



CENTRO DE INTEGRIDADE PÚBLICA

Anticorrupção - Transparência - Integridade

Exploração de Gás Natural de Pande e Temane

**INFLAÇÃO DE CUSTOS E PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA**

**SASOL CONTINUARÁ A ENRIQUECER  
E O ESTADO MOÇAMBICANO A “VACA LEITEIRA”**







CENTRO DE INTEGRIDADE PÚBLICA  
Anticorrupção - Transparência - Integridade

Exploração de Gás Natural de Pande e Temane

**INFLAÇÃO DE CUSTOS E PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA**

# **SASOL CONTINUARÁ A ENRIQUECER E O ESTADO MOÇAMBICANO A "VACA LEITEIRA"**

Adriano Nuvunga e Inocência Mapisse

Maputo, Outubro de 2017

# ÍNDICE

<b>SUMÁRIO EXECUTIVO</b> .....	5
<b>I. INTRODUÇÃO</b> .....	7
<b>2. PPA – DESENVOLVIMENTOS APÓS A PRIMEIRA DÉCADA DE EXPLORAÇÃO DO GÁS NATURAL DE PANDE E TEMANE</b> .....	8
2.1. Evolução e Liberalização do Preço de Venda do Gás .....	8
2.2. Capacidade da CPF versus Aumento da Produção.....	11
2.3. Custos (de Capital e Operacionais) do Projecto de Pande e Temane .....	13
2.3.1. Custos de Capital .....	13
2.3.2. Custos de Operação .....	14
2.4. Conflito de Interesses versus Preços de Transferência .....	14
2.5. Receitas da Sasol Petroleum Temane .....	15
2.6. Receitas Pagas ao Estado .....	17
<b>3. CONCLUSÕES</b> .....	19
<b>4. RECOMENDAÇÕES</b> .....	21
<b>5. REFERÊNCIAS E NOTAS</b> .....	22

# Sumário Executivo

Com o título “Exportações de Gás de Pande-Temane para a África do Sul: Primeiro grande projecto do sector extractivo frustra as expectativas dos moçambicanos”, em 2013, o CIP publicou um relatório que analisa o primeiro projecto de exploração de gás natural em Moçambique que resultava de um acordo entre o Governo moçambicano e a multinacional sul-africana Sasol, assinado em 2000, em forma de Acordo de Produção de Petróleo (PPA). Analisando as receitas da Sasol e do Estado moçambicano, este relatório cobre o período que vai desde o início da produção em 2004 até 2012.

Quatro anos depois, em 2017, o CIP publica o presente relatório que actualiza o primeiro. Esta análise cobre os desenvolvimentos havidos no PPA, após a publicação do primeiro relatório, o de 2013, até Dezembro de 2016, e constata que:

Tal como previsto no contrato do PPA, findos os primeiros 10 anos de exploração de gás natural de Pande e Temane pela Sasol, não só houve a liberalização do preço que consistiu na retirada da ‘cláusula’ de limites no método de cálculo do preço do gás natural de Pande e Temane como também houve o aumento assinalável da produção de gás natural, mas a elevada expectativa de que a combinação destes factores iria impulsionar um aumento significativo das receitas do Estado não se concretizou.

A narrativa oficial é a de que foi a queda internacional de preços que esterilizou o potencial de a liberalização do preço de venda de gás de Pande e Temane aumentar significativamente a receita do Estado. É verdade que a liberalização do preço ocorreu num contexto de significativa queda dos preços de gás a nível internacional, mas é um aspecto ínfimo como factor explicativo do não aumento da receita do Estado.

Afectando negativamente o nível de arrecadação do Estado no projecto, três factores esterilizaram o aumento da receita da Sasol Petroleum Temane (SPT) – a entidade que paga o Imposto de Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC) ao Estado – no período em análise:

- Primeiro, para além do capital inicial que foi aumentado em 66% do inicialmente previsto, houve um investimento adicional de um valor altíssimo de US\$400 milhões visando o aumento da capacidade da unidade central de processamento que contribuiu bastante para a redução da matéria colectável nos primeiros anos após o investimento;
- Segundo, os custos de operação do projecto declarados foram muito elevados, representando, em média, cerca de 50% das receitas obtidas pelo consórcio liderado pela SPT, chegando a atingir 71% das receitas em 2011 e 54.3% em 2016. Estes custos são igualmente recuperados antes e somente depois se regista a receita passível de tributação e

- O facto de a venda e compra de gás de Pande e Temane ocorrer dentro do mesmo grupo, Sasol, permite a prática de preços de transferência, sendo a SPT registada em Moçambique a transferir os ganhos para a SASOL Petroleum International (SPI), registada e baseada na África do Sul. Com isto, mesmo com a liberalização havida, o preço de venda de gás de Moçambique continua, ainda, apenas uma fracção do preço do gás em outros países.

Estes são os factores que minimizaram a receita da SPT, no contexto do PPA, com consequências negativas para a receita fiscal a ser captada pelo Estado moçambicano.

Decorrente do acima apresentado, o PPA está estruturado para ser a multinacional sul-africana Sasol a enriquecer e o Estado moçambicano a vaca leiteira.

Nesta conformidade, recomenda-se:

- Revisão da metodologia de cálculo do preço a que a SPT vende o gás natural de Pande e Temane à SPI, em harmonia com as principais praças internacionais;
- Verificação dos custos (aleadamente) incorridos no aumento da capacidade da unidade central de processamento; e
- Controlo (rigoroso) dos custos de operação do projecto.

# 1. INTRODUÇÃO

Apesar da excessiva opacidade e escassez de informação que caracterizava o sector extractivo em Moçambique, o Centro de Integridade Pública (CIP) publicou um relatório que mostra, de forma detalhada, as evidências de que o primeiro projecto de exploração de gás natural em Moçambique beneficiava a multinacional sul-africana Sasol e gerava receitas insignificantes para o Estado moçambicano.

O projecto de exploração de gás natural de Pande e Temane, situado na província de Inhambane, sul do País, operado pela multinacional sul-africana Sasol resulta de um acordo com o governo moçambicano assinado em 2000, em forma de Acordo de Produção de Petróleo (PPA), ao abrigo da Lei 3/81 de 3 de Outubro<sup>1</sup>, em vigor na altura, com termos fiscais que previam apenas o pagamento de Imposto de Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC) que variava entre 17,5% e 35% (que mais tarde passou para 32%) e Royalty de 5%. A exploração bem-sucedida levou a Sasol a propor um gasoduto a partir do campo de gás em Inhambane para as suas instalações petroquímicas em Secunda, África do Sul.

