

AS POTENCIAIS RECEITAS DO ROVUMA:

Implicações dos Contratos de 2006 para as Receitas do Estado

Qual é a receita que Moçambique vai ter do gás natural da Bacia do Rovuma? Alguns afirmam que será entre US\$4-5 biliões, por ano, até meados de 2020. Mas os autores destas projecções, nomeadamente, o Plano Director do Gás e o Fundo Monetário Internacional (FMI) estão agora a recuar. Hipóteses realistas sobre o período das primeiras exportações de LNG e o ritmo do desenvolvimento das infra-estruturas necessárias, sugerem apenas cerca de US\$1.2 bilião em 2026, sem tomar, ainda, em consideração que muitas deduções sobre a receita tributável irão reduzir, ainda mais, o que as empresas petrolíferas vão pagar ao Estado moçambicano.

I. Reservas do Rovuma

A primeira questão a esclarecer é sobre as quantidades do gás que Moçambique possui. A resposta é simples. As reservas de gás na Bacia do Rovuma constituem uma das mais ricas descobertas dos últimos anos. O Plano Director do Gás estima que existem 124tcf (trilhões de pés cúbicos) de reservas na Bacia do Rovuma, das quais 75tcf são técnica e comercialmente ‘recuperáveis’. A figura 1 ilustra onde este número coloca Moçambique na classificação global das reservas mundiais de gás natural.¹ Embora nenhuma destas descobertas não tenha, ainda, sido independentemente certificada (estimativas até à data são baseadas em análises internas das empresas), não há dúvida que vastas quantidades comercialmente viáveis de gás natural existem na Bacia do Rovuma. A questão não é a quantidade do gás, mas quanto poderá ser exportado.

II. Primeiras Exportações do Rovuma

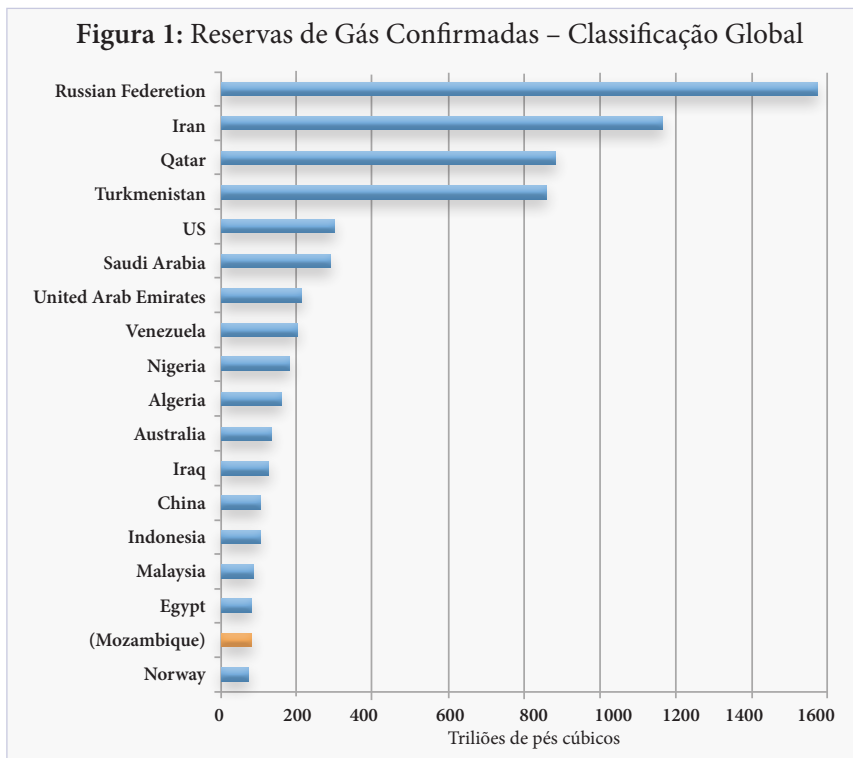
As projecções do potencial de receitas para o Estado dependem do cronograma ou dos prazos

para a construção de plantas de Gás Natural Liquefeito (LNG, sigla inglesa) e do número provável de plantas de LNG a serem construídas. Diferentemente do petróleo, onde a produção pode começar em níveis modestos e expandir ou diminuir, dependendo de considerações comerciais, a capacidade de LNG é modular. Até que seja construída uma planta completa de LNG, nenhum gás pode ser exportado.

Os projectos de LNG evoluem ao longo de escalas temporais de décadas. O gráfico apresentado na figura 2 proporciona uma descrição geral². Com a ‘base de recurso’ estabelecida, o passo seguinte é a tomada de decisão final de investimento – o compromisso formal das empresas para investir na produção de LNG. Nem a Anadarko, nem a ENI tomaram ainda a decisão final de investimento para desenvolver o LNG.

Na fase actual, estão em curso, simultaneamente, processos múltiplos, três dos quais são ilustrados na figura 2. Planos técnicos para a construção de jazigos *offshore* e plantas de LNG estão em preparação. Conhecidos como o “desenho e engenharia da frente” ou *front end engineering and design* (FEED), estes estão a ser preparados por empresas contratadas em Dezembro de

Figura 1: Reservas de Gás Confirmadas – Classificação Global



2012. Dada a escala de investimento necessário, o LNG é, normalmente, vendido através de acordos de venda de longo prazo, firmados antes do início da construção. Relatórios sugerem negociações preliminares, em curso, com empresas japonesas. E, como não é tomada nenhuma decisão final de investimento com base em análises internas das empresas sobre as reservas, estudos independentes dos dados dos campos de gás também serão encomendados.

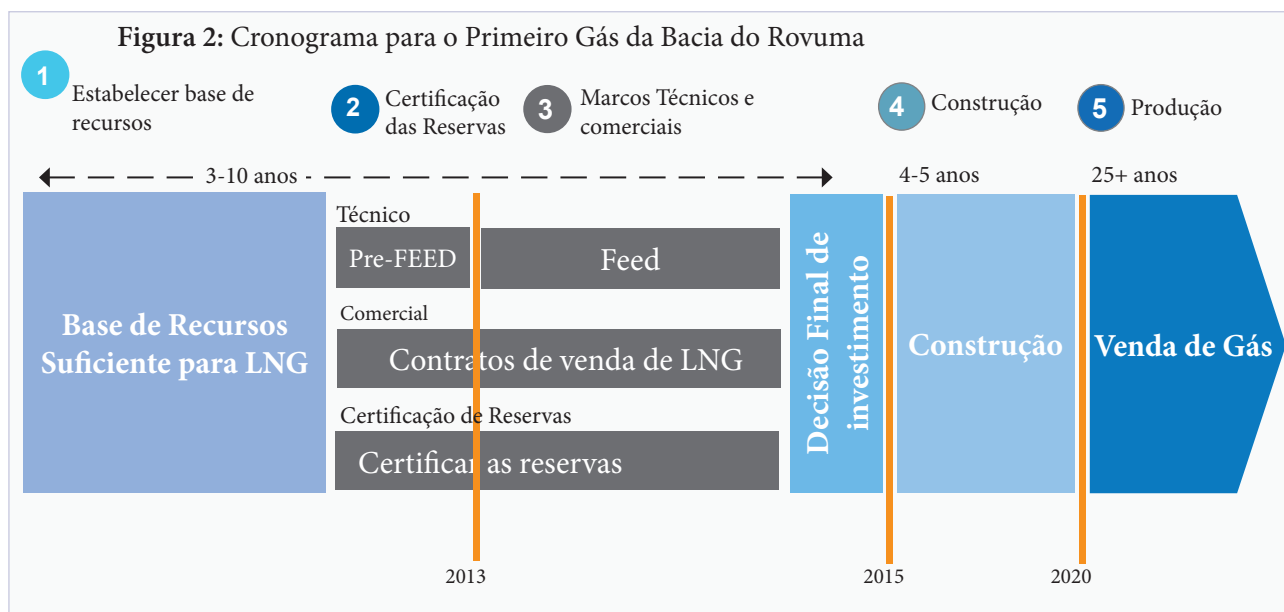
Outras duas frentes de negociações estão também em curso. Primeiro, de acordo com a Lei

do Petróleo, em vigor em Moçambique, se uma reserva de gás atravessa os limites de uma concessão, conforme acontece na bacia do Rovuma, as empresas deverão negociar um acordo de utilização, estabelecendo os termos para o desenvolvimento comum de plantas de LNG. A Anadarko e a ENI deram um passo nesta direção, negociando um acordo-quadro, em Dezembro de 2012. Mas isto marca o início e não o fim de sérias negociações.

Segundo, são necessárias extensas negociações com o governo sobre os termos da produção de LNG, uma abordagem não prevista nos Contratos de Concessão de Pesquisa e Produção (EPCC). A Lei do Petróleo revista, agora à espera de aprovação parlamentar, estabelece o conceito de um ‘Contrato de Concessão de Infra-estrutura’. Este acordo, altamente complexo, também requer negociação.

Existe uma pressão significativa para agir rapidamente, particularmente para a assinatura de acordos de venda de LNG de longo prazo, na medida em que se espera que os preços venham a reduzir nos próximos anos. Mas a variedade e complexidade das questões torna improvável a tomada de decisões finais sobre o investimento

Figura 2: Cronograma para o Primeiro Gás da Bacia do Rovuma



antes de 2014. Este é o momento em que o financiamento do projecto poderá vir a ser finalizado e a construção poderá iniciar.

A figura 2 indica os prazos previstos para a construção de uma planta de LNG em quatro ou cinco anos. Isto não é mais consistente com as normas da indústria. Em Angola, por exemplo, o projecto começou com uma planta de LNG em 2005, com a decisão final de investimento tomada em 2007. As primeiras exportações foram programadas para o final de 2011, mas foram adiadas, pelo menos, até meados de 2013. O tempo médio entre a decisão final de investimento e a primeira exportação de LNG é, agora, entre seis e sete anos³.

A Tanzânia providencia uma boa base de comparação. Sobre o calendário das primeiras exportações de gás, um estudo de 2013 encomendado pelo Banco Mundial concluiu que “As primeiras receitas do desenvolvimento de gás de águas profundas poderão ser esperadas, no cenário mais optimista possível, de agora a 10 anos”⁴.

A partir das experiências dos países pares e, tendo em conta as opiniões de analistas independentes, o prazo razoável para o LNG de Moçambique seria que a construção iniciasse em 2015, resultando em 10 milhões de toneladas de exportações provenientes de duas plantas de LNG, com início em 2021.

III. Volumes de Exportação do Rovuma

A escala das descobertas de gás em Moçambique causou muita especulação de que o rápido desenvolvimento destes recursos poderia transformar Moçambique no terceiro maior exportador de LNG no mundo.

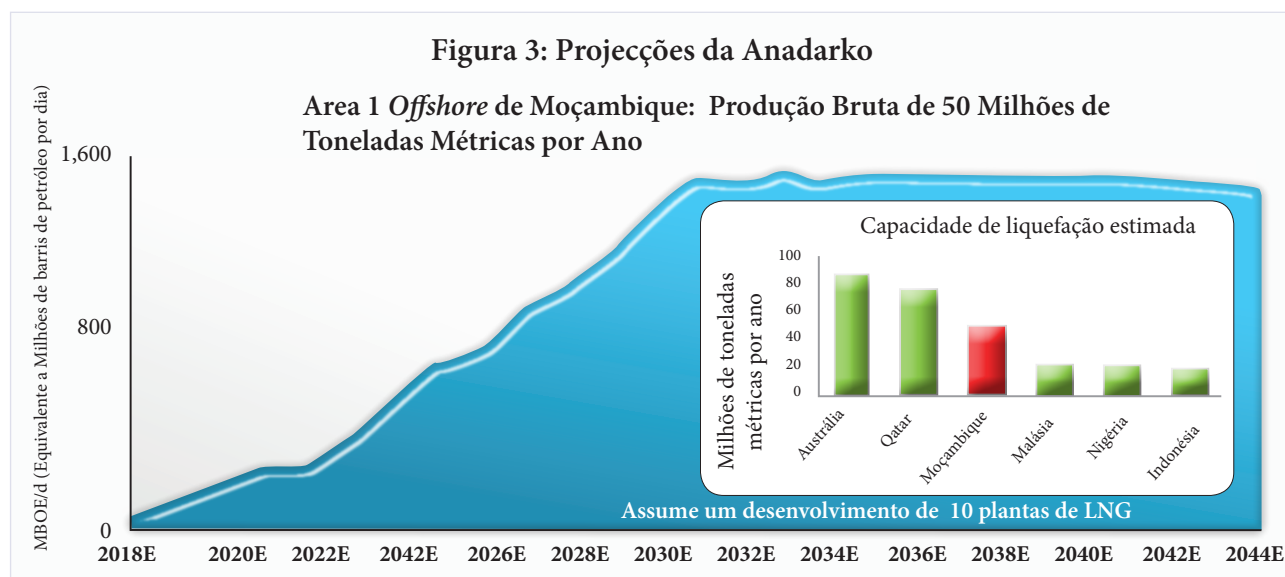
Parece ser comum para as pessoas, em Maputo, assumirem que serão construídas 10 plantas de LNG em Palma.

Tabela 1: Projecções de Expansão de LNG conforme o Plano Director do Gás

	2018	2020	2022	2024	2026
Novas Plantas	2	2	2	2	2
Capacidade de Exportação (mtpa)	10	20	30	40	50

Este foi o pressuposto subjacente à projecção muito optimista do Plano Director de Gás, que prevê US \$ 5,2 bilhões em receitas do Estado até 2026 (ver tabela 1). A capacidade de 10 plantas de LNG é, agora, reportada, com rotina, nos *media* moçambicanos e internacionais e destacada nas apresentações da Anadarko (ver figura 3)⁵.

Será realista assumir, em conformidade com o Plano Director do Gás, que 2 plantas de LNG serão construídas de dois em dois anos, para se ter um total de 10 plantas até 2026? Há apenas um caso anterior de expansão a este ritmo e escala: Qatar. Mas este já era o principal exportador



de LNG do mundo quando iniciou a sua rápida expansão.

Não há nenhum caso de um país em desenvolvimento, sem infra-estruturas básicas ou qualquer história de produção de LNG, a realizar esta escala e ritmo de desenvolvimento de LNG. Muitos pensavam que a Austrália iria igualar o ritmo de desenvolvimento do Qatar. Na figura 3, a Anadarko prevê que a Austrália ultrapasse o Qatar como líder mundial na produção de LNG. Não está claro, porém, que a Austrália alcance este objectivo, dados os significativos atrasos no projecto e ascensão de custos em todos os projectos, de entre 15 e 40%⁶.

O governo moçambicano indicou que acredita que serão necessários US \$ 50-60 bilhões em investimentos para desenvolver plenamente o gás do Rovuma. Esta é, certamente, uma subestimativa do verdadeiro custo de uma instalação de dez plantas. O desenvolvimento de LNG a esta escala tornaria Palma no local do segundo projecto de energia mais caro do mundo (ver tabela 2)⁷.

Projeções fiáveis do ritmo e escala de desenvolvimento ao longo da década 2020 são todas, praticamente, impossíveis de alcançar – há, simplesmente, muitas incógnitas. Partir do pressuposto de que haverá um número, sem precedentes, de dez plantas de LNG em funcionamento, em meados da década de 2020, parece imprudente. O Plano Director de Gás (versão final) recuou sobre a rapidez com que as exportações moçambicanas podem

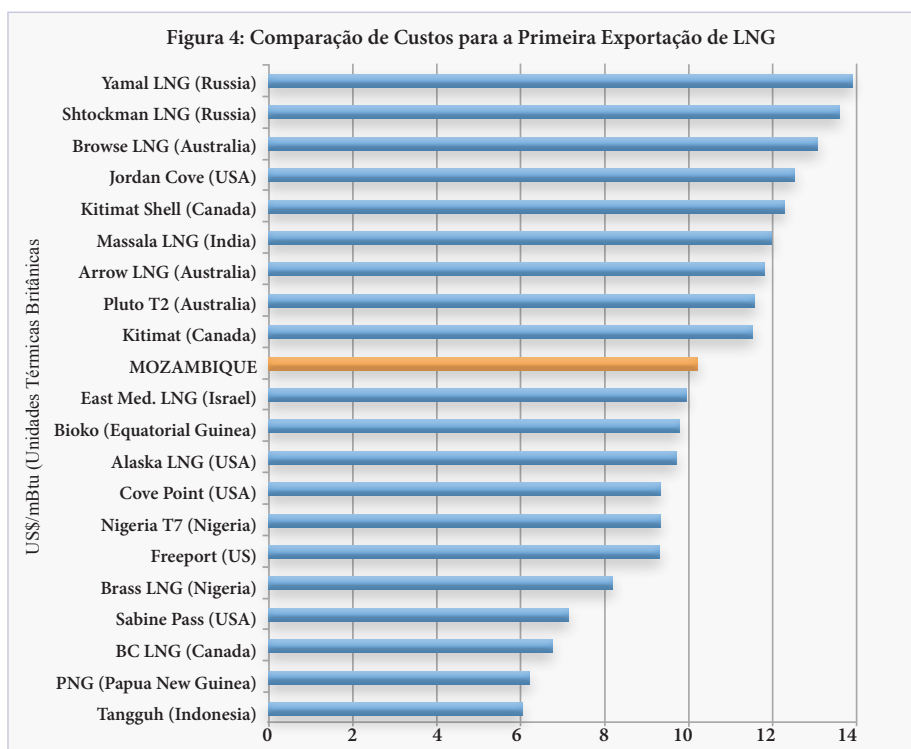
desenvolver, assumindo seis plantas de LNG em funcionamento, até 2026. Seria uma conquista extraordinária se quatro plantas de LNG estivessem em funcionamento em Palma, nessa altura.

Tabela 2: Projectos de Energia Mais Dispendiosos do Mundo

Projecto	Tipo	Localização	Custo
Kashagan	Oil	Casaquistão	\$116b
(Palma 10 Trains)	LNG	Moçambique	\$60b
Gorgon	LNG	Australia	\$50g
Ichthys	LNG	Australia	\$43b
Bovanenkovskove	Natural Gas	Rússia	\$41b
Australia Pacific	LNG	Australia	\$37b
Wheatstone	LNG	Australia	\$35b
Queensland Curtis	Coal Seam LNG	Australia	\$34b
Kearl	Oil Sands	Canada	\$30b
GLNG	Coal Seam LNG	Australia	\$30b
Three Gorges Dam	Hydro-Electric	China	\$28b

IV. Custos do Rovuma

A produção de LNG é, fantasticamente, dispendiosa. Ao longo do tempo, torna-se cada vez mais cara. As despesas gerais de capital por milhões de toneladas de exportações duplicaram mas, alguns analistas afirmam que os



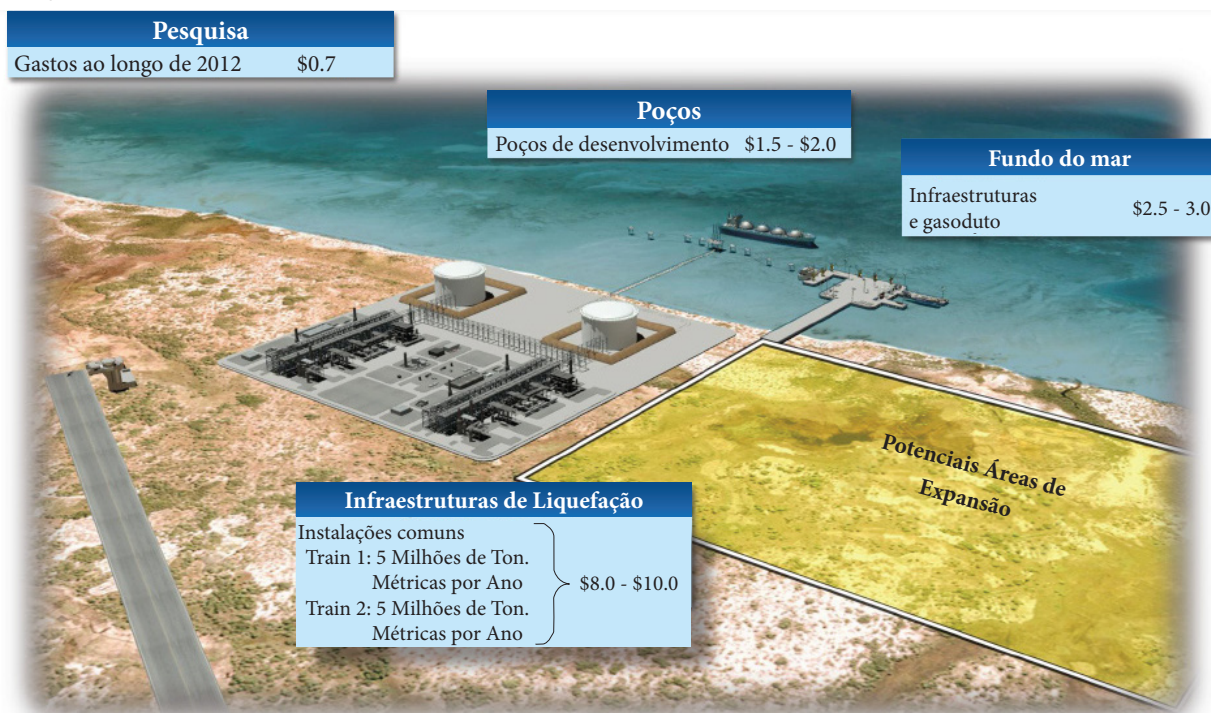
mesmos triplicaram, desde 2003. A produção, em Moçambique, será muito cara comparada às infra-estruturas de LNG existentes. Também será dispendiosa, comparativamente às potenciais exportações de LNG dos EUA. Mas ela será competitiva, comparativamente aos projectos a serem desenvolvidos na Austrália e no Ártico (ver figura 4).⁸

Uma análise comparativa sugere que Moçambique encontra-se, razoavelmente bem situado. Mas esta análise é baseada numa estimativa de custos que é altamente incerta. As estimativas iniciais da Anadarko são apresentadas na figura 5. Os custos totais, com base na extremidade superior destas estimativas, são de US \$15,7 bilhões. O FMI estimou em US\$17,5 bilhões, enquanto o Plano Director de Gás assumiu \$ 18.3 bilhões⁹.

bilhões durante o início da construção e está, agora, estimado em US\$19 bilhões e com uma tendência crescente. Um estudo recente de LNG da Tanzânia estimou que uma infra-estrutura com duas plantas de LNG “poderá consumir um investimento entre US\$20 a US\$30 bilhões”.¹⁰

Não há dúvidas que as estimativas de custos iniciais serão revistas em alta. Na verdade, quanto maior for o crescimento do gás natural do leste africano, maior será a competição por materiais e capacidade técnica escassa, e maior será o aumento dos custos. A Wood Mackenzie, uma empresa líder de pesquisa na área de gás e petróleo, estima que os custos para a instalação de duas plantas de LNG em Palma será de cerca de US \$ 25 bilhões.¹¹

Figura 5: Custos de Capital - Estimativas da Anadarko



Todos valores em Bilhões

Grandes projectos de infra-estruturas, invariavelmente, custam mais e levam mais tempo do que inicialmente previsto. Custos adicionais de 20%, ou mais, são quase previstos no sector do LNG. O projecto de LNG de Papua Nova Guiné, por exemplo, estava previsto que custasse US\$11 bilhões aquando da sua concepção, US\$15

V. Preços do Gás da Bacia do Rovuma

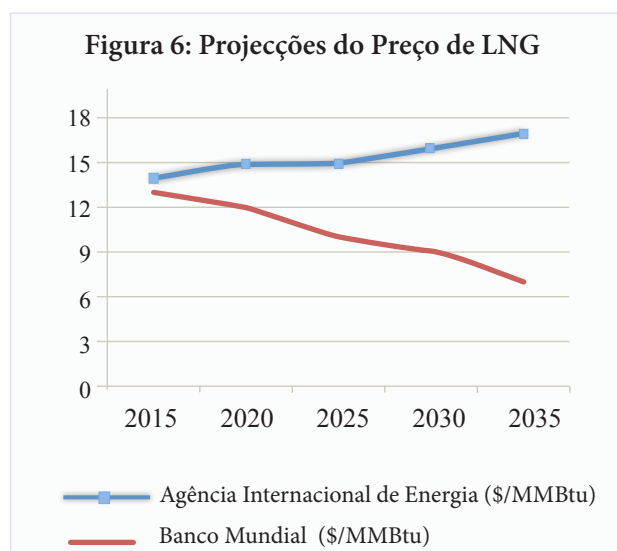
As receitas do projecto serão determinadas pela quantidade de gás exportado, os custos de produção e o valor do gás. O mercado global de LNG

está a atravessar mudanças profundas, tornando as projecções de preço cada vez mais difíceis do que o normal.

O gás natural é uma eficiente fonte de energia com uma queima relativamente limpa e a sua demanda está projectada para crescer de forma consistente, sobretudo na Ásia. A oferta é muito menos previsível. A expansão massiva de LNG ocorreu, recentemente, em Qatar e alguns esforços similares estão em curso na Austrália. O chamado 'gás natural não convencional' extraído através de fracturamento hidráulico, transformará os EUA, de um importador líquido para um significativo exportador.

O preço de LNG tem sido, tradicionalmente, de base regional: uma região do Atlântico e uma do Pacífico. Preços extremamente baixos na região Atlântica poderão ter efeitos, em cadeia, sobre a região Pacífica, como os produtores norte-americanos olham para os mercados asiáticos.

Será que a futura demanda irá ultrapassar a oferta? A Agência Internacional da Energia acredita que sim e prevê um aumento dos preços de LNG, conforme mostra a figura 6.¹² O Banco Mundial apresenta conclusões muito diferentes, assumindo que a oferta cresce mais rápido do que a demanda e que os preços irão cair.



As projecções de preço a longo prazo proporcionam um ponto de referência para o cálculo das receitas do Rovuma, mas o preço que é o que conta, em última instância, é o que foi negociado nos acordos de venda, de longo prazo. Se estes

contratos são assinados com empresas japonesas, como é amplamente assumido, os preços serão comparados com os preços asiáticos do petróleo. A receita do Estado proveniente dos pagamentos de *royalties* e de partilha de produção será calculada sobre o valor do gás à entrada da planta de LNG que, por sua vez, será calculado tomando o preço de venda final e subtraindo o custo de processamento e transporte.

VI. Termos Fiscais do Rovuma

Moçambique adoptou um sistema de 'partilha da produção' para a alocação de receitas do sector do petróleo (Para uma descrição detalhada dos termos fiscais na bacia do Rovuma, veja o Serviço de Partilha de Informação do CIP (03/2013), intitulado: 'The Gás do Rovuma Contracts'/ Os Contratos de Gás do Rovuma). Existem três importantes fontes de receita: *royalties*, Imposto sobre Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC) e partilha da produção. Para as concessões da bacia do Rovuma, os pagamentos de *royalties* são de 2% do gás produzido. O IRPC está fixado em 24%, para os primeiros 8 anos, e os normais 32% depois¹³.

Contudo, o grosso das receitas de Moçambique virá da venda da parte de gás reservada ao Estado moçambicano. A quantidade de gás que é atribuída ao Estado moçambicano é determinada por dois factores, a recuperação dos investimentos e demais despesas da empresa e a rentabilidade do projecto.

Num sistema de partilha da produção, os *royalties* são pagos primeiro. O segundo passo é permitir que a empresa recupere os seus custos de exploração, desenvolvimento e operações. Nos primeiros anos de produção, o custo total excede o rendimento do projecto, podendo, portanto, consumir todo o gás remanescente. Existem, contudo, duas restrições sobre a recuperação de custos. Primeiro, as despesas de capital podem ser amortizadas em apenas 25%, por ano. Segundo, existem limites para a recuperação de custos (65% Anadarko, 75% ENI) para garantir que seja gerado algum 'gás lucro', todos os anos.

A proporção do gás que permanece depois dos *royalties* e do 'gás custo' terem sido subtraídos é designado de 'gás lucro'. Este gás remanescente

é dividido entre a empresa e o Estado, numa escala decrescente, com base num rácio de rendimentos acumulados para despesas acumuladas. O rácio – conhecido por *r-factor* ou factor ‘r’ – é inferior a 1, quando as despesas totais do projecto excedem o rendimento total do projecto. Quando $r = 1$ a empresa terá atingido um pagamento ou ‘payout’. Quando $r = 2$, o rendimento total do projecto é o dobro das despesas gerais do projecto. A divisão relativa do ‘gás lucro’ em cada limite do *r-factor* é apresentada na tabela 3.

As implicações do regime fiscal são, relativamente, directas quando o projecto começa. A figura 7 ilustra a divisão do gás no âmbito do EPCC da Anadarko nos primeiros anos de produção. O valor de 2% de *royalty* é a primeira dedução da produção bruta. Depois, os custos são recuperados até ao limite de 65%. Quando o *r-factor* é inferior a 1, 90%, o remanescente do ‘gás lucro’ vai para a empresa e 10% para o Estado moçambicano. E quando as despesas permissíveis excedem o rendimento tributável, não é pago nenhum Imposto de Rendimento de Pessoas Colectivas.

Conforme ilustrado pela figura 7, a partilha da produção, nesta fase, resulta num valor adicional de 3.4% do gás. Combinado com 2% de *royalty*, as receitas gerais do Estado, nos primeiros anos, serão de 5.4% do total do gás produzido.

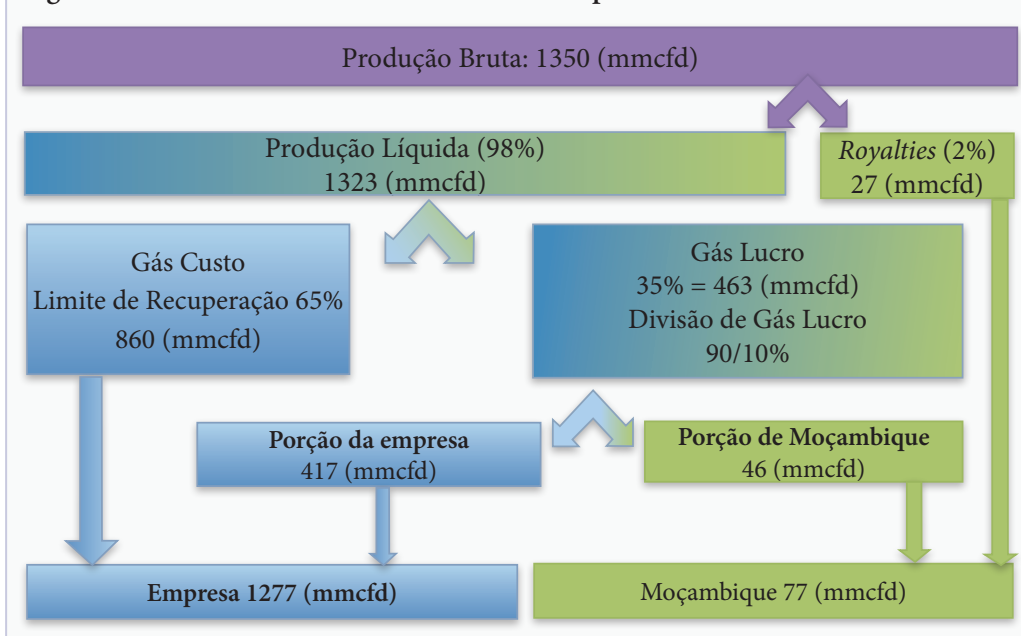
Existe um segundo ponto onde é relativamente directo ilustrar as implicações do acordo de partilha da produção sobre a receita do Estado. Isto acontece mais adiante no ciclo de vida do projecto, quando as despesas do projecto são inteiramente amortizadas e o rácio do rendimento total em relação aos custos gerais é maior do que 4. Os resultados são ilustrados na figura 8.

Tabela 3: Escala Decrescente do Factor “r”/ R-Factor

R-Factor Scale	Anadarko	ENI
R less than 1	90%	85%
R1 - 2	80%	75%
R2 - 3	70%	65%
R 3 - 4	50%	55%
R4+	40%	45%

Uma vez mais, o primeiro passo na alocação do gás é a subtracção de 2% do *royalty*. O passo seguinte é a recuperação de custos mas, já que todas as despesas de exploração ou prospecção e despesas de capital estão recuperadas, são deduzidos apenas os custos operacionais anuais. O Plano Director do Gás estima despesas anuais de operação para uma única planta de LNG em US\$83 milhões. Nesta fase, a vasta maioria da produção bruta é transferida para o ‘gás lucro’ (94%). Com um factor ‘r’ maior que 4, a parte do Estado é de 60% do ‘gás lucro’, com os restantes 40% a irem para a empresa¹⁴.

Figura 7: EPCC da Anadarko - Primeiros Anos para uma Planta de LNG



Obviamente, o preço tem um efeito profundo sobre os benefícios relativos derivados do acordo de partilha da produção. Com preços baixos, é necessário muito mais tempo para a recuperação dos custos, resultando em níveis mais baixos de ‘gás lucro’. O movimento através da escala de

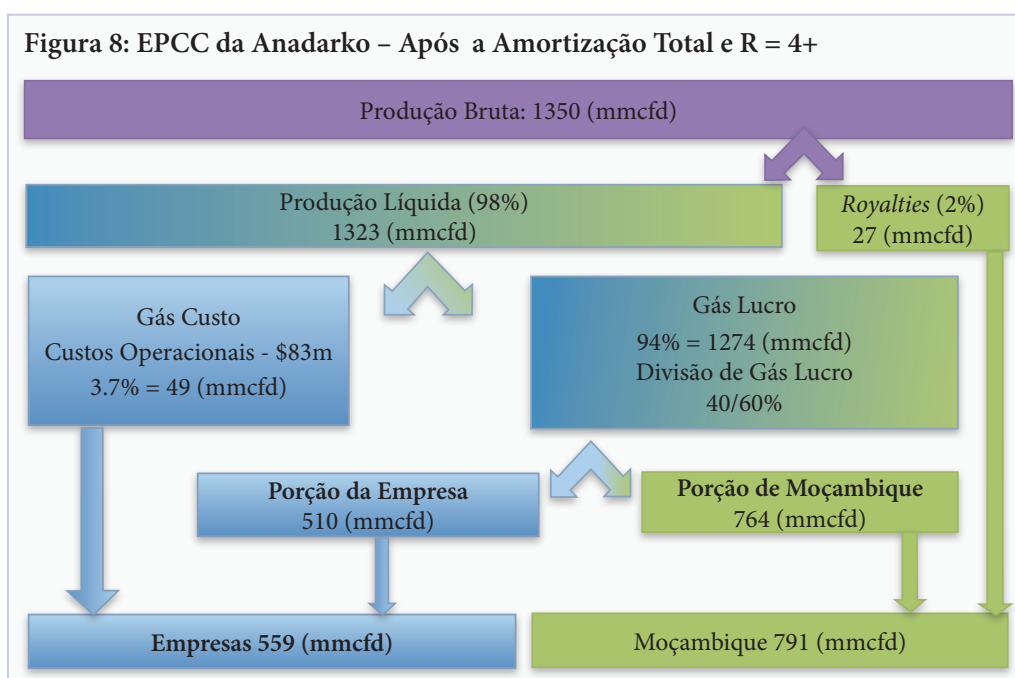
factor 'r' também leva muito mais tempo. A escala do factor 'r' é, particularmente, importante na medida em que, ultrapassar cada limite resulta em, pelo menos, um valor adicional de 10% de 'gás lucro' para o Estado.

A terceira principal fonte de receita do Estado é o Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas (IRPC). A taxa de IRPC é de 24% para os primeiros oito anos de produção e aumenta, após esse período, atingindo o seu normal de 32%. O IRPC é calculado subtraindo os custos elegíveis do lucro da empresa. O resultado deste cálculo é o 'lucro tributável', 24% do qual é pago ao Estado Moçambicano. Dada a ampla gama de deduções disponíveis, é difícil projectar a contribuição do IRPC para as receitas do Estado. O que está claro é que o IRPC não será pago durante os primeiros anos de produção, uma vez que as despesas elegíveis excederão o rendimento global. Ao longo do ciclo de vida do projecto, o pagamento do IRPC vai contribuir mais para a receita do Estado do que o pagamento de *royalties*, mas menos do que as receitas provenientes da partilha de produção.

VII. Receitas do Rovuma

Existem apenas duas projecções de receitas detalhadas para a bacia do Rovuma: uma apresentada pelo FMI ao governo de Moçambique e o recém-publicado Plano Director do Gás. Em Junho de 2012, o FMI preparou projecções de receitas para a bacia do Rovuma como parte da sua análise geral do regime fiscal de Moçambique para o sector mineiro e de petróleos. Baseado nestas projecções, o FMI concluiu que as "receitas do governo de dez milhões de toneladas por ano de Gás Natural Liquefeito poderiam alcançar US\$ 3 - 4 bilhões por ano."¹⁵

Contudo, ao longo dos últimos 10 meses, o FMI optou por ser muito mais prudente em relação às potenciais receitas do Estado moçambicano. Numa recente apresentação, o representante do FMI concluiu que "assumindo que a produção/exportação do gás venha a iniciar em 2019 e aumente gradualmente até alcançar uma capacidade plena até 2036, as receitas do gás poderiam alcançar apenas 15 por cento do PIB não derivado do LNG e corresponder a cerca de 40 por cento do total de receitas até ao fim da próxima década."¹⁶ Considerando que o FMI já não acredita que as suas próprias projecções de Junho de 2012 sejam válidas, não as incluímos na análise a seguir.



O Plano Director de Gás foi concebido para auxiliar o governo de Moçambique a decidir a melhor forma de usar a sua quota de produção de gás natural. É, portanto, focalizado no valor comparativo gerado com base numa série de cenários que envolvem opções que vão além da exportação de LNG. No processo da sua elaboração, gerou as mais detalhadas projecções de receita até à data, com base em três premissas de preço diferentes. Dois dos pressupostos de preços baseiam-se em previsões de longo prazo, provenientes de fontes internacionalmente reconhecidas: são médias da Agência Internacional de Energia e previsões de preços do Banco

Mundial para as importações japonesas de LNG.

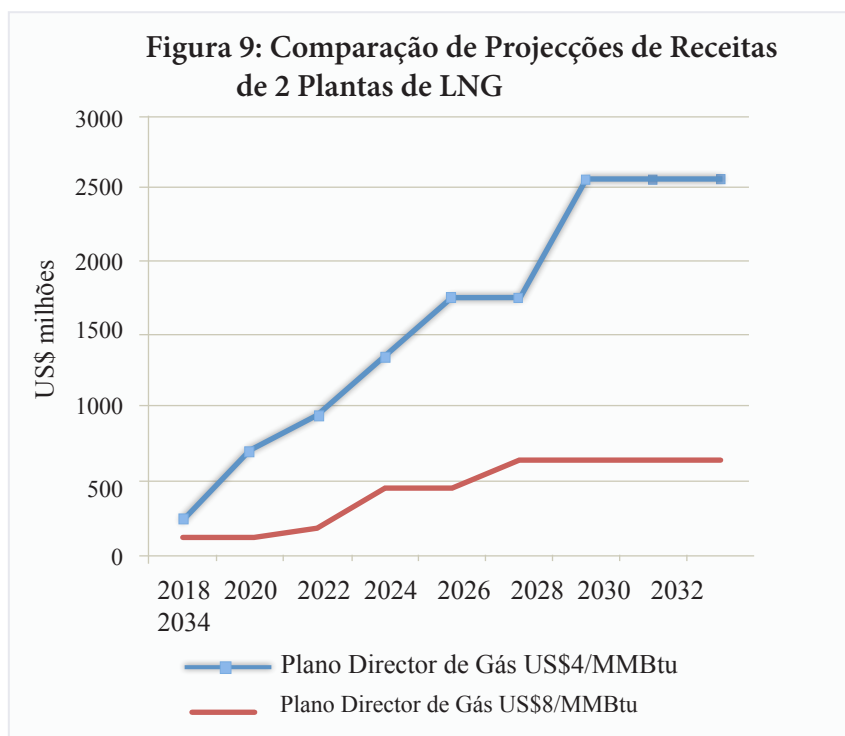
A terceira projecção de preço, mais optimista, não é baseada em previsões de uma instituição internacional bem conceituada. Ela foi incluída no Plano Director do Gás por solicitação da Anadarko, com vista a ilustrar que era, teoricamente, possível o projecto gerar rendimento substancial para o Estado nos primeiros anos de produção.¹⁷ Portanto, não incluímos esta projecção na análise a seguir.

Os dados na figura 9 são extraídos do Plano Director do Gás. Eles mostram as projecções da receita do Estado a partir de *royalties* e da partilha da produção (não são incluídos o IRPC e os potenciais dividendos) para duas plantas, produzindo 10 milhões de toneladas de LNG por ano. A maior projecção baseia-se em premissas de preços da Agência Internacional de Energia, enquanto a menor baseia-se em premissas de preços do Banco Mundial. Cada aumento na receita do Estado representa a subida de um limite de 'r-factor'.

A figura 9 mostra o padrão, previsto, de receita do Estado proveniente das operações petrolíferas. As receitas são modestas nos primeiros anos, aumentando na medida em que os custos de capital são depreciados e o factor 'r' aumenta, resultando numa maior porção do Estado do 'gás lucro'. Mesmo sob a suposição de preço alto, demora mais de dez anos para que a porção do Estado de 'gás lucro' atinja o seu máximo de 60%.

VIII. Verificação da Realidade no Rovuma

Descrever as subcomponentes requeridas para projectar as potenciais receitas do Estado é, relativamente, simples. Estruturar o modelo e suas implicações ao longo de várias etapas do ciclo de vida do projecto e, considerando vários preços projectados, é, tremendamente, complexo.



O CIP não tem acesso aos modelos em que essas projecções se baseiam. Não tem acesso aos dados internos do governo ou das empresas. E não tem economistas e juristas especializados em petróleo. Portanto, não se faz nenhuma tentativa para se fornecer uma projecção independente das receitas do Estado provenientes da bacia do Rovuma.

Os modelos valem pelos dados neles contidos e as suposições em que se baseiam. A questão é se essas suposições são realísticas (consistentes com as expectativas da indústria e as experiências de outros países em desenvolvimento) ou optimistas (assumem receitas foram do comum). Há indícios de que as projecções de receita constantes do Plano Director de Gás são optimistas. Eis algumas razões:

Início das primeiras exportações: as projecções de receitas do Plano Director de Gás assumem que haverá 2 plantas de LNG, exportando 10 milhões de toneladas de LNG a partir de Moçambique, em 2018. Isto é o que a Anadarko afirma publicamente em Maputo. Mas não é o que eles afirmam internacionalmente. Ao falar com investidores internacionais, eles indicam que a meta de 10 milhões de toneladas não será alcançada até, pelo menos, 2020. Analistas da indústria são ainda mais prudentes. Proeminentes analistas independentes do sector de LNG não incluem

quaisquer exportações a partir de Moçambique, nas suas previsões para 2020.

Estão previstos atrasos: pode parecer que dois ou três anos não farão muita diferença. Mas porque receitas significativas do Estado aparecerão muitos anos depois do início da produção, os atrasos terão um grande impacto. O FMI estima que, um atraso de um único ano na construção de plantas de LNG poderia, ao longo da vida do projecto, custar ao Estado moçambicano, aproximadamente, US\$1.6 bilião¹⁸.

Custos de capital: Os custos de capital envolvidos na construção de jazigos *offshore* (no mar) e duas plantas de LNG são difíceis de estimar. A Anadarko apresenta estimativas de custos mais baixos, de entre US\$12.7 e US\$15.7 bilhões. Analistas independentes acreditam que o número poderia ser tão alto como US\$25 bilhões. Maiores custos de capital podem ter um grande impacto sobre as receitas do Estado, retardando o progresso na escala do factor 'r' e, sobretudo, aumentando as deduções elegíveis vis-à-vis o IRPC.

Financiamento da dívida incluído na recuperação de custos: as empresas usarão o valor futuro das exportações de LNG para assegurar os seus empréstimos para o desenvolvimento do projecto. Os custos dos empréstimos poderiam, facilmente, aumentar os custos totais do projecto em US\$ 2-3 bilhões. Os custos do crédito são, normalmente, uma despesa permissível contra o IRPC. Estranhamente, os contratos EPC do Rovuma também permitem que os custos de crédito sejam declarados como parte da recuperação de custos.¹⁹ Esta disposição está contida numa única frase incluída no anexo aos contratos EPC de Rovuma. Uma vez que irá permitir que as empresas recuperem bilhões de dólares de custos de financiamento, terá um efeito nas receitas do Estado igual a um aumento de custo de capital em 20%, mesmo antes de a construção começar. O desvio de bilhões de dólares para o 'gás custo' recuará, ainda mais, os prazos da chegada de uma receita substancial para o Estado moçambicano.

Dedução do IRPC para pagamentos de royalties: nos termos das concessões da bacia do Rovuma de 2006, os pagamentos de *royalties* são dedutíveis da receita tributável. Este é também um benefício fiscal incomum. Esta disposição foi retirada através da Lei 12/2007 mas continua em

vigor para as concessões do Rovuma. Uma vez que os *royalties* são deduzidos antes da alocação do 'gás lucro' e 'gás custo', os pagamentos de *royalties* não são incluídos na matéria tributável. Todavia, os contratos permitem que a empresa reclame o valor dos *royalties* como uma despesa contra a sua receita tributável.²⁰ O valor desta dedução é susceptível de ultrapassar as despesas operacionais anuais e resultar no equivalente a reduzir a taxa de *royalty* em 1,4%.

Preço de venda do gás: os termos fiscais para 30 anos de produção de gás da bacia do Rovuma são definidos nos contratos EPC de 2006. Os preços com base nos quais os *royalties* e 'gás de lucro' serão calculados ainda não estão estabelecidos. O preço com base no qual as receitas do Estado serão calculadas deverá, ainda, ser negociado com as empresas petrolíferas. Os termos fiscais dos contratos da bacia do Rovuma já são bastante lesivos para o Estado e generosos para as companhias. Esta situação será, ainda, mais grave, se o preço de LNG acordado for abaixo do valor de mercado. Moçambique já tem experiência das implicações de concordar com um preço de venda exageradamente abaixo do mercado. Como vai mostrar uma das próximas análises do CIP, os termos fiscais para o projecto de gás da Sasol, em Inhambane, não são razoáveis.

O projecto foi incapaz de gerar receita para o Estado porque o preço de venda de gás sobre o qual os *royalties* e IRPC são avaliados, foi fixado em apenas uma fracção do valor de mercado.

Maior investimento das empresas – Menos receita nos primeiros anos para o Estado: poderá parecer razoável assumir que um maior investimento em plantas adicionais de LNG, ou em megaprojectos, utilizando gás do Rovuma, resultará em maiores receitas para o Estado. A longo prazo, isto poderia ser verdade. A curto e médio prazos, um maior investimento das empresas resultará numa menor receita para o Estado.

Há alguma confusão sobre as implicações do aumento do número de plantas de LNG para as futuras receitas do Estado. O Plano Director de Gás desenvolveu um cenário multi-plantas, assumindo duas plantas operacionais em 2018 e uma planta adicional a cada dois anos, perfazendo um total de 6 plantas até 2026. Para calcular o efeito cumulativo destas plantas adicionais de

LNG, o Plano Director do Gás assume que os custos de capital de cada planta adicional serão recuperados através das receitas geradas por cada uma destas plantas adicionais, o que, na linguagem da indústria é conhecido como ‘ring fencing’²¹. Contudo, nos contratos EPC da bacia do Rovuma está claro que não existe nenhum ‘ring fencing’: o cálculo do custo do gás e do factor ‘r’ serão feitos “tendo em conta toda a área do EPCC”²². A decisão do Plano Director de Gás de assumir um ‘ring fencing’ nos contratos de EPC de Rovuma prejudica a credibilidade das suas projecções multi-plantas de LNG²³.

Dados os termos dos contratos, fica claro que o perfil da receita do Estado não vai aumentar consistentemente com o aumento de plantas de LNG. Os custos de capital para a construção de plantas adicionais de LNG são suportados anos antes do início de exportações adicionais. Consequentemente, estes custos irão reduzir a progressão na escala do factor ‘r’, resultando numa menor percentagem de ‘gás lucro’ alocado ao Estado moçambicano. Maiores despesas de capital também reduzirão os pagamentos de IRPC. No período imediatamente a seguir a novos investimentos em plantas subsequentes de LNG, as receitas gerais do Estado irão, provavelmente, diminuir durante um período de tempo. Isso pode ter pouco efeito sobre as receitas do Estado em todo o projecto, mas pode ter efeitos profundos a médio prazo.

A lista acima é bastante técnica. Contudo, o nosso ponto é muito simples. Os contratos de EPC da bacia do Rovuma, com apêndices, têm mais de 130 páginas, cada