04	19.32	17.01	15.86	17.02	20.64	19.11	12.76	17.90
2000's	28.66	24.46	24.99	28.85	38.26	54.57	65.16	72.44	96.94	61.74
2010's	79.61	111.26	111.63	108.56	98.97	52.32	43.64	54.13	71.34	64.30
2020's	41.96	70.86	100.93	82.49						

- = No Data Reported; - = Not Applicable; NA = Not Available; W = Withheld to avoid disclosure of individual company data.

Fonte: US EIA

Anexo 8 - Cotações futuras do Brent na CME - 02 de fevereiro de 2024

← Crude Oil

View an Energy Product ▾

Brent Crude Oil

Futures and Options

GLOBEX CODE ●

LAST

CHANGE

VOLUME

BBJ4

—

—

—

WATCHLISTS

Last Updated 03 Feb 2024 18:15:05 PM CT

OVERVIEW

QUOTES

SETTLEMENTS

VOLUME & OI

TIME & S

FUTURES

OPTIONS ▾

BRENT CRUDE OIL FUTURES - QUOTES

VENUE: GLOBEX

Beginning Monday, April 1, 2024, CME Group settlement data will no longer be accessible through <ftp.cmegroup.com> and will have a delayed publication time of 12:00 a.m. CT on all <cmegroup.com> web pages. Learn about alternate ways to access the data in our [FAQ](#).

🔒

AUTO-REFRESH IS OFF

Last Updated 03 Feb 2024 06:13:06 PM CT. Market data is delayed by at least 10 minutes.