Para além da Sasol Petroleum Temane (SPT), que detém 70% do projecto, a estrutura accionista do projecto envolve a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), através da sua subsidiária, a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (25%) e International Finance Corporation, IFC (5%). A produção e exportação de gás iniciaram em 2004, tendo o contrato de venda de gás<sup>2</sup> sido celebrado entre a Sasol Oil (Pty) Lda, na qualidade de comprador, a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) e a Sasol Petroleum Temane (SPT), como vendedores, e a ENH e Sasol Petroleum Mozambique Limitada, na qualidade de produtores.

Enquanto se apresentava o argumento de que a exploração dos campos de gás de Pande-Temane não era para gerar receita para o Estado, mas sim para atrair investidores ao país, num cenário de pós-guerra civil, também se apresentavam projecções, por um lado, avançadas pelo Banco Mundial e IFC (parceiro no projecto com 5%) dando conta de que, nos primeiros 10 anos, o projecto ia gerar \$500 milhões em receitas fiscais para o Estado (mais os dividendos da CMH) e, por outro lado, as mais optimistas, feitas pelo Ministério dos Recursos Minerais e Energia e Fundo Monetário Internacional (FMI), que previam uma receita total de cerca de US\$2 biliões durante o tempo de vida do projecto (2004-2029) do PPA.

Passados 10 anos de produção e exportação de gás natural para a África do Sul, as evidências mostram que é a multinacional sul-africana a beneficiar do projecto e o Estado moçambicano apenas na posição de vaca leiteira. A remoção da cláusula de partilha de produção sem um aumento compensatório nas taxas de Royalty e Imposto sobre Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC), o acordo de preço abusivo num quadro maior de preços de transferência entre empresas do grupo Sasol, o elevadíssimo (e crescente) capital (capex) e, sobretudo, a inflação de custos de operação (opex) são as principais causas

dos reduzidos ganhos fiscais do País no projecto. Como se pode depreender, o PPA é estruturado e implementado para ser a multinacional sul-africana Sasol a enriquecer e o Estado moçambicano tem tido ganhos muito abaixo do projectado.

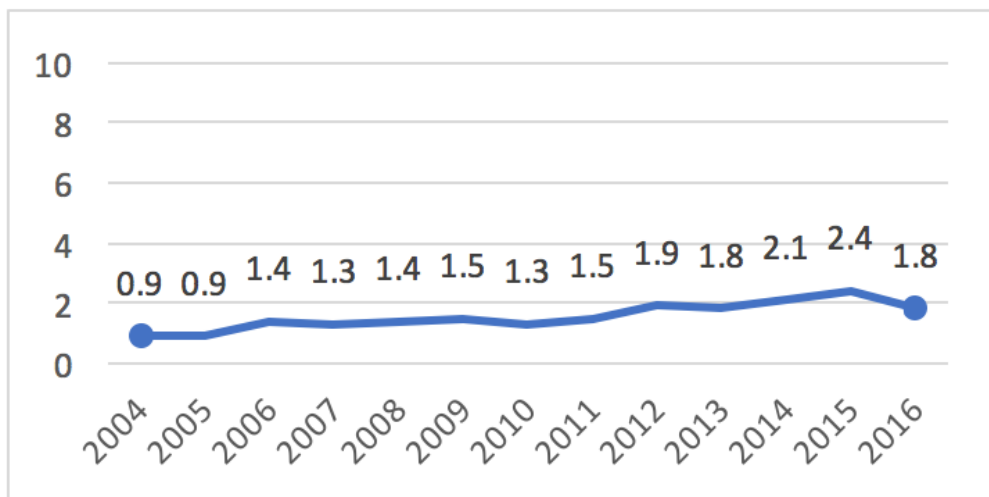
## 2. PPA – DESENVOLVIMENTOS APÓS A PRIMEIRA DÉCADA DE EXPLORAÇÃO DO GÁS NATURAL DE PANDE E TEMANE

O Contrato de Venda de Gás, celebrado entre a Sasol Oil (Pty) Lda, na qualidade de comprador, a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) e a Sasol Petroleum Temane (SPT), como vendedores, e a ENH e Sasol Petroleum Mozambique Limitada, na qualidade de produtores, assinado em apêndice do contrato do PPA, previa que, findos 10 anos de exploração o preço de venda de gás fosse revisto, ou seja, 'liberalizado', o que consistiria na retirada da 'cláusula' de limites no método de cálculo do preço do gás natural de Pande e Temane.

### 2.1. Evolução e Liberalização do Preço de Venda do Gás

Nos primeiros 10 anos de produção de gás os preços praticados situaram-se num intervalo de US\$0,9/GJ em 2004 e US\$2,4/GJ em 2014, correspondendo a um preço médio anual de US\$1,5/GJ, muito abaixo da média de preço internacional de US\$5,2/GJ. Por exemplo, em 2008, o preço máximo praticado a nível internacional chegou a atingir o máximo de US\$8,8/GJ, o equivalente a uma diferença de US\$7,4/GJ nesse ano, com o preço de venda do gás em Moçambique de US\$1,4/GJ. Ou seja, a SPT vendeu o gás de Moçambique a um preço seis (6) vezes mais baixo que o praticado no mercado internacional em 2008.

Gráfico 1: Preço do Gás do Campo de Pande e Temane



Fonte: Dados do MEF, 2017



O preço de venda adoptado para os primeiros dez anos de produção de gás (2004-2014) obedeceu às seguintes nuances, conforme prevê o já referido 'Contrato de Venda de Gás':

- a) "...O preço contratual do gás será calculado periodicamente (de três em três meses) e aplicar-se-á nas entregas de gás durante o trimestre que se inicie com a data de ajustamento do preço relativamente à qual é efectuado o cálculo do preço";
- b) "No trimestre em que ocorre o ajustamento o preço contratual do gás será calculado pelos vendedores, através da seguinte fórmula:

c) 
$$P = P_{Cabeçadopoço} + P_{CPF} \quad (A)$$

- i. Para este período (2004-2014), o preço à 'cabeça do poço'<sup>4</sup> foi fixado tendo em conta a referência de \$0,50/GJ e a média ponderada do petróleo bruto de Dubai, Gasóleo (Gasoil) de Singapura e do Fuel Oil de alto teor sulfúrico (HSFO) também de Singapura, todos medidos em dólares norte-americanos.

$$P_{Cabeçadopoço} = \text{usd}0.50 \left[ \left( \frac{0.45 \text{Dubai}}{\text{usd}25} \right) + \left( \frac{0.40 \text{Gasoil}}{\text{usd}31} \right) + \left( \frac{0.15 \text{HSFO}}{\text{usd}23} \right) \right] \quad (B)$$

