



CENTRO DE INTEGRIDADE PÚBLICA  
Anticorrupção - Transparência - Integridade

# CONTRATOS NO SECTOR DE GÁS PERMITEM A MANIPULAÇÃO DE PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

- Contratos de pesquisa e produção de petróleo e gás, assinados após a aprovação da legislação sobre preços de transferência, continuam a permitir que empresas pratiquem preços de transferência discrepantes, influenciando directamente na tributação no sector



**Título:** CONTRATOS NO SECTOR DE GÁS PERMITEM A MANIPULAÇÃO DE PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

**Director:** Edson Cortez

**Autor:** Rui Mate

**Revisão de pares:** Estrela Charles, Gift Essinalo, Borges Nhamirre, Edson Cortez, Ivan Maússe, Aldemiro Bande, Zanele Chilundo

**Colaboração:** Temóteo Cumbe

**Propriedade:** CIP

**Revisão linguística:** Samuel Monjane

Maputo, 2024



CENTRO DE INTEGRIDADE PÚBLICA

Anticorrupção - Transparência - Integridade

## **CONTRATOS NO SECTOR DE GÁS PERMITEM A MANIPULAÇÃO DE PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA**

- Contratos de pesquisa e produção de petróleo e gás, assinados após a aprovação da legislação sobre preços de transferência, continuam a permitir que empresas pratiquem preços de transferência discrepantes, influenciando directamente na tributação no sector

Maputo, Maio de 2024

# Índice

Sumário Executivo.....	5
1 Introdução.....	5
2 Contratos do sector de gás violam a regulamentação sobre os Preços de Transferência.....	7
3 Impacto Directo dos Preços de Transferência.....	9
4 Adendas Contratuais Reforçam a Prática de Preços Discricionários.....	10
4.1 Desafios na Adaptação dos Contratos às Regras de Preços de Transferência.....	10
4.2 Confidencialidade nos Contratos Mineiros: Um Obstáculo à Transparência.....	11
5 Reguladores do sector sem respostas frente às questões colocadas sobre preços de transferência...	11
6 Conclusão.....	12
6.1 Recomendações.....	12
7 Documentos Consultados.....	13
ANEXOS.....	18

## Sumário Executivo

A legislação moçambicana sobre preços de transferência, em vigor desde Dezembro de 2007, visa garantir a equidade nas transações entre empresas relacionadas e assegurar uma tributação justa do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (IRPC). O Regulamento dos Preços de Transferência (RPT) foi implementado para preencher lacunas na legislação, permitindo uma abordagem mais estruturada.

Entretanto, contratos no sector de gás ainda violam as regulamentações de preços de transferência, permitindo preços diferenciados para empresas afiliadas e não afiliadas. Essa prática persistente, mesmo após 2007, representa um risco substancial para as receitas fiscais. Ademais, adendas contratuais têm ampliado a discrepância de preços, reforçando a violação da lei de preços de transferência.

Estudos indicam que a prática de preços de transferência abusivos resultou em perdas significativas para o Estado moçambicano, especialmente nos sectores de gás e mineração. Projectos como o Coral FLNG apresentam estruturas comerciais que facilitam a manipulação de preços, aumentando ainda mais os riscos financeiros para o país. A empresa Sasol contribuiu negativamente para o Estado, em cerca de 50 milhões de dólares, entre 2004-2014, devido ao uso de preços de transferência abusivos.

A adaptação de contratos antigos às mudanças legislativas tem sido complexa, enfrentando diversos desafios. A falta de revisão dos contratos antigos levanta preocupações sobre a conformidade e a transparência no sector. Além disso, a confidencialidade nos contratos mineiros tem sido um obstáculo à transparência, limitando a participação pública no processo.

A falta de respostas dos reguladores sectoriais sobre as questões colocadas em relação aos preços de transferência levanta preocupações sobre a transparência e a prestação de contas no sector de recursos naturais. A ausência de cooperação e transparência destaca a necessidade de medidas adicionais para fortalecer a supervisão e a fiscalização do sector.

O texto recomenda, de forma geral, ao Instituto Nacional de Petróleo (INP) a realização de auditorias detalhadas para identificar e corrigir quaisquer violações das normas de preços de transferência. Isso é crucial para garantir a equidade nas transações e proteger as receitas fiscais do país.

## 1. Introdução

No sector extrativo, os *royalties*<sup>1</sup> e os impostos sobre o lucro são, geralmente, baseados no valor do recurso transacionado. Consequentemente, é de extrema importância que qualquer transacção envolvendo a compra e venda de recursos naturais seja avaliada correctamente. Devido à frequência e escala das transações entre partes relacionadas, o risco potencial para as receitas fiscais pode ser alto devido ao não cumprimento das regras de preços de transferência<sup>2</sup>, especialmente em relação ao valor dos recursos extraídos<sup>3</sup>.

No entanto, apesar do estabelecimento de um quadro legal em Moçambique, observa-se uma persistência na violação das normas, permitindo-se que empresas relacionadas possam praticar preços de transferência abusivos. No país, este risco é mais acentuado, especialmente nos sectores de petróleo e gás. Observa-se que os 11 contratos assinados entre o Governo e as empresas do sector, após a introdução da legislação sobre preços de transferência, permitem a prática de preços diferenciados quando as empresas transferem bens, serviços ou propriedade intelectual entre unidades ou subsidiárias dentro da mesma empresa, afectando directamente a tributação e as finanças.

A implementação da legislação sobre preços de transferência em Moçambique, a partir de Dezembro de 2007, foi uma medida crucial para garantir a equidade nas transações entre empresas relacionadas, bem como para assegurar a plena concorrência<sup>4</sup> e justiça na tributação do Imposto de Rendimento sobre Pessoas Coletivas (IRPC).

A temática dos preços de transferência tem a sua consagração no Código do Imposto sobre o Rendimento de

1 Pagamentos feitos com base na extração ou produção de recursos naturais. Uma espécie de imposto sobre a produção.

2 O preço de transferência é o preço praticado numa transacção entre duas entidades que fazem parte do mesmo grupo económico de empresas.

3 OECD/IGF (2023). *Determining the Price of Minerals: A Transfer Pricing Framework*, IGF, Ottawa/OECD Publishing, Paris. Disponível no site: <https://doi.org/10.1787/de6ec0c5-en>. Acesso 09/04/2024

4 CIP (Novembro 2019). *Visão Geral sobre os Preços de Transferência*. Edição No 10. Toru Nakamura, PhD. Disponível no site: [https://www.cipmoz.org/old\\_new/2019/11/01/visao-geral-sobre-os-precos-de-transferencia/](https://www.cipmoz.org/old_new/2019/11/01/visao-geral-sobre-os-precos-de-transferencia/). Acesso 09/04/2024

Pessoas Colectivas (CIRPC)<sup>5</sup>. Apesar do CIRPC atribuir competência à Autoridade Tributária para efectuar correcções para a determinação do lucro tributável, não se encontravam detalhados os procedimentos a serem observados em sede das correcções sobre preços de transferência, o que constituía uma lacuna grave na legislação. O Regulamento dos Preços de Transferência (RPT)<sup>6</sup>, veio preencher essas lacunas.