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
📅 APR 2024 BBJ4	OPT	📊	—	—	78.70	—	—	—	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
📅 MAY 2024 BBK4	OPT	📊	—	—	78.41	—	—	—	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
📅 JUN 2024 BBM4	OPT	📊	—	—	78.11	—	—	—	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
📅 JUL 2024 BBN4	OPT	📊	—	—	77.78	—	—	—	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 AUG 2024 BBQ4	 OPT		-	-	77.43	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 SEP 2024 BBU4	 OPT		-	-	77.04	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 OCT 2024 BBV4	 OPT		-	-	76.63	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 NOV 2024 BBX4	 OPT		-	-	76.23	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 DEC 2024 BBZ4	 OPT		-	-	75.82	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JAN 2025 BBF5	 OPT		-	-	75.43	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 FEB 2025 BBG5	 OPT		-	-	75.06	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAR 2025 BBH5	 OPT		-	-	74.76	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 APR 2025 BBJ5	 OPT		-	-	74.48	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAY 2025 BBK5	 OPT		-	-	74.20	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUN 2025 BBM5	 OPT		-	-	73.92	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUL 2025 BBN5	 OPT		-	-	73.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 AUG 2025 BBQ5	 OPT		-	-	73.40	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 SEP 2025 BBU5	 OPT		-	-	73.18	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 OCT 2025 BBV5	 OPT		-	-	72.97	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 NOV 2025 BBX5	 OPT		-	-	72.76	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 DEC 2025 BBZ5	 OPT		-	-	72.54	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JAN 2026 BBF6	 OPT		-	-	72.32	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 FEB 2026 BBG6	 OPT		-	-	72.12	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAR 2026 BBH6	 OPT		-	-	71.95	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 APR 2026 BBJ6	 OPT		-	-	71.78	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAY 2026 BBK6	 OPT		-	-	71.61	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUN 2026 BBM6	 OPT		-	-	71.44	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUL 2026 BBN6	 OPT		-	-	71.28	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 AUG 2026 BBQ6	 OPT		-	-	71.12	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 SEP 2026 BBU6	 OPT		-	-	70.96	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 OCT 2026 BBV6	 OPT		-	-	70.82	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 NOV 2026 BBX6	 OPT		-	-	70.67	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 DEC 2026 BBZ6	 OPT		-	-	70.52	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JAN 2027 BBF7	 OPT		-	-	70.42	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 FEB 2027 BBG7	 OPT		-	-	70.32	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAR 2027 BBH7	 OPT		-	-	70.22	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 APR 2027 BBJ7	 OPT		-	-	70.12	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAY 2027 BBK7	 OPT		-	-	70.03	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUN 2027 BBN7	 OPT		-	-	69.94	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUL 2027 BBN7	 OPT		-	-	69.86	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 AUG 2027 BBQ7	 OPT		-	-	69.77	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 SEP 2027 BBU7	 OPT		-	-	69.68	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 OCT 2027 BBV7	 OPT		-	-	69.60	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 NOV 2027 BBX7	 OPT		-	-	69.52	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 DEC 2027 BBZ7	 OPT		-	-	69.44	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JAN 2028 BBF8	 OPT		-	-	69.41	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 FEB 2028 BBG8	 OPT		-	-	69.38	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAR 2028 BBH8	 OPT		-	-	69.35	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 APR 2028 BBJ8	 OPT		-	-	69.32	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAY 2028 BBK8	 OPT		-	-	69.29	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUN 2028 BBM8	 OPT		-	-	69.25	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUL 2028 BBN8	 OPT		-	-	69.22	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 AUG 2028 BBQ8	 OPT		-	-	69.18	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 SEP 2028 BBU8	 OPT		-	-	69.15	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 OCT 2028 BBV8	 OPT		-	-	69.12	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 NOV 2028 BBX8	 OPT		-	-	69.10	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 DEC 2028 BBZ8	 OPT		-	-	69.07	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JAN 2029 BBF9	 OPT		-	-	69.06	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 FEB 2029 BBG9	 OPT		-	-	69.05	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAR 2029 BBH9	 OPT		-	-	69.04	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 APR 2029 BBJ9	 OPT		-	-	69.03	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAY 2029 BBK9	 OPT		-	-	69.02	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUN 2029 BBM9	 OPT		-	-	69.01	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUL 2029 BBN9	 OPT		-	-	69.00	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 AUG 2029 BBQ9	 OPT		-	-	68.99	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 SEP 2029 BBU9	 OPT		-	-	68.98	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 OCT 2029 BBV9	 OPT		-	-	68.98	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 NOV 2029 BBX9	 OPT		-	-	68.98	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 DEC 2029 BBZ9	 OPT		-	-	68.98	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JAN 2030 BBF0	 OPT		-	-	68.95	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 FEB 2030 BBG0	 OPT		-	-	68.92	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAR 2030 BBH0	 OPT		-	-	68.89	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 APR 2030 BBJ0	 OPT		-	-	68.87	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAY 2030 BBK0	 OPT		-	-	68.85	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUN 2030 BBM0	 OPT		-	-	68.83	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUL 2030 BBN0	 OPT		-	-	68.81	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 AUG 2030 BBQ0	 OPT		-	-	68.79	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 SEP 2030 BBU0	 OPT		-	-	68.77	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 OCT 2030 BBV0	 OPT		-	-	68.75	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 NOV 2030 BBX0	 OPT		-	-	68.73	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 DEC 2030 BBZ0	 OPT		-	-	68.71	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JAN 2031 BBF1	 OPT		-	-	68.69	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 FEB 2031 BBG1	 OPT		-	-	68.67	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAR 2031 BBH1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024

MONTH	OPTIONS	CHART	LAST	CHANGE	PRIOR SETTLE	OPEN	HIGH	LOW	VOLUME	UPDATED
 APR 2031 BBJ1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 MAY 2031 BBK1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUN 2031 BBM1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 JUL 2031 BBN1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 AUG 2031 BBQ1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 SEP 2031 BBU1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 OCT 2031 BBV1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 NOV 2031 BBX1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024
 DEC 2031 BBZ1	 OPT		-	-	68.65	-	-	-	0	13:45:34 CT 02 Feb 2024

[About this Report](#)

[Return to top](#)

All market data contained within the CME Group website should be considered as a reference only and should not be used as validation against, nor as a complement to, real-time market data feeds. Settlement prices on instruments without open interest or volume are provided for web users only and are not published on Market Data Platform (MDP). These prices are not based on market activity.

CME OPEC Watch Tool



Stay up to date with the probabilities of certain outcomes of the next OPEC meeting using NYMEX WTI Crude Oil option prices.

Interactive Expiration Calendar



Use this calendar to find relevant product dates and CME Group holiday hours.

Option Settlement Tools



Analyze settlement values for all CME Group options products, including both settlement prices and implied volatilities.