- ii. O preço contratual referente à unidade processamento central (Pcpf) considera a referência de \$0,35, um factor de ajustamento à inflação e às médias ponderadas (sem imposição de qualquer limite) de petróleo bruto (Dubai) de Dubai, Gasóleo (Gasoil) de Singapura e do Fuel Oil de alto teor sulfúrico (HSFO) de Singapura, todos medidos em dólares norte-americanos:

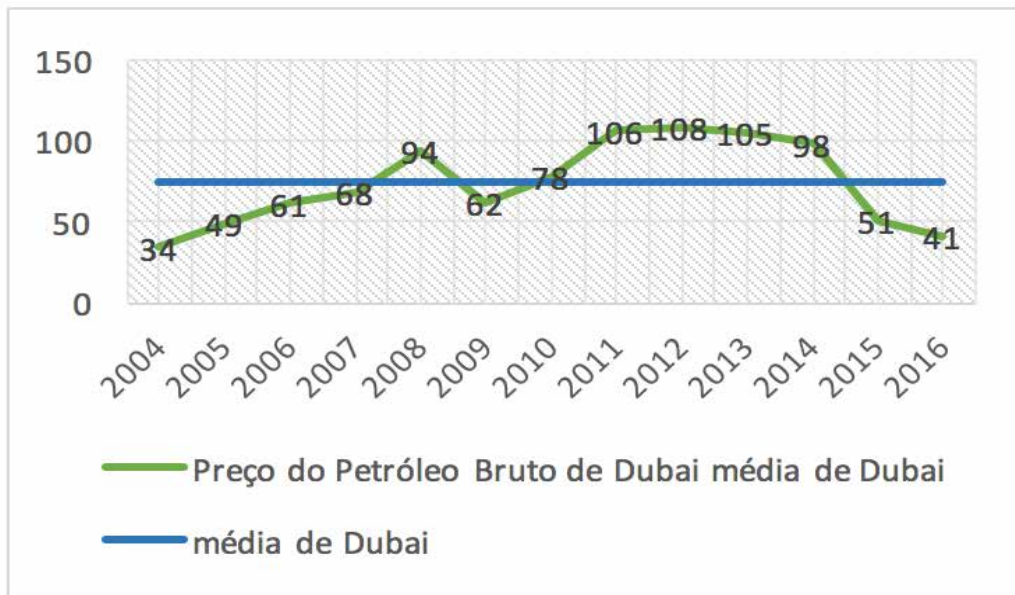
$$P_{cpf} = \text{usd}0.35 \left[ 0.59X \left( \frac{0.17 \text{Dubai}}{\text{usd}25} \right) + \left( \frac{0.17 \text{Gasoil}}{\text{usd}31} \right) + \left( \frac{0.07 \text{HSFO}}{\text{usd}23} \right) \right] \quad (C)$$

De acordo com as fórmulas apresentadas, o 'preço à cabeça do poço' limitou-se ao intervalo<sup>5</sup> de US\$0,33/GJ e US\$0,67/GJ, representando o preço mínimo e o máximo, respectivamente. Mesmo com o aumento dos preços internacionais das componentes do cálculo, o preço à boca do poço situou-se constantemente no limite máximo de US\$0,67/GJ.

O petróleo de Dubai, uma das componentes do modelo de cálculo, é considerado a nível mundial como uma das principais referências de mercado físico de petróleo. Este foi incluído nas fórmulas (B e C) como uma das variáveis com maior ponderação (0,45 e 0,17). No entanto, o seu preço foi limitado a um intervalo de US\$16 e US\$34 no 'preço à boca do poço', caso este descesse e subisse, respectivamente, para além destes limites.

Ao longo de 2004 e 2014, o preço médio do petróleo de Dubai no mercado internacional foi de aproximadamente US\$74 (vide gráfico 2), isto é, US\$40 acima do que efectivamente foi considerado para o cálculo do preço do gás de Pande-Temane (US\$34), o que permite perceber quão a rigidez adoptada no modelo de 'precificação' do gás em Moçambique foi desvantajoso para o Estado moçambicano.

Gráfico 2: Evolução do preço de petróleo bruto (Dubai)



Fonte: Dados extraídos da série histórica FMI, monthly commodity price, 2017

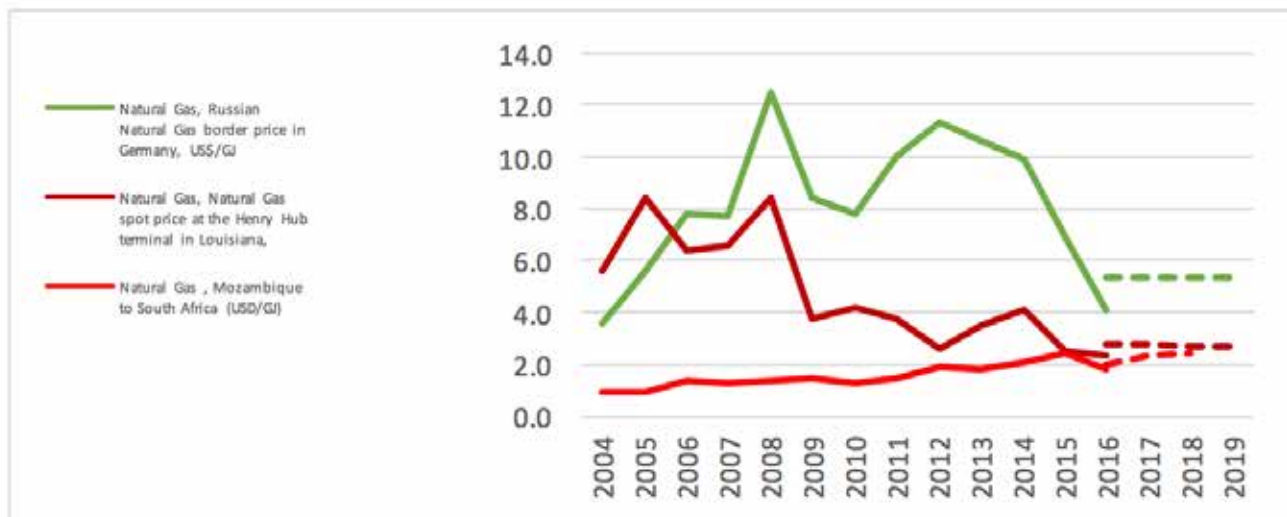
A combinação do 'preço à cabeça do poço' (máximo de US\$0.67/GJ) e o preço referente à unidade central de processamento (B + C) resultou nos preços praticados nos primeiros dez anos de produção do gás natural em Moçambique (preço médio – US\$1.5/GJ), tendo sido, no entanto, o preço referente à unidade central de processamento (C) responsável pelo aumento do preço total ao longo dos anos. Preços estes completamente distorcidos dos preços praticados a nível internacional, conforme se pode observar nos gráficos 3 e 4, e extremamente prejudiciais para o país.

Adicionalmente, a fórmula de cálculo em uso contém uma componente 'X' (fórmula C) referente à inflação que é muito subjectiva. O 'contrato de venda de gás' refere-se a este como o factor de ajustamento da inflação adequado a ser acordado, não sendo assim específico, deixando margem para manipulação e, dependendo do valor que este assume, pode contribuir para reduzir a componente do preço referente à unidade de processamento central e, consequentemente, o preço final do gás.

A tendência do preço de gás em Moçambique foi ligeiramente crescente, conforme apresenta o gráfico abaixo, mas, pelo facto de ter sido estabelecida uma base bastante baixa para o seu cálculo, este preço se manteve sempre muito abaixo dos restantes preços de referência internacionais.

A partir de 2015, houve 'liberalização' dos limites impostos para o cálculo do preço do gás vendido pela Sasol Petroleum Temane (SPT), tendo passado dos US\$2,1/GJ em 2014 para apenas US\$2,4/GJ em 2015 e US\$1,8/GJ em 2016, porém, abaixo do preço praticado em outras praças, conforme mostra o gráfico 3 a seguir.

Gráfico 3: Preço do Gás em Moçambique em Comparação com Outros Mercados Internacionais



Fonte: Dados do MEF (AT), 2017 e FMI (série Histórica, 2017)

## 2.2 Capacidade da CPF versus Aumento da Produção

Levantando sérios problemas de consistência e transparência, no período de 2011 a 2014, o volume da produção de gás natural declarado no relatório financeiro da Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH), do Ministério da Economia e Finanças (MEF) que, por sua vez, recebe dados da Autoridade Tributária (AT), no relatório da Iniciativa de Transparência para a Indústria Extractiva (EITI, sigla inglesa) e pelo Instituto Nacional de Petróleo (INP) varia, conforme mostra a figura abaixo.

Figura 1: Diferenças no Valor de Produção Apresentado pelas Instituições <sup>1</sup>



Fonte: Elaborado pelos autores com base nos dados da CMH, INP, MEF, EITI e IFC, 2017

Curiosamente, o volume da produção apresentado pelo MEF (396,5 mGJ) é o mais baixo, como se pode ver na tabela 1, cerca de 30% abaixo do valor total apresentado pela CMH (568,06mGJ) e 33% abaixo do valor total apresentado pelo INP (586,65 mGJ), regulador do sector. Isto é problemático porque é a partir dos dados do MEF, fornecidos pelas empresas, que são calculados os impostos devidos ao Estado pelo projecto.

**Tabela 1: Volume de Produção de Gás Natural em Pande e Temane (2011-2014), em Milhões de Giga Joules (mGJ)**

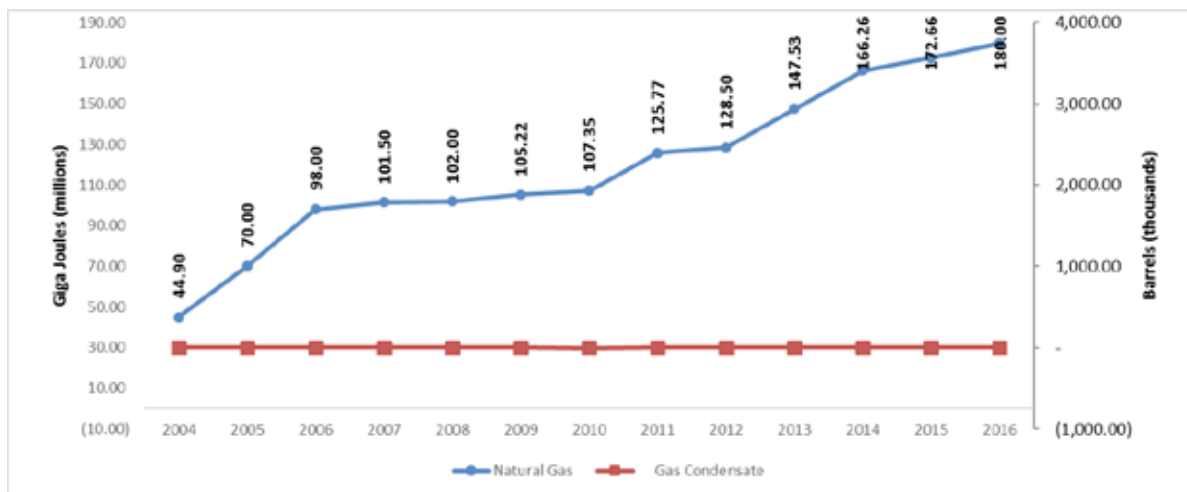
<b>Instituição</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>Total</b>
CMH	125.8	128.5	147.53	166.26	568.06
INP	124.82	138.9	156.32	166.61	586.65
EITI	131.6	134.5	157.3	166.8	590.2
MEF	88	89.95	102.20	116.35	396.5
IFC	124.82	135.37	146.43	161.85	568.47

Fonte: Dados extraídos dos relatórios de conta da CMH, relatório de reconciliação da EITI Moçambique, MEF, INP e IFC, 2017

Inicialmente, a capacidade instalada na Unidade Central de Processamento (CPF) era de 120 milhões de Giga-Joules (mGJ) por ano, no entanto, a produção efectiva foi de 83,3 mGJ por ano (valor médio anual de 2004 a 2008), cerca de 30,5% abaixo da capacidade instalada. Em 2007, a Sasol Petroleum Temane (SPT) propôs uma expansão da capacidade para passar a produzir 183 mGJ por ano, mais do que o dobro do que era, até então, efectivamente produzido, num investimento orçamentado em US\$ 400 milhões. A proposta foi aprovada em 2009 e esperava-se que o aumento da produção começasse a efectivar-se em Maio de 2012.

Porém, apesar do elevado investimento no aumento da capacidade e do efectivo aumento da produção, o desfasamento temporal para o alcance da capacidade instalada foi muito longo, isto é, o investimento foi realizado em 2010 e só em 2016 a produção alcançou a capacidade instalada, 180 mGJ (vide gráfico 4). Este facto teve impacto fiscal negativo no sentido de que os USD 400 milhões investidos serviram para aumentar os custos desde 2010 e só apenas em 2016 estes se reflectiram na produção.

Gráfico 4: Produção de Gás Natural e Condensado



Fonte: Dados da CMH (relatórios financeiros anuais, 2017)

## 2.3. Custos (de Capital e Operacionais) do Projecto de Pande e Temane

### 2.3.1 Custos de Capital

A inflação de custos (capex e opex) e custos inelegíveis são frequentemente citados na literatura como uma das principais razões para baixas receitas fiscais dos países em desenvolvimento em projectos do sector extractivo. O projecto da Sasol Petroleum Temane não é excepção.

Por um lado, o capital inicialmente previsto de US\$600 milhões pelo MIREM e US\$721 milhões pelo Banco Mundial foi inflacionado em 66%, atingindo US\$1,2 bilião (conforme citado pelo CIP em 2013<sup>6</sup>). Contribuíram para esta inflação os custos de desenvolvimento da unidade central de processamento no valor de US\$444.500 e custos do gasoduto de US\$753.500.

Tabela 2: Custos do Projecto Pande-Temane

	Custos (milhões de dólares)		
	Projeção	Realização (antes dos US\$400 milhões de expansão)	Diferença
<b>Custo de Capital (Upstream)</b>	US\$317	US\$446,5	40%
<b>Custo do Gasoduto</b>	US\$404	US\$753,5	87%
<b>Total</b>	US\$721	US\$1,200	66%

Fonte: Elaborado pelos autores, dados do Banco Mundial (projeção) e ENH (realizado)

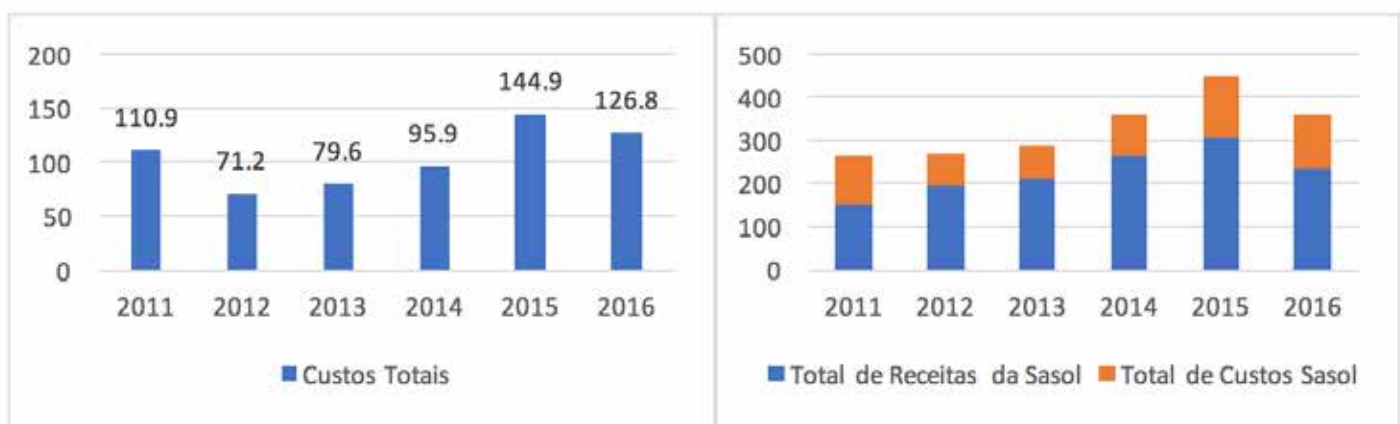
Por outro lado, ao longo dos primeiros 10 anos do projecto liderado pela Sasol, surgiram ainda custos astronómicos, no valor de US\$400 milhões de investimento para o aumento da capacidade da unidade central de processamento, aprovado em 2009. Custos estes que tiveram grande impacto no aumento

do custo total e conseqüente redução da matéria colectável para o Estado nos primeiros anos após o investimento.

### 2.3.2. Custos de Operação

Dados referentes a custos de operação do projecto Pande e Temane revelam que, em 2011, o custo total declarado pelo projecto foi de US\$110,9 milhões seguidos de custos mais baixos até 2014. No entanto, em 2015, ano em que supostamente as receitas do Estado seriam mais elevadas, dado o aumento da produção e devido principalmente ao efeito da remoção dos limites no preço à boca do poço, os custos revelaram-se mais elevados, passando para US\$144,9 milhões, diluindo, assim, os possíveis aumentos na receita do Estado.

Gráfico 5: Custos da Sasol e Peso nas Receitas da Sasol



Fonte: Elaborado pelo autores com base em dados do MEF (AT), 2017

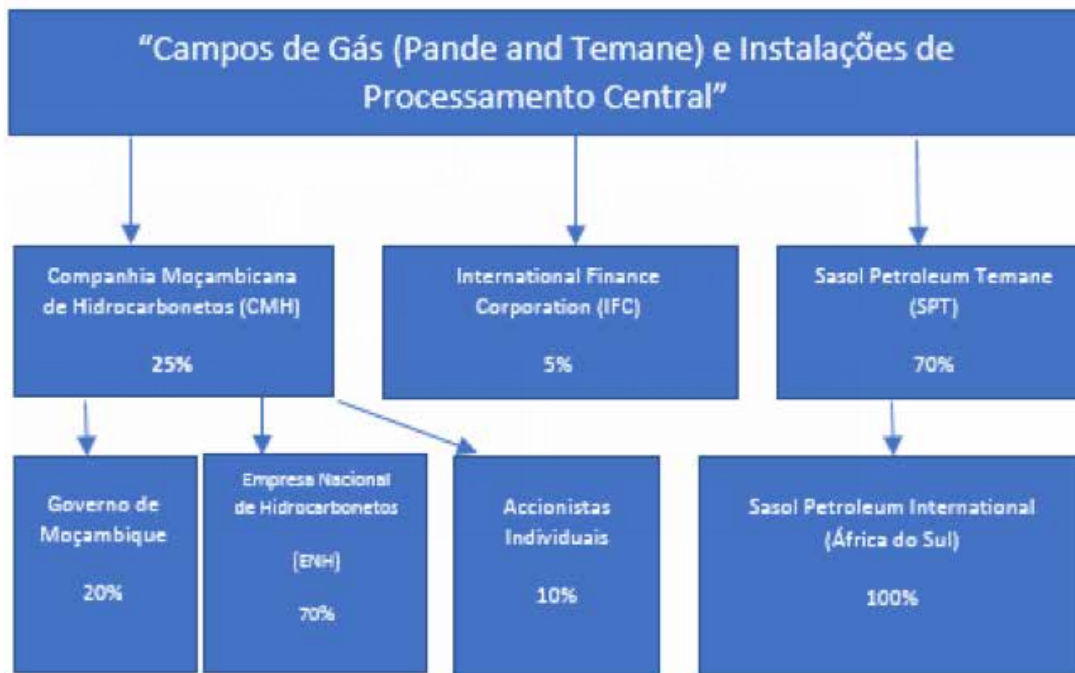
Os custos de operação declarados representaram, em média, cerca de 50% das receitas obtidas pelo consórcio liderado pela SPT, chegando a atingir 71% das receitas em 2011 e 54.3% em 2016, reduzindo, assim, o valor com base no qual se calculam as receitas fiscais a serem pagas ao Estado. Estes mesmos custos de operação do projecto de PPA suscitam muitas dúvidas e não se entende como foram certificados pela Autoridade Tributária.

### 2.4. Conflito de Interesses versus Preços de Transferência

A Sasol Petroleum Temane (SPT), que detém 70% dos campos de Gás de Pande e Temane bem como a unidade central de processamento, é uma subsidiária moçambicana da Sasol Petroleum International da África do Sul. Por outras palavras, a SPT pertence à Sasol Petroleum International da África do Sul.

O gás explorado pela SPT é vendido à Sasol Petroleum International, ou seja, o gás é vendido à mesma empresa que o explora, o que constitui 'risco moral' na subvalorização de receitas da concessionária com implicações gravosas na receita do Estado.

Figura 2: Estrutura Accionista do Campo de Gás Pande-Temane



Fonte: Elaborado pelos autores com base na informação contida no contrato PPA

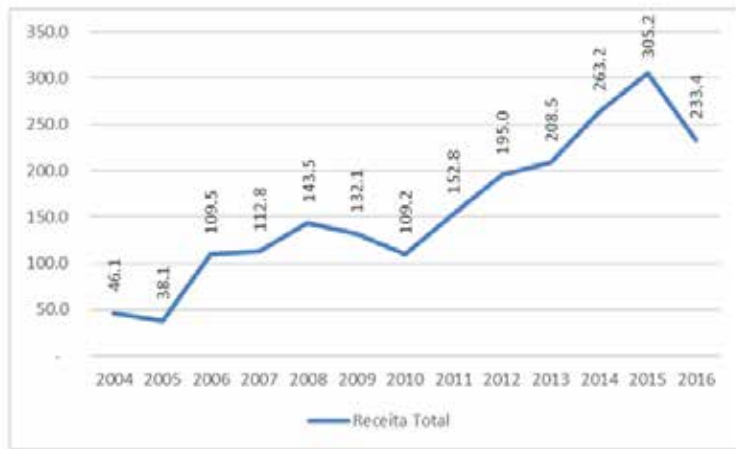
O grupo Sasol tem interesses e participa em toda a cadeia de valor de exploração do gás de Pande e Temane, o que lhe garante não só informação privilegiada nas negociações, mas fundamentalmente a prática de preços de transferência que são lesivos aos interesses do Estado moçambicano.

A prática de preços de transferência é citada como um dos grandes desafios na captação de ganhos pelos países em desenvolvimento detentores de recursos naturais e minerais<sup>7</sup> e permitiu à Sasol Petroleum Temane (SPT) a transferência dos reais ganhos obtidos pela empresa para a Sasol Petroleum International (SPI) através da cobrança de preço médio de US\$1,5/GJ, nos primeiros dez anos, consideravelmente mais baixo que o preço médio de US\$7/GJ do mesmo gás praticado na África do Sul. Mesmo após a retirada de limites no cálculo e liberalização do preço do gás, o gás em Moçambique continuou a ser vendido a preço médio de US\$2,1/GJ, cerca de US\$4,9 abaixo do preço praticado pela mesma companhia na vizinha África do Sul.

## 2.5. Receitas da Sasol Petroleum Temane

O aumento da produção de gás (embora abaixo do seu potencial) ao longo dos anos devia ter sido acompanhado de crescimento significativo das receitas da Sasol e, conseqüentemente, das receitas arrecadadas pelo Estado. Mas a combinação da liberalização do preço e o aumento da produção resultou num aumento anual de receita da Sasol de apenas 17,5%, de US\$233,4 milhões em 2014 para US\$274,3 milhões em 2015, o correspondente a um aumento de apenas US\$40,9 milhões, em termos nominais.

**Gráfico 6: Evolução das Receitas da Sasol (milhões de Dólares Americanos)**

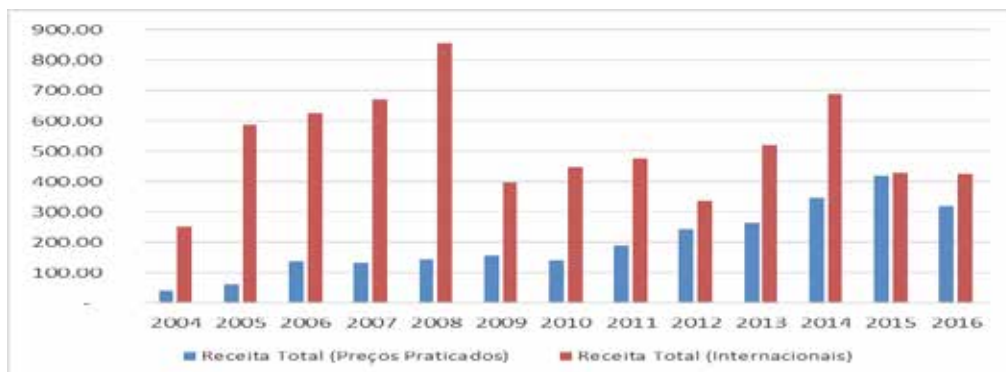


Fonte: Elaborado pelos autores com base em dados do MEF (AT), 2017

A narrativa oficial é a de que o potencial de aumento de receita da Sasol Petroleum Temane (SPT), como resultado da liberalização do preço de venda do gás e aumento da produção de gás, por sua vez resultante do aumento da capacidade da unidade central de processamento, foi ‘esterilizado’ pela tendência decrescente dos preços internacionais de gás. Este argumento é parcialmente verdadeiro, pois, na realidade, como se mostrou acima, o potencial de aumento de receita foi significativamente esterilizado por três factores:

- Primeiro, os preços de transferência praticados pelo grupo Sasol. Uma breve simulação<sup>8</sup>, apresentada a seguir, mostra as potenciais receitas que a Sasol teria ganho se tivesse adoptado o preço internacional (Henry Hub) de 2004 a 2014, mantendo constante a quantidade produzida nesses anos.

**Gráfico 7: Receitas da Sasol com preços adoptados vs Receitas da Sasol com Preços Internacionais (milhões de Dólares Americanos)**



Fonte: Elaborado pelos autores com base em dados do MEF (AT) e FMI, série Histórica, 2017

Como se pode observar no gráfico 7, acima, se o preço adoptado para a venda de gás pela Sasol Petroleum Temane (SPT) estivesse próximo da trajectória internacional (HH) e considerando a produção da Sasol, nos referidos anos, as receitas fiscais seriam consideravelmente mais elevadas.



- Segundo, recuperação de elevadíssimo e crescente capital. É que, para além do capital inicial, que foi aumentado em 66% do que inicialmente previsto, houve um investimento adicional de US\$400 milhões visando o aumento da capacidade da unidade central de processamento, por ser recuperado, mas que, apesar de ser um custo exponencial, não se reflectiu necessariamente no aumento substancial da produção; e
- Terceiro, os custos de operação declarados foram muito elevados, representando, em média, cerca de 50% das receitas obtidas pelo consórcio liderado pela SPT, chegando a atingir 71% das receitas em 2011 e 54.3% em 2016.

Portanto, não foi apenas a conjuntura internacional caracterizada pela queda de preços que esterilizou o efeito positivo da liberalização do preço de venda de gás em Moçambique, mas, sim, a governação do projecto Pande e Temane que permite que a SPT pratique preços de transferência e inflação dos custos de operação do projecto.

## 2.6. Receitas Pagas ao Estado

A contribuição do consórcio de Pande e Temane, liderado pela SPT, consiste em Imposto sobre Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC)<sup>9</sup>, Royalty<sup>10</sup> e Dividendos<sup>11</sup>, sob as condições abaixo indicadas. Estes têm sido usados como referências para a elaboração das projecções de receitas.

**Tabela 3: Fontes de Contribuição Fiscal do Projecto**

<b>Imposto</b>	<b>Taxa</b>	<b>Condições estabelecidas no contrato</b>
<i>Royalty</i>	5%	Em espécie ou dinheiro
IRPC	35%	50% da taxa (35%) para os primeiros 6 anos e a partir de 2007 passou para a taxa de 32%
<b>Dividendos</b>	<b>Pagos de acordo com a percentagem de participação de cada accionista</b>	

Fonte: Elaborado pelos autores com base na informação contida no contrato PPA

De 2004 a 2014, o projecto Pande-Temane gerou receitas totais para o Estado no valor de US\$141,85 milhões, isto é, passados dez anos o país arrecadou apenas 7,09% dos US\$2 bilhões de receitas projectados pelo Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME) e Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) para os 25 anos de duração do projecto.

Após os primeiros dez anos de exploração, as receitas arrecadadas pelo Estado registaram crescimento médio anual de 35,3%, passando de US\$46,25 milhões em 2014 para US\$78.91 milhões e US\$78,97 milhões em 2015 e 2016, respectivamente. O aumento foi considerável relativamente aos primeiros 10 anos de exploração, no entanto, em termos gerais (de 2004 a 2016) não atingiu as expectativas dos

US\$50 milhões de receitas médias anuais previstos pelo FMI, situando-se em US\$22,9 milhões (valor médio anual de 2004 a 2014).

**Tabela 4: Receitas Arrecadadas pelo Estado em Pande e Temane (Milhões de Dólares)<sup>13</sup>**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
<b>SPT</b>														
Royalty	1.20	0.9	2.5	2.6	3.4	2.3	1.5	2.5	3	4.4	5	3.6	3.1	36
IRPC	-	-	-	-	-	-	-	-	6.24	35.35	32.45	53.44	56.47	183.95
<b>CMH</b>														0
Royalty	-	-	0.6	0.7	0.9	0.6	1	1	1.3	1.5	1.8	1.2	0.7	11.3
IRPC	-	-	-	-	2.8	2.3	-	1.1	10.2	0.5	4.4	14.5	14.5	50.3
Dividends	-	-	0.4	-	-	0.4	-	0.5	0.5	2.01	2.3	6	4.2	16.31
<b>IFC</b>														0
Royalty	-	-	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.17	-	1.87
<b>Total</b>	<b>1.2</b>	<b>0.9</b>	<b>3.6</b>	<b>3.4</b>	<b>7.3</b>	<b>5.7</b>	<b>2.7</b>	<b>5.3</b>	<b>21.44</b>	<b>44.06</b>	<b>46.25</b>	<b>78.91</b>	<b>78.97</b>	<b>299.73</b>

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos dados da CMH, IFC e EITI.

Como se pode depreender da tabela 4, apesar do aumento registado depois da liberalização do preço, a receita arrecadada pelo Estado no projecto de Pande e Temane continua bastante abaixo do seu potencial. Isto porque a qualidade de governação do projecto permite a SPT, a entidade que paga imposto ao Estado, reduzir as suas próprias receitas com consequências gravosas para o Estado, na medida em que é com base nestas receitas que se calcula o imposto devido ao Estado. Portanto, são os preços de transferência, a recuperação do elevadíssimo e crescente capital investido no projecto e a inflação de custos de operação que impactam negativamente no potencial de aumento da receita do Estado no projecto Sasol.

### 3. CONCLUSÕES

Tal como previsto no contrato do PPA, findos os primeiros 10 anos de exploração de gás natural de Pande e Temane pela Sasol, houve a liberalização do preço que consistiu na retirada da 'cláusula' de limites no método de cálculo do preço do gás natural de Pande e Temane, mas a elevada expectativa desta liberalização do preço impulsionar um aumento significativo das receitas do Estado não se concretizou.

A narrativa oficial é a de que foi a queda internacional de preços que esterilizou o potencial da liberalização do preço de venda de gás de Pande e Temane aumentar significativamente a receita do Estado. É verdade que a liberalização do preço ocorreu num contexto de significativa queda dos preços de gás a nível internacional, mas é um aspecto ínfimo como factor explicativo do não aumento da receita do Estado. Pelo modelo económico do projecto, a receita do Estado vem fundamentalmente do IRPC da SPT. Isto significa que a receita do Estado depende do aumento da receita da SPT que, de 2014 a esta parte, devia aumentar em função de dois factores, primeiro, o aumento do preço a que a SPT vende o gás e, segundo, o aumento da produção, consistente com o aumento da capacidade do CPF.

Com a liberalização, o preço passou dos baixíssimos US\$0,9/GJ em 2004 para US\$2,4/GJ e US\$1,8/GJ em 2015 e 2016, respectivamente, mas, mesmo com a queda internacional dos preços, o preço de venda do gás de Moçambique continua sendo, ainda, apenas uma fracção do preço de gás em outros países. Adicionalmente, foi aprovado em 2009 um investimento para o aumento da capacidade da unidade central de processamento que resultou no aumento da capacidade de 120 mGJ para cerca de 183 mGJ de gás natural por ano. No entanto, esse aumento só se reflectiu em 2016, seis anos após o investimento, fazendo com que este investimento tivesse peso significativo na redução da matéria colectável por via do aumento de custos nestes primeiros anos.

A combinação da liberalização do preço e o aumento da produção resultou num aumento anual de receita da SPT de apenas 17,5%, de US\$233,4 milhões em 2014 para US\$274,3 milhões em 2015, o correspondente a um aumento de apenas US\$40,9 milhões em termos nominais.

Assim, conclui-se que três factores esterilizaram o aumento da receita da SPT, no período em análise:

- Primeiro, para além do capital inicial que foi aumentado em 66% do que primeiramente estava previsto, houve um investimento adicional de um valor altíssimo de US\$400 milhões visando o aumento da capacidade da unidade central de processamento que contribuiu bastante para a redução da matéria colectável nos primeiros anos após o investimento;
- Segundo, os custos de operação declarados foram muito elevados, representando, em média, cerca de 50% das receitas obtidas pelo consórcio liderado pela SPT, chegando a atingir 71% das receitas em 2011 e 54.3% em 2016 e

- Terceiro, o facto de a venda e compra do gás de Pande e Temane ocorrer dentro do mesmo grupo, Sasol, permite a prática de preços de transferência, sendo a SPT, registada em Moçambique, a transferir os ganhos para a SPI, registada e baseada na África do Sul. Com isto, mesmo com a liberalização havida, o preço de venda do gás de Moçambique continua sendo, ainda, apenas uma fracção do preço de gás em outros países.

São estes os factores que minimizaram a receita da SPT, no contexto do PPA, com consequências negativas para a receita a ser captada pelo Estado moçambicano.

Desta maneira, pode-se depreender que o PPA está estruturado para ser a multinacional sul-africana, a Sasol, a enriquecer e o Estado moçambicano a facilitar este enriquecimento.

## 4. RECOMENDAÇÕES

As conclusões deste relatório giram em torno da qualidade de governação na relação entre o Estado moçambicano e a multinacional Sasol. O que fica claro é que a multinacional Sasol usa todas as estratégias possíveis, no sector extractivo, para maximizar os seus ganhos, enquanto se esterilizam os ganhos do Estado moçambicano. Isto torna o caso seriamente problemático e clama por urgente:

Revisão da metodologia de cálculo do preço a que a SPT vende o gás natural de Pande e Temane à SPI, em harmonia com as principais praças internacionais de modo a se evitar preços de transferência;  
Verificação dos custos (alegadamente) incorridos no aumento da capacidade da unidade central de processamento;  
Controlo (rigoroso) dos custos de operação do projecto e Indicação das projecções das receitas da Sasol, a bem da transparência.

# REFERÊNCIAS E NOTAS:

<sup>1</sup> Lei nº 3/81 de 3 de Outubro – regulava as operações petrolíferas em Moçambique

<sup>2</sup> O Contrato de Venda de gás consta como anexo do contrato de produção de petróleo relativo ao bloco unificado dos jazigos de Pande e Temane assinado e aprovado pelo Conselho de Ministros ao abrigo da Lei no 3/81 de 3 de Setembro.

<sup>3</sup> Preço do gás natural, spot praticado em Henry Hub terminal, Louisiana.

<sup>4</sup> Preço à cabeça do poço representa o preço à boca do poço excluindo outras despesas necessárias para transportar e entregar o gás natural.

<sup>5</sup> O intervalo foi calculado usando os limites estabelecidos no contrato para os primeiros 10 anos, tanto para o Dubai (US\$16/barril – US\$34/barril) como para o Gasoil (US\$22/barril – US\$40/barril) e o HSFO (US\$14/barril – US\$32/barril).

<sup>6</sup> Exportações de gás de Pande-Temane para a África do Sul: Primeiros grandes projectos do sector extractivo frustram as expectativas dos moçambicanos. Edição Nº 17/2013 – Outubro

<sup>7</sup> Refere-se aqui ao somatório dos custos operacionais, administrativos e amortizações/depreciações.

<sup>8</sup> Daniel Philip et al (2017). International Taxation and the Extractive Industries. ISBN. NY

<sup>9</sup> O cálculo da receita usando o preço HH considerou apenas a produção de gás natural, deixando de lado o gás condensado.

<sup>10</sup> IRPC – A taxa de imposto sobre rendimentos de pessoas colectivas para a SPT está fixada em 17,5% durante os seis primeiros anos de produção. Esta redução de 50% em relação à taxa de imposto sobre rendimentos de pessoas colectivas anterior, de 35%, era um incentivo ao investimento de rotina nos princípios da década de 2000. Após seis anos de isenções fiscais, retorna-se à taxa em vigor de 32%.

<sup>11</sup> Royalty – De acordo com o Contrato de Vendas de Gás, o royalty de 5% baseia-se apenas no preço “à cabeça do poço”. Os pagamentos de royalties são divididos entre os três proprietários de acordo com a sua participação percentual.

<sup>12</sup> Dividendos – Moçambique também recebe pagamentos de dividendos com base nos lucros gerados pela CMH. Os dividendos são divididos de acordo com a parcela de propriedade da empresa: 70% para ENH, 20% para o Governo de Moçambique e 10% para os accionistas privados moçambicanos.

<sup>13</sup> Dados extraídos dos relatórios da Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva, Moçambique (2011, 2012, 2013 e 2014), Demonstrações Financeiras Anuais da Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016) e dados da International Finance Corporation ([http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/industry\\_ext\\_content/ifc\\_external\\_corporate\\_site](http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/industry_ext_content/ifc_external_corporate_site)).

<sup>1</sup> Os valores de produção (Milhões de Giga Joules) apresentados correspondem a produção total entre os anos de 2011 à 2014 pelas respectivas empresas. O valor mais baixo é apresentado pelo Ministério de Economia e Finanças (MEF). Este valor impacta negativamente nos impostos cobrados, minimizando a contribuição deste projecto para o país.



Parceiros:



 Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra  
  
Swiss Agency for Development  
and Cooperation SDC



Reino dos Países Baixos



Norwegian Embassy