A aplicação de preços discrepantes em transações com empresas relacionadas e não relacionadas constitui parte das estratégias das empresas para reduzirem a receita fiscal do projecto, ao subestimarem o valor de mercado da mercadoria<sup>7</sup>. Estima-se que apenas com as transações da Sasol Petroleum Temane (SPT), registada em Moçambique, e a Sasol Petroleum International (SPI), registada e baseada na África do Sul, o Estado tenha perdido cerca de 50 milhões de dólares devido a preços de transferência abusivos entre as duas empresas no período entre 2004-2014<sup>8</sup>.

As formas mais comuns de subestimação são feitas através de vendas a preços reduzidos para uma empresa afiliada ou correlacionada, pelo uso de vendas antecipadas ou ainda pela protecção do preço ou *price hedging*, ou inflacionando os custos de comercialização da mercadoria<sup>9</sup>.

Esta prática pode resultar em perda de receitas fiscais para o Estado muito superiores aos 50 milhões de dólares mencionados com as operações da Sasol. Os preços mais baixos praticados em transações com empresas afiliadas podem levar a uma menor base tributável. Além disso, isso pode distorcer a competição no mercado, beneficiando empresas afiliadas em detrimento das não-afiliadas e prejudicando a justiça fiscal.

Além das implicações fiscais, a discrepância de preços de transferência pode afectar a transparência e a confiança no ambiente de negócios do país, desencorajando potenciais investidores e prejudicando a reputação internacional de Moçambique como destino de investimento<sup>10</sup>.

Esta análise foca-se especificamente nos desafios enfrentados na adaptação e conformidade dos contratos celebrados após a implementação da regulamentação dos preços de transferência, bem como nas respostas das entidades reguladoras diante das questões levantadas. O texto resulta de análise documental e entrevistas com informantes-chave. Para o efeito, foram analisados os contratos de concessão, legislação pertinente, artigos/relatórios académicos e entrevistas com autoridades relevantes, incluindo representantes do Instituto Nacional de Minas (INAMI), Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME) e Autoridade Tributária (AT).

O texto divide-se em sete partes. A parte introdutória (Introdução) estabelece o contexto geral. Segue-se uma análise dos contratos no sector de gás, que evidencia violações das regulamentações sobre os Preços de Transferência. A terceira parte aborda as consequências imediatas dessas violações. Em seguida, é discutido, na quarta parte, como as adendas contratuais contribuem para reforçar a prática de preços discricionários. O texto continua, na quinta parte, examinando a questão da confidencialidade nos contratos mineiros e como isso se torna um obstáculo à transparência. Finalmente, destaca-se, na sexta parte, a falta de respostas dos reguladores do sector diante das questões levantadas sobre os preços de transferência. A conclusão, sétima e última parte, resume as descobertas e destaca a importância de enfrentar esses desafios. No final apresenta-se uma lista de documentos consultados que oferece referências adicionais para aprofundar a compreensão do tema.

5 Lei nº 34/2007 de 31 de Dezembro

6 Decreto 70/2017 de 6 de Dezembro

7 Hubert, D (2017). *Muitas Maneiras de Perder um Bilhão - Como os Governos Não Conseguem Garantir uma Partilha Justa dos Recursos Naturais*. Publish What You Pay. Disponível no site: <https://cipmoz.org/wp-content/uploads/2020/05/PWYP-Report-ManyWaysToLoseABillion-PR-PRINT.pdf>. Acesso: 29/02/2024

8 CIP (Outubro, 2017). Inflação de custos e preços de transferência - Sasol continuará a enriquecer e o estado moçambicano a “vaca leiteira”. Inocência Mapisse. Disponível no site: <https://cipmoz.org/wp-content/uploads/2018/08/Texto-Sasol-FINAL-.pdf>. Acesso: 09/04/2024

9 Idem

10 CIP (Novembro 2019). *Visão Geral sobre os Preços de Transferência*. Edição No 10. Toru Nakamura, PhD. Disponível no site: [https://www.cipmoz.org/old\\_new/2019/11/01/visao-geral-sobre-os-precos-de-transferencia/](https://www.cipmoz.org/old_new/2019/11/01/visao-geral-sobre-os-precos-de-transferencia/). Acesso 09/04/2024

## 2. Contratos do sector de gás violam a regulamentação sobre os Preços de Transferência

A implementação da legislação sobre os preços de transferência tem como principal objectivo garantir a equidade nas transacções entre empresas relacionadas, equiparando os preços praticados nessas operações aos aplicados em transacções entre empresas não relacionadas. Além disso, o instrumento legal visa assegurar a plena concorrência e a justiça na tributação do Imposto de Rendimento sobre Pessoas Coletivas (IRPC)<sup>11</sup>.

Apesar do actualizado quadro legal sobre o assunto, nota-se a existência de contratos petrolíferos celebrados após 31 de Dezembro de 2007, isto é, após aprovação da regulamentação dos preços de transferência, os quais continuam a representar um risco elevado de prática de preços de transferência abusivos e violam a norma sobre preços de transferência, através do uso de preços diferenciados na venda de hidrocarbonetos para empresas relacionadas e não relacionadas.

Um total de 11 contratos, disponíveis na página do Instituto Nacional de Petróleo (INP), ilustram essa situação (quadro 1 abaixo). Estabelecem diferentes preços para a venda de petróleo e gás, dependendo se o comprador é uma empresa relacionada ou não relacionada. Esta disposição é praticamente a mesma apresentada nos contratos assinados antes da introdução da legislação sobre os preços de transferência.

Esses 11 contratos, como é o caso do Contrato para as áreas “Offshore” 3 e 6 da Bacia do Rovuma, assinado no dia 10 de Outubro de 2008, estabelecem que:

1. Para vendas a empresas não relacionadas, o preço é calculado com base no preço médio ponderado, do petróleo ou do gás, entregue pela concessionária durante o mês, ajustado pelos custos reais incorridos pela concessionária;
2. Para vendas a empresas relacionadas, o preço é determinado considerando dois factores: *i)* o preço médio ponderado, do petróleo ou do gás, conforme relatado no “*Platts Oilgram da S&P Global*”<sup>12,13</sup>; e *ii)* um prêmio ou desconto baseado na qualidade e no custo de colocação no mercado. Estabelecem ainda que, se o Governo celebrar um contrato de compra de petróleo ou gás com a concessionária, o preço não pode exceder o cobrado para empresas relacionadas<sup>14</sup>.

Com base na redação dos contratos, no artigo referente a determinação dos preços (ver exemplo no anexo1), é possível identificar a existência de três potenciais riscos relacionados a preços de transferência nesses contratos. O primeiro relaciona-se à prática de preços diferentes entre empresas afiliadas e não afiliadas. Isso pode criar uma brecha para manipulação de preços para fins de evasão fiscal.

O segundo refere-se à falta de transparência nos preços estipulados. Os contratos mencionam a possibilidade de ajustes nos preços com base em critérios como qualidade do petróleo bruto e custos de colocação no mercado. Esses critérios são subjetivos e podem ser explorados para a manipulação de preços. O terceiro refere-se às condições especiais para vendas ao Governo. O contrato prevê condições especiais para vendas de petróleo e gás ao Governo, incluindo a exigência de que os preços não excedam os praticados em vendas para empresas afiliadas.

Para além de poder gerar distorções nos preços e favorecer determinadas partes, no que diz respeito às empresas públicas, isto também pode ser interpretado como uma forma de subsídios ocultos que distorcem os preços de mercado e as condições de concorrência, proporcionando às empresas públicas uma vantagem que não está disponível aos concorrentes do sector privado. Ao favorecer as empresas estatais em detrimento das empresas privadas, a eficiência do mercado é afectada.

Importa referir que alguns contratos petrolíferos mais recentes, como são os casos dos contratos para as áreas Z5D, Z5C, A5B, A5A e PT5-C, possuem o diferencial do acréscimo do Ministério da Economia e Finanças (MEF) como uma das entidades com autonomia para acordar o preço que será aplicado na venda do gás natural e gás natural liquefeito (GNL), ambos às empresas afiliadas. Nos contratos anteriores este acordo era apenas entre o MIREME e concessionária.

11 Camara de Comercio de Moçambique (2022). Manual Pratico de Preços de Transferência. 2º Seminário Nacional de Preços de Transferência AT&CCM.

12 Platts Oilgram é um relatório de preços de *commodities*, especificamente focado no mercado de petróleo. Ele é publicado pela S&P Global Platts, uma das principais fontes de informações e preços no sector de energia e *commodities*. O Platts Oilgram fornece análises de mercado, preços actualizados e informações sobre as tendências do mercado de petróleo, incluindo os preços de referência para diferentes tipos de petróleo bruto. Essas informações são amplamente utilizadas por empresas do sector de energia, investidores e instituições financeiras para tomar decisões de negócios e estratégicas relacionadas ao mercado de petróleo.

13 link para S&P: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/pt/products-services/oil/oilgram-price-report>

14 Ver exemplo do artigo 10 do contrato entre o Governo e ENH para o Bloco de Búzi, assinado no dia 31 de Outubro de 2008 isto é, após a entrada em vigor do RPT.

A inclusão do MEF implica uma mudança significativa. Isso indica um maior controle financeiro e fiscalização, potencialmente aumentando a transparência e a supervisão financeira. No entanto, também pode resultar em negociações mais complexas, com critérios de fixação de preços diferentes e uma dinâmica de negociação mais desafiadora entre as partes envolvidas.

Portanto, embora os contratos forneçam diretrizes para determinar os preços de venda de petróleo e gás, é fundamental notar que existem potenciais riscos de manipulação de preços que podem não estar em conformidade com as normas fiscais devido à prática de preços de transferência.

*Quadro 1: Relação das empresas do sector de hidrocarbonetos com contratos assinados depois de 2007 e com diferenças na aplicação de preços entre empresas afiliadas e não afiliadas*

Nr. Ord	Contrato	Data de Assinatura	Partes Envolvidas
1	Contrato para as áreas “Offshore” 3 e 6 da Bacia do Rovuma	10 de Outubro de 2008	PC Mozambique (Rovuma Basin) Ltd ENH, E.P.
2	Contrato para o Bloco de Búzi	31 de Outubro de 2008	ENH, E.P. Búzi Hydrocarbons
3	Contrato para a área “A” Onshore Bacia de Moçambique	21 de Setembro de 2010	Sasol Petroleum Mozambique Exploration, Limitada ENH, E.P.
4	Adenda ao contrato da área 1 “Offshore” do Bloco de Rovuma	05 de Maio de 2017	Total E&P Mozambique Área 1 Limitada (Operador) Mitsui E&P Mozambique Área 1 Limitada ENH, E.P BPRL Ventures Mozambique B.V. Beas Rovuma Energy Mozambique Limitada ONGC Videsh Limited PTTEP Mozambique Área 1 Limitada
5	Contrato para a área Z5D	08 de Outubro de 2018	ExxonMobil RN Zambezi North PTE, LTD, ENH, E.P.
6	Contrato para a área Z5C	08 de Outubro de 2018	ExxonMobil RN Zambezi South PTE, LTD, ENH, E.P.
7	Contrato para a área A5B	08 de Outubro de 2018	ExxonMobil RN Angoche PTE, LTD ENH, E.P.
8	Contrato para a área A5A	17 de Outubro de 2018	Eni Mozambico S.p.A Sasol Petroleum Mozambique Exploration Limitada ENH, E.P.
9	Contrato para a área PT5-C	17 de Outubro de 2018	Sasol Petroleum Mozambique Exploration ENH, E.P.
10	Contrato para a área de Mazenga “Onshore”	Dezembro de 2018	ENH, E.P.
11	Acordo Complementar II para a área 4 Offshore do Bloco de Rovuma	09 de Agosto de 2019	Mozambique Rovuma Venture S.p.A, KG Mozambique LTD Galp Energia Rovuma B.V. ENH, E.P.

Fonte: INP



### Caixa 1: Riscos Associados aos Preços de Transferência ao Longo da Cadeia de Valor

No geral, a exploração de recursos naturais envolve as seguintes fases: *i*) exploração; *ii*) desenvolvimento; e *iii*) produção. No mundo moderno, as empresas multinacionais também se envolvem em actividades logísticas e de venda na fase intermediária, bem como no processamento na fase final. Considerando estas fases, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) e o Fórum Intergovernamental sobre Mineração, Minerais, Metais e Desenvolvimento Sustentável (IGF) estabeleceram um quadro de riscos comuns de preços de transferência ao longo da cadeia de valor da mineração.

Neste quadro, o OCDE e IGF ressaltam que apesar dos riscos de preços de transferência surgirem geralmente quando há uma transacção transfronteiriça entre partes relacionadas, os mesmos aplicam-se quando há transacções domésticas entre partes relacionadas. Os principais riscos de preços de transferências nas várias fases de exploração de recursos naturais incluem:

1. **Exploração** – os riscos de preços de transferência surgem de serviços técnicos intra-grupo ou aluguer intra-grupo de equipamentos especializados (cobrança acima de um preço de mercado para a prestação do serviço e/ou uso do equipamento);
2. **Desenvolvimento** – nesta fase, os riscos podem ser: *i*) financiamento entre partes relacionadas, como dívida entre partes relacionadas, instrumentos derivativos e outras estruturas de financiamento alternativas; *ii*) serviços intra-grupo, como serviços técnicos, de gestão e trabalhadores expatriados; *iii*) riscos relacionados ao uso de tecnologias específicas; *iv*) riscos associados à aquisição ou aluguer de equipamentos; e *v*) riscos relacionados a compras de consumíveis, como diesel e pneus;
3. **Produção** – nesta fase, os riscos podem ser: *i*) preços de transferência relacionados à venda a partes relacionadas, especialmente em vendas *offshore*; e *ii*) uso de entidades de vendas e marketing intra-grupo, que podem cobrar taxas de serviço ou comissão de forma inadequada, precificar os produtos incorretamente ou receber descontos indevidos no preço de venda;
4. **Processamento, Logística, Venda e Pós-Produção** – nestas fases os riscos são iguais aos da fase de produção com os seguintes acréscimos: *i*) riscos de preços de transferência decorrentes de cobranças excessivas em instalações de processamento intra-grupo; *ii*) riscos associados ao transporte de minerais para diferentes localidades, incluindo custos de frete e seguro; *iii*) riscos cambiais decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio durante transações internacionais; e *iv*) transferência inadequada de custos de reabilitação e abandono.

Para mitigar esses riscos, é importante que os países adotem políticas e práticas eficazes de preços de transferência, como as recomendadas pela OCDE, e que haja uma cooperação internacional para garantir a transparência e a justiça fiscal na exploração de recursos naturais.

## 3. Impacto Directo dos Preços de Transferência

O Centro de Integridade Pública (CIP, 2017)<sup>15</sup> demonstrou que o facto da compra e venda do gás de Pande e Temane ocorrer dentro do mesmo grupo, Sasol, gera riscos de distorção dos preços de transferência, sendo a Sasol registada em Moçambique (SPT) a transferir os ganhos para a Sasol Petroleum International (SPI), registada e baseada na África do Sul. Neste estudo, foi estimado que as perdas de receitas para o Estado moçambicano foram de cerca de 50 milhões de dólares, devido a preços de transferência abusivos entre SPT e SPI, num período de 10 anos de operações, isto é, entre 2004 e 2014. Nesse estudo, foi referido que a SPT vende gás para a SPI a preços substancialmente abaixo dos preços de mercado, com uma diferença média de 5 dólares por GigaJoules.

Em outro estudo, o CIP demonstrou que a estrutura adoptada pelo consórcio do projecto Coral FLNG – área 4 da bacia do Rovuma, Campo Coral Sul - com vista à acomodação da produção do GNL, apresentava riscos de ocorrência de preços de transferência abusivos, uma das técnicas muito usadas por empresas do sector extractivo para transferir ilicitamente recursos financeiros do país onde o projecto está localizado para a empresa em si. O estudo indica que o risco deriva da estrutura comercial montada pelo consórcio do projecto Coral Sul FLNG, bem como da estrutura de financiamento ao FLNG<sup>16</sup>. Igualmente, as garantias da ENI, empresa-mãe, também podem representar um risco de preços de transferência se a mesma emitir garantias para as suas subsidiárias em Moçambique. As preocupações com os preços de transferência decorrem principalmente da avaliação da garantia.

15 CIP (Outubro, 2017). *Inflação de custos e preços de transferência - Sasol continuará a enriquecer e o estado moçambicano a “vaca leiteira”*. inocência Mapisse. Disponível no site: <https://cipmoz.org/wp-content/uploads/2018/08/Texto-Sasol-FINAL-.pdf>. Acesso: 09/04/2024

16 CIP (Setembro, 2019). *Preços de Transferência no Sector Extractivo como Mecanismo de Saída Ilícita de Capitais*. Edição No 6. inocência Mapisse. Disponível no site: [https://www.cipmoz.org/old\\_new/2019/09/29/precos-de-transferencia-no-sector-extractivo-como-mecanismo-de-saida-ilicita-de-capitais/](https://www.cipmoz.org/old_new/2019/09/29/precos-de-transferencia-no-sector-extractivo-como-mecanismo-de-saida-ilicita-de-capitais/). Acesso: 09/04/2024

As análises acima referidas mostram que a possibilidade concedida às concessionárias de aplicar preços diferenciados para empresas afiliadas e não afiliadas, para além de violarem claramente a legislação de preços de transferência em Moçambique, têm um impacto extremamente negativo para as finanças do Estado.

## 4. Adendas Contratuais Reforçam a Prática de Preços Discricionários

Os contratos para as áreas 1 e 4 “Offshore” da Bacia do Rovuma, assinados em 20 de Dezembro de 2006, foram alvo de adendas em 2017 e 2019. A expectativa, ao realizar essas alterações, era que elas estivessem em conformidade com o quadro legal dos preços de transferência já em vigor no país naquelas datas. No entanto, o que aconteceu foi exatamente o oposto. As adendas acabaram fortalecendo a prática de estabelecer preços diferenciados para empresas afiliadas e não afiliadas.

Em vez de ajustar os contratos para cumprir com as regulamentações dos preços de transferência, as adendas apenas ampliaram a instituição de preços distintos. Por exemplo, no caso da adenda ao contrato da área 1, além do petróleo e gás natural, que já estavam contemplados nos Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção (CCPPs), foram adicionados múltiplos preços alternativos que o consórcio poderia aplicar na venda do gás natural às suas afiliadas.

Essas acções representam uma clara violação da legislação dos preços de transferência, aprovada pelo mesmo Governo que participou na celebração dos CCPPs e suas adendas. (ver anexo 2, trechos relevantes da adenda ao contrato da área 1 “Offshore” e do Segundo Acordo Complementar ao contrato da área 4 “Offshore” da Bacia do Rovuma).

### 4.1 Desafios na Adaptação dos Contratos às Regras de Preços de Transferência

Moçambique enfrenta o desafio de lidar com contratos celebrados antes da implementação do quadro legal dos preços de transferência que não são exclusivos de Moçambique. Adaptar contratos antigos às mudanças legislativas futuras, como a introdução do RPT, é complexo. Essa complexidade deve-se à necessidade de revisão e modificação de termos contratuais já estabelecidos aos interesses divergentes das partes envolvidas, ao impacto financeiro e jurídico das mudanças, à complexidade técnica e jurídica envolvida, às negociações prolongadas e aos potenciais impactos operacionais e administrativos. Estas mudanças requerem uma abordagem cuidadosa e colaborativa para garantir conformidade e equidade para todas as partes envolvidas<sup>17</sup>.

No caso específico analisado neste texto, foram identificados quatro contratos, disponíveis na página do INP designadamente o contrato assinado em 01 de Junho de 2005, para os blocos 16 e 19, o contrato de 20 de Dezembro de 2006 para a área 1 “offshore” da Bacia do Rovuma, o contrato de 20 de Dezembro de 2006 para a área 4 “offshore” da Bacia do Rovuma e o contrato de 18 de Abril de 2007 para a área “Onshore” da Bacia do Rovuma.

Estes contratos não estão legalmente obrigados à implementação da legislação dos preços de transferência, no entanto, mesmo que existam lacunas na legislação local sobre preços de transferência, as regras do país onde a empresa relacionada está registada também são relevantes. Isto pode explicar por que algumas empresas optam por registar-se em locais considerados paraísos fiscais, como as Maurícias, onde podem contornar requisitos de divulgação mais rigorosos.

No entanto, tratando-se de uma prática que promove a transparência e a boa governação dos recursos extractivos, esperava-se que os contratos fossem revistos e ajustados para se adequarem às novas regras por meio de adendas. No entanto, mesmo os contratos objecto de adendas acabaram reforçando a violação do referido quadro legal. (Ver anexo 3, exemplo trecho do contrato da Eni East Africa S.p.A.)

<sup>17</sup> Costa, J. et al. (2023). *Complexidade e Contratos: enfoques teóricos e possibilidades metodológicas*. 1.ed – Curitiba: IODA, 2023. 226p.: il.; 23cm. Disponível no site: <https://codaip.com.br/wp-content/uploads/2023/10/Complexidade-e-contratos.pdf>. Acesso 09/04/2024

## 4.2 Confidencialidade nos Contratos Mineiros: Um Obstáculo à Transparência

Contratos mineiros, assinados tanto antes quanto depois da implementação do quadro legal dos preços de transferência em Moçambique<sup>18</sup>, determinam o uso de preços de mercado tanto para as vendas dos minérios às empresas não-afiliadas quanto para as afiliadas, o que está em conformidade com a legislação dos preços de transferência.

Entre os contratos assinados antes da implementação da regulamentação, temos apenas dois exemplos. O contrato com a Highland African Mining Company, Lda, que entrou em vigor a 23 de Dezembro de 2002, e o contrato com a Kenmare Moma Mining, LTD, assinado a 21 de Janeiro de 2002. Ambos os contratos incluem cláusulas que determinam o uso de preços de mercado para a venda dos minérios produzidos.

Entre os contratos celebrados após a implementação da regulamentação constam diversos exemplos, como o contrato com a Capitol Resources, Lda, de Dezembro de 2017, e o contrato com a Twigg Exploration and Mining, Limitada, assinado a 04/07/2018, entre outros. Esses contratos também seguem a mesma linha, exigindo o uso de preços de mercado em transações com empresas afiliadas e não afiliadas.

No entanto, é importante notar que apesar desses contratos estabelecerem a utilização de preços de mercado e exigirem a notificação ao Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME) sobre vendas às empresas afiliadas, bem como a possibilidade de ajuste dos preços se houver discordância, eles, também, impõem confidencialidade ao processo de fiscalização e ajustamento. Isso significa que o público não tem acesso às informações e não pode participar activamente do processo de garantia da transparência nesses procedimentos.

Essa falta de transparência pode ser uma preocupação, já que limita a capacidade de o público monitorar e garantir a equidade e a justiça nas transações relacionadas aos recursos minerais do país. A participação pública é essencial para promover a responsabilidade e a integridade nessas actividades extractivas e a confidencialidade excessiva pode minar esses esforços. Portanto, é importante desenvolver mecanismos para aumentar a transparência e a prestação de contas em relação aos contratos de mineração e às transações de recursos minerais em Moçambique.

## 5. Reguladores do sector sem respostas frente às questões colocadas sobre preços de transferência

Questionados, tanto o Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME), quanto o Instituto Nacional de Minas (INAMI), sobre as razões que levaram os contratos mineiros a não permitirem a participação do público no processo de fiscalização e ajustamento para o valor justo de mercado dos preços aplicados pelos concessionários mineiros, a resposta recebida do INAMI remete à responsabilidade da Autoridade Tributária de Moçambique (AT) e sugere que os esclarecimentos desejados sejam directamente solicitados junto da AT.

Segundo informações fornecidas pela AT<sup>19</sup>, o Regime dos Preços de Transferência (RPT) é aplicado apenas às concessionárias que têm contratos que determinam essa prática ou para as quais os contratos não especificam uma fórmula para calcular o preço do produto. Se o contrato estabelece uma fórmula, a AT é obrigada a segui-la, pois o contrato é considerado uma fonte de direito. Embora isso possa resultar em prejuízos na arrecadação de receitas, a AT deve cumprir com o que está estabelecido nos contratos de concessão durante sua vigência. Não há distinção no tratamento entre empresas cujos contratos foram assinados antes ou depois da introdução da legislação sobre os preços de transferência em Moçambique, pois todos os contratos têm estabilidade fiscal durante sua vigência. Quanto aos Contratos de Preços Antecipados (CPAs), a AT afirmou que não tem envolvimento, pois a sua actuação é autónoma, e que a celebração desses contratos é da responsabilidade dos Ministérios dos Recursos Minerais e Energia e da Economia e Finanças.

Embora se tenha solicitado entrevistas ao INP e ao MIREME para responderem a todas as questões levantadas ao longo desta pesquisa, até ao seu término, essas instituições ainda não haviam fornecido resposta. Solicitou-se também o posicionamento da Procuradoria-Geral da República, uma vez que a violação da legislação dos preços de transferência em vigor no país constitui um crime público. Infelizmente a PGR não se pronunciou sobre o assunto.

A falta de resposta do INP e do MIREME levanta preocupações sobre a transparência e a prestação de contas

<sup>18</sup> Pelo menos os disponíveis na página do Instituto Nacional de Minas (INAMI)

<sup>19</sup> Coordenador da Unidade de Tributação da Indústria Extractiva na AT, Anibal Mbalango,

no sector de recursos naturais de Moçambique. Como entidades responsáveis pela gestão e supervisão dos recursos petrolíferos e minerais do país, a ausência de esclarecimentos dessas instituições essenciais mina a confiança pública e levanta questões sobre a sua eficácia na garantia da conformidade regulamentar e da transparência nos contratos de concessão.

Além disso, a ausência de uma resposta da Procuradoria-Geral da República também suscita preocupações sobre a capacidade do sistema legal em garantir o cumprimento da legislação existente sobre preços de transferência e a responsabilização das partes envolvidas em caso de possíveis violações.

A falta de cooperação e transparência das instituições governamentais destaca a necessidade premente de medidas adicionais para fortalecer a supervisão e a fiscalização do sector de recursos naturais em Moçambique, garantindo a conformidade regulamentar, a equidade fiscal e a transparência nas transacções relacionadas a esses recursos vitais para o desenvolvimento do país.

## 6. Conclusão

A análise detalhada dos contratos e práticas relacionadas com os preços de transferência no sector extractivo de Moçambique revela uma série de desafios e preocupações significativas. A implementação da legislação sobre preços de transferência foi um passo crucial para garantir a equidade nas transacções entre empresas relacionadas, bem como para assegurar a justiça na tributação. No entanto, várias lacunas e violações persistem, representando sérios riscos para as receitas fiscais do país e para a transparência no ambiente de negócios.

Os contratos petrolíferos, em particular, continuam a apresentar práticas de preços de transferência abusivos, com empresas estabelecendo preços diferenciados para vendas a empresas afiliadas e não afiliadas. Essas discrepâncias nos preços não só prejudicam as receitas fiscais do Estado, como também distorcem a competição no mercado e minam a confiança dos investidores.

Além disso, as adendas contratuais, em vez de ajustarem os contratos para cumprir com as regulamentações dos preços de transferência, acabaram fortalecendo a prática de estabelecer preços diferenciados. Este é um exemplo claro de como os interesses das empresas muitas vezes prevalecem sobre as normas regulatórias. A confidencialidade nos contratos mineiros também representa um obstáculo à transparência, limitando a capacidade do público de monitorar e garantir a equidade nas transacções.

A falta de respostas claras e transparentes das entidades reguladoras, como o INP, o MIREME e a PGR, levanta sérias preocupações sobre a eficácia do sistema em garantir a conformidade regulamentar e a prestação de contas.

### 6.1 Recomendações

Considerando tudo o que foi exposto, é de recomendar o seguinte:

**Ao Instituto Nacional de Petróleo (INP):** revisão dos contratos petrolíferos celebrados após a implementação da regulamentação dos preços de transferência e realização de auditorias detalhadas para identificar e corrigir quaisquer violações das normas de preços de transferência;

**Ao Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME):** trabalhar em estreita colaboração com a Autoridade Tributária (AT) para desenvolver diretrizes claras sobre os preços de transferência a serem incluídas nos contratos e corrigir a situação actual. Rever as cláusulas de confidencialidade nos contratos de mineração para aumentar a transparência;

**À Autoridade Tributária (AT):** intensificar as fiscalizações para garantir que as empresas respeitem as regras de preços de transferência e a implementação de medidas de transparência e divulgação para aumentar a prestação de contas das empresas petrolíferas;

**Ao Instituto Nacional de Minas (INAMI):** responder prontamente a questões levantadas sobre o sector mineiro, especificamente sobre os preços de transferência nos contratos de concessão; e

**À Procuradoria-Geral da República:** investigar e processar quaisquer violações das regulamentações de preços de transferência e responsabilização das partes envolvidas em práticas abusivas de preços de transferência.

## 7. Documentos Consultados

Câmara de Comércio de Moçambique (2022). Manual Prático de Preços de Transferência. 2º Seminário Nacional de Preços de Transferência AT&CCM.

Charles, T (2021). O papel do Decreto nº. 70/2017 de 6 de Dezembro e preços de transferência nas indústrias extractivas em Moçambique - Caso de estudo: Sasol Petroleum Temane (SPT). Instituto Superior de Gestão e Empreendedorismo Guaza Muthini. REVES - Revista Relações Sociais, Vol. 04 N. 04 (2021). <https://periodicos.ufv.br/reves>. eISSN: 2595-4490

CIP (Outubro, 2017). Inflação de custos e preços de transferência - Sasol continuará a enriquecer e o estado moçambicano a “vaca leiteira”. Inocência Mapisse. Disponível no site: <https://cipmoz.org/wp-content/uploads/2018/08/Texto-Sasol-FINAL-.pdf>. Acesso: 09/04/2024

CIP (Setembro, 2019). Preços de Transferência no Sector Extractivo como Mecanismo de Saída Ilícita de Capitais. Edição No 6. Inocência Mapisse. Disponível no site: [https://www.cipmoz.org/old\\_new/2019/09/29/precos-de-transferencia-no-sector-extractivo-como-mecanismo-de-saida-ilicita-de-capitais/](https://www.cipmoz.org/old_new/2019/09/29/precos-de-transferencia-no-sector-extractivo-como-mecanismo-de-saida-ilicita-de-capitais/). Acesso: 09/04/2024

CIP (Novembro 2019). Visão Geral sobre os Preços de Transferência. Edição No 10. Toru Nakamura, PhD. Disponível no site: [https://www.cipmoz.org/old\\_new/2019/11/01/visao-geral-sobre-os-precos-de-transferencia/](https://www.cipmoz.org/old_new/2019/11/01/visao-geral-sobre-os-precos-de-transferencia/). Acesso 09/04/2024

Costa, J. et al. (2023). Complexidade e Contratos: enfoques teóricos e possibilidades metodológicas.1.ed – Curitiba: IODA, 2023. 226p.: il.; 23cm. Disponível no site: <https://codaip.com.br/wp-content/uploads/2023/10/Complexidade-e-contratos.pdf>. Acesso 09/04/2024

Decreto 70/2017 de 6 de Dezembro

Hubert, D (2017). Muitas Maneiras de Perder um Bilhão - Como os Governos Não Conseguem Garantir uma Partilha Justa dos Recursos Naturais. Publish What You Pay. Disponível no site: <https://cipmoz.org/wp-content/uploads/2020/05/PWYP-Report-ManyWaysToLoseABillion-PR-PRINT.pdf>. Acesso: 29/02/2024

Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (2007). Lei nº 34/2007 de 31 de Dezembro. Boletim da República: I série, Nº 52 (2007)

OECD/IGF (2023). Determining the Price of Minerals: A Transfer Pricing Framework, IGF, Ottawa/OECD Publishing, Paris. Disponível no site: <https://doi.org/10.1787/de6ec0c5-en>. Acesso 09/04/2024

# ANEXOS

## ANEXO 1: Contrato de concessão para pesquisa e produção entre o Governo de Moçambique e ENH para o Bloco de Búzi

### CONTRATO DE CONCESSÃO PARA PESQUISA E PRODUÇÃO

ENTRE

O GOVERNO DA REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE

E

EMPRESA NACIONAL DE HIDROCARBONETOS,  
EMPRESA PÚBLICA

PARA

BLOCO DE BÚZI  
REPÚBLICA DE MOÇAMBIQUE



### Artigo 10 Determinação do Valor do Petróleo

10.1 O valor do Petróleo referido nos artigos 9 e 11 será, na medida em que tal Petróleo consista em Petróleo Bruto, determinado no final de cada mês civil, começando no mês civil em que tenha início a Produção Comercial de Petróleo Bruto. No caso de tal Petróleo consistir em Gás Natural, tal valor será determinado no final de cada mês civil, começando no mês em que tenha início a entrega comercial no Ponto de Entrega.

10.2 O valor para cada qualidade de exportação individual de Petróleo Bruto será:

a) no caso de vendas a Empresas não-Afiladas, o preço médio ponderado por barril no Ponto de Entrega de cada qualidade de exportação individual de Petróleo Bruto, apurado por referência aos preços FOB (com o significado definido nos INCOTERMS de 2000), a que esse Petróleo Bruto foi vendido pela Concessionária durante esse mês civil; ou

b) se a Concessionária vender o Petróleo Bruto a um terceiro em condições diferentes das condições FOB (conforme definido nos Incoterms de 2000), para efeitos deste Contrato deverá ser aplicado um preço FOB calculado sob a forma líquida ("net-back"). O preço FOB calculado sob a forma líquida ("net-back") será estabelecido através da dedução ao preço acordado, os custos reais e directos incorridos pela Concessionária no cumprimento das obrigações decorrentes dos respectivos contratos de venda a que acresçam as obrigações inerentes aos termos de um contrato FOB;

c) no caso de vendas a Empresas Afiladas, o preço que for acordado entre a MIREM e a Concessionária com base na adição conjunta dos dois factores seguintes:

i) o preço médio ponderado FOB do mês civil para o Petróleo Bruto de classificação Brent, ou outra classificação apropriada de Petróleo Bruto para a produção e para o período em questão, ponderada basear-se-á nos dias de cada mês civil em que o Petróleo

32



de fecho estiver cotado no relatório de cotações "Platts Oilgram". Serão ignorados os dias sem cotações de preços, como os dias de semana e feriados.

ii) um prémio ou desconto sobre o preço do Petróleo Bruto de classificação Brent, ou qualquer outra classificação apropriada de Petróleo Bruto para a produção e para o período em questão, a determinar por referência à qualidade do Petróleo Bruto produzido a partir da Área do Contrato e o custo de colocação desse Petróleo Bruto no mercado.

10.3 Nos casos em que o MIREM e a Concessionária não consigam acordar um preço nos termos da alínea c) do artigo 10.2, serão adoptados os seguintes procedimentos por forma a determinar o prémio ou desconto referidos no citado artigo:

a) o MIREM e a Concessionária apresentarão um ao outro as suas avaliações do prémio ou desconto, juntamente com uma explicação dos factores-chave considerados na determinação do prémio ou desconto;

b) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREM e pela Concessionária estiverem, relativamente um ao outro, compreendidos no intervalo de 10 US \$ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, será calculada a média para efeitos de fixação do valor final do Petróleo Bruto;

c) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREM e pela Concessionária divergirem em mais de 10 US \$ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, cada um deles apresentará de novo ao outro, no 3º (terceiro) Dia Útil a contar da primeira troca de informação, um prémio ou desconto revisado;

d) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREM e pela Concessionária na segunda troca de informação estiverem compreendidos, relativamente um ao outro, no intervalo de 10 US \$ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, será calculada a média para efeitos de fixação do valor final do Petróleo Bruto.

33



e) se o prémio ou o desconto apresentados na segunda troca de informação divergirem em mais de 10 US \$ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, a questão será submetida à decisão de um porão único nos termos do artigo 30.6, o qual estabelecerá um preço com base nos critérios enunciados na alínea c) do artigo 10.2, mas sempre dentro dos limites estabelecidos pelas Partes nos termos da alínea d) do artigo 10.3.

10.4 O valor calculado para o Gás Natural produzido a partir dos jazigos da Área do Contrato será:

a) no caso de vendas a Empresas não-Afiladas, o preço médio ponderado por Gigajoule de Gás Natural de especificação comercial no Ponto de Entrega em que tal Gás Natural tenha sido entregue pela Concessionária durante esse mês civil, deverá ser o preço médio ponderado por Gigajoule de todo o restante Gás Natural de especificação comercial entregue durante o mesmo mês civil proveniente de jazigos sujeitos à jurisdição da República de Moçambique e a média ponderada de preços disponíveis afixados ou publicitados para combustíveis alternativos ao Gás Natural para consumidores industriais de grande dimensão, incluindo geradores eléctricos, no mercado onde os mesmos tenham sido entregues aos consumidores finais;

b) no caso de vendas a Empresas Afiladas, o preço estipulado na alínea a) supra para vendas a Empresas não-Afiladas ou o preço acordado entre o MIREM e a Concessionária.

10.5 No caso de o Governo celebrar com a Concessionária um Contrato comercial de Compra e Venda de Gás ou de Petróleo Bruto para a compra, pelo Governo, de Petróleo Bruto ou de Gás Natural à Concessionária, o preço de tais vendas não deverá exceder o preço do Petróleo Bruto ou do Gás Natural proveniente da Área do Contrato vendido a Empresas Afiladas, conforme estabelecido nos termos deste Artigo 10.

34



## ANEXO 2: Trechos relevantes sobre preços de transferência da adenda ao contrato da área 1 “Offshore”

<p style="text-align: center;"><b>Cláusula 6</b> <b>Determinação do Valor do GNL e do Gás Natural</b></p> <p>É eliminado o artigo 10.4 do Contrato e substituído pelo seguinte:</p> <p><b>10.4</b> O valor calculado para o Gás Natural produzido a partir de Depósitos de Petróleo da Área do Contrato para um mês civil será:</p> <p>a) No caso de vendas de Gás Natural (que não seja GNL) a Empresas não-Afiliadas nesse mês civil, o preço obtido por Gigajoule desse Gás Natural no Ponto de Entrega aplicável, em conformidade com o contrato de venda relevante;</p> <p style="text-align: center;">8</p> <p>b) No caso de vendas de Gás Natural (que não seja GNL) a uma Concessionária ou a quaisquer Empresas Afiliadas,</p> <p>i) o preço médio ponderado por Gigajoule de Gás Natural vendido durante esse mês civil para vendas a Empresas não-Afiliadas, conforme estipulado na alínea a), <i>supra</i>; ou</p> <p>ii) quando não existirem vendas a Empresas não-Afiliadas nesse mês civil, o preço médio ponderado por Gigajoule de todas as outras vendas de Gás Natural com especificação comercial entregues durante o mesmo mês civil a partir de Depósitos de Petróleo sujeitos à jurisdição da República de Moçambique; ou</p> <p>iii) caso não existam outras vendas referidas nas sub-alíneas i) ou ii) desta alínea b) <i>supra</i>, o preço médio ponderado por combustíveis alternativos ao Gás Natural para consumidores industriais de grande dimensão, incluindo geradores eléctricos, no mercado em que esse Gás Natural tenha sido entregue aos consumidores finais; ou</p> <p>iv) o preço acordado entre o MIREME e a Concessionária, caso exista, o qual prevalecerá sobre as determinações de valor estabelecidas nas sub-alíneas i) a iii) desta alínea b) <i>supra</i>;</p> <p>c) No caso de vendas de Gás Natural entregue como GNL, num mês civil,</p> <p>i) no caso de vendas a Empresas não-Afiliadas, o preço médio ponderado líquido de venda de GNL, expresso em Dólares dos Estados Unidos da América por milhão de unidades técnicas britânicas (“<i>mmbtu</i>”), calculado como sendo a receita total líquida por todas as vendas de GNL entregue durante esse mês civil, menos o valor agregado das Deduções (de acordo com o Anexo “C” do presente Contrato) incorridas relativamente a unidades técnicas britânicas (“<i>mmbtu</i>”), de GNL, carregado durante o mês respeitante a essas vendas; e</p> <p>ii) no caso de vendas a uma Concessionária ou a quaisquer Empresas Afiliadas, esse preço será ao) calculado da mesma forma que se encontra estipulada na sub-alínea i) da alínea c) <i>supra</i>, para as vendas a Empresas não-Afiliadas, ou b) o preço acordado entre o MIREME e a Concessionária.</p>	<p>5.2 Para efeitos do CCPP, o valor calculado para o Gás Natural produzido a partir de cada Empreendimento da Área 4 e entregue como GNL ou Gás Natural por Gasoduto deve ser calculado separadamente para efeitos de imposto sobre a Produção de Petróleo Disponível, e num mês de calendário será:</p> <p>(a) no caso de vendas a Empresas não-Afiliadas, igual à média ponderada dos preços de venda de Gás Natural Relevante em dólares dos Estados Unidos por MMBtu, calculado como Receitas Brutas recebidas em relação a todas as vendas a Empresas não-Afiliadas de Gás Natural Relevante carregado como GNL ou entregue como Gás Natural por Gasoduto durante esse mês menos as Deduções aplicáveis (conforme definidas no Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4) incorridas relativamente a essas vendas, dividido pelo volume total, em MMBtu, de Gás Natural Relevante carregado como GNL ou entregue como Gás Natural por Gasoduto durante o mês em relação a tais vendas; e</p> <p>(b) no caso de vendas a Empresas Afiliadas, a média ponderada do preço de venda de Gás Natural Relevante em dólares dos Estados Unidos por MMBtu, calculado como Receitas Brutas recebidas em relação a todas as vendas a Empresas Afiliadas de Gás Natural Relevante carregado como GNL ou entregue como Gás Natural por Gasoduto durante esse mês menos as Deduções aplicáveis (conforme definidas no Anexo 5 deste 2º Acordo Complementar da Área 4) incorridas relativamente a essas vendas, dividido pelo volume total, em MMBtu, de Gás Natural Relevante carregado como GNL ou entregue como Gás Natural por Gasoduto durante o mês em relação a tais vendas,</p> <p style="text-align: right;">sempre na condição de que não haverá dupla contagem das receitas ao abrigo deste 2º Acordo Complementar da Área 4 e/ou ao abrigo do CCPP e/ou ao abrigo do Acordo Complementar do Coral Sul celebrado entre as Partes em 1 de Junho de 2017.</p>
--	--

# ANEXO 3: Trecho do contrato da Eni East Africa S.p.A.

## Artigo 10 Determinação do Valor do Petróleo

10.1 O valor do Petróleo referido nos artigos 9 e 11 será, na medida em que tal Petróleo consista em Petróleo Bruto, determinado no final de cada mês civil, começando no mês civil em que tenha início a Produção Comercial de Petróleo Bruto. No caso de tal Petróleo consistir em Gás Natural, tal valor será determinado no final de cada mês civil, começando no mês em que tenha início a entrega comercial no Ponto de Entrega.

10.2 O valor para cada qualidade de exportação individual de Petróleo Bruto será:

- a) no caso de vendas a Empresas não-Afiladas, o preço médio ponderado por barril no Ponto de Entrega de cada qualidade de exportação individual de Petróleo Bruto, sendo os preços FOB com o significado definido nos Incoterms 2000, a que esse Petróleo Bruto foi vendido pela Concessionária durante esse mês civil; ou
- b) se a Concessionária vender o Petróleo Bruto a um terceiro em condições diferentes das condições FOB (conforme definido nos Incoterms de 2000) então, para efeitos deste Contrato, deverá ser aplicada um preço FOB calculado sob a forma líquida ("net-back"). O preço FOB calculado sob a forma líquida ("net-back") será estabelecido através da dedução ao preço acordado, os custos reais e directos incorridos pela Concessionária no cumprimento das obrigações decorrentes dos respectivos contratos de venda a que acedem as obrigações inerentes aos termos de um contrato FOB
- c) no caso de vendas a Empresas Afiladas, o preço que for acordado entre o MIREM e a Concessionária com base na adição conjunta dos dois factores seguintes:
  - i) o preço médio ponderado FOB do mês civil para o Petróleo Bruto de classificação Brent, ou outra classificação apropriada de Petróleo Bruto para a produção e para o período em questão. A média ponderada basear-se-á nos

Escuallari copy

37

deixar de cada mês civil em que um preço de facto estiver cotado no rotatório de cotações "Platts Oilgram". São ignorados os dias sem cotações de preços, como os de fim-de-semana e feriados;

- ii) um prémio ou desconto sobre o preço do Petróleo Bruto de classificação Brent, ou qualquer outra classificação apropriada de Petróleo Bruto para a produção em questão, a determinar por referência à qualidade do Petróleo Bruto produzido a partir da Área do Contrato e o custo de colheita desse Petróleo Bruto no mercado.

10.3 Nos casos em que o MIREM e a Concessionária não consigam acordar um preço nos termos da alínea c) do artigo 10.2, serão adoptados os seguintes procedimentos por forma a determinar o prémio ou desconto referido no citado artigo:

- a) o MIREM e a Concessionária apresentarão um ao outro as suas avaliações do prémio ou desconto, juntamente com uma explicação dos factores-chave considerados na determinação do prémio ou desconto;
- b) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREM e pela Concessionária estiverem, relativamente um ao outro, compreendidos no intervalo de 10 US ¢ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, será calculada a média para efeitos de fixação do valor final do Petróleo Bruto;
- c) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREM e pela Concessionária divergirem em mais de 10 US ¢ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, cada um deles apresentará de novo ao outro, no 3º (terceiro) dia útil a contar da primeira troca de informação, um prémio ou desconto revisado;
- d) se o prémio ou o desconto apresentados separadamente pelo MIREM e pela Concessionária na segunda troca de informação estiverem compreendidos, relativamente um ao outro, no intervalo de 10 US ¢ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, será calculada a média para efeitos de fixação do valor final do Petróleo Bruto;

Escuallari copy

38

- e) se o prémio ou o desconto apresentados na segunda troca de informação divergirem em mais de 10 US ¢ (dez Cêntimos dos Estados Unidos da América) por barril, a questão será submetida à decisão de um perito único nos termos do artigo 30.6, o qual estabelecerá um preço com base nos critérios enunciados na alínea c) do artigo 10.2, mas sempre dentro dos limites estabelecidos pelas Partes nos termos da alínea d) do artigo 10.3.

10.4 O valor calculado para o Gás Natural produzido a partir dos jazigos da Área do Contrato será:

- a) no caso de vendas a Empresas não-Afiladas, o preço médio ponderado por Gigajoule de Gás Natural de especificação comercial no Ponto de Entrega em que tal Gás Natural tenha sido entregue pela Concessionária durante esse mês civil, deverá ser o preço médio ponderado por Gigajoule de todo o restante Gás Natural de especificação comercial entregue durante o mesmo mês civil proveniente de jazigos sujeitos à jurisdição da República de Moçambique e a média ponderada de preços disponíveis afixados ou publicitados para combustíveis alternativos ao Gás Natural para consumidores industriais de grande dimensão, incluindo geradores eléctricos, no mercado onde os mesmos tenham sido entregues aos consumidores finais.
- b) no caso de vendas a Empresas Afiladas, o preço estipulado na alínea a) supra para vendas a Empresas não-Afiladas ou o preço acordado entre o MIREM e a Concessionária.

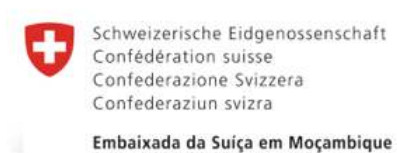
10.5 No caso de o Governo celebrar com a Concessionária um Contrato comercial de Compra e Venda de Gás e/ou de Petróleo Bruto para a compra, pelo Governo, de Petróleo Bruto e/ou de Gás Natural à Concessionária, o preço de tais vendas não deverá exceder o preço do Petróleo Bruto e/ou do Gás Natural proveniente da Área do Contrato vendido a Empresas Afiladas, conforme estabelecido nos termos deste Artigo 10.

Escuallari copy

39



Parceiros:



Norwegian Embassy



Suécia  
Sverige



Reino dos Países Baixos