Open Interest Profile Tool



Analyze open interest and open interest change patterns for each expiration within the selected product.

Fonte: CME

Anexo 9 - Cálculos das Receitas do GNL ao Ano Fiscal 2025 – Projecção Área 4

ÁREA 4 - CORAL SUL

1.	Premissas de entrada para Receita Bruta	Unidades	Fontes de dados de entrada	Período: 2025	
Coral Sul					
(1.a)	% assumida de utilização da capacidade do FLNG Coral Sul	% da capacidade anual do FLNG		90%	
(1.b)	Capacidade total para venda do GNL	mmbtu por ano	INP	178.841.777	
(1.c)	Volume de vendas do GNL na capacidade % de entrada	mmbtu por ano	Aplicado % de produção esperada anual	160.957.599	(1.a)*(1.b)
(1.d)	Volume de vendas de condensado na capacidade total	barris por ano	INP	1.282.000	
(1.e)	Volume de vendas de condensado na % de capacidade de entrada	barris por ano	Aplicado % de produção esperada anual	1.153.800	(1.a)*(1.d)
Volumes Totais					
(1.1)	Volume total de vendas do GNL			160.957.599	(1.b)
(1.2)	Volume total de vendas de condensado			1.153.800	(1.e)
(1.3)	Previsão de preço do Brent	\$/barril	Método Média Móvel 7 anos	78,11	
(1.4)	Diferencial do condensado para o Brent	% de desconto.	Média em histórico de vendas	-13,00%	
(1.5)	Preço de venda FOB condensado	\$/barril	Aplicado desconto do condensado	67,96	(1.3)*(1 + (1.4))
(1.6)	Preço do GNL por mmbtu como % do Brent	% do preço do Brent		10,272%	
(1.7)	Preço de venda FOB do GNL	\$/mmbtu		8,02	(1.3) * (1.6)
2.	Cálculos de Receitas Brutas - Área 4				
(2.1)	Receita do GNL	\$ Milhões		1.291,4	(1.1) * (1.7)
(2.2)	Receita de condensado	\$ Milhões		78,4	(1.2) * (1.5)
(2.3)	Total Receita bruta	\$ Milhões		1.369,8	(2.1) * (2.2)

CÁLCULO DE RECEITAS DO ESTADO

3.	Premissas de Entrada de Receitas do Estado - Área 4				
(3.1)	IPP — Gás	% da Receita Bruta de GNL	Area 4 EPCC Sect11.5(a)(iv)	2,0%	
(3.2)	IPP — Condensado	% da Receita Bruta de Condensado	Area 4 EPCC Sect11.5(a)(iv)	3,0%	
(3.3)	Limite de recuperação de custos anual	% da Receita Bruta menos IPP	Area 4 EPCC Sect 9.5	75,0%	
(3.4)	Participação no Petróleo Lucro (Gás) do Estado quando R<1	% do Petróleo Lucro	Area 4 EPCC Sect 9.10	15,0%	
4.	Cálculos de Receita do Estado - Área 4				
(4.1)	IPP - Gás (2% da Receita Bruta de gás)	\$ Milhões		25,8	(2.1) * 2%
(4.2)	IPP - Líquidos (3% da Receita Bruta de líquidos)	\$ Milhões		2,4	(2.2) * 3%
(4.3)	Receita líquida após IPP	\$ Milhões		1.341,7	(2.3)-(4.1)- (4.2)
(4.4)	Receita líquida alocada a custos (75%)	\$ Milhões		1.006,2	(4.3) * 75%
(4.5)	Petróleo Lucro disponível após recuperação de custos	\$ Milhões		335,4	(4.3) - (4.4)
(4.6)	Participação do Estado no Petróleo Lucro	%		15%	
(4.7)	Participação do Estado no Petróleo Lucro	\$ Milhões		50,3	(4.5) * (4.6)
(4.8)	Bônus de Produção	\$ Milhões		-	
(4.9)	Imposto sobre a Renda (IRPC)	\$ Milhões		-	
(4.10)	Projecção de Receitas do Estado - Área 4	\$ Milhões		78,5	
(4.11)	% das receitas do Estado no projecto	% da Receita Bruta		5,73%	(4.10) / (2.3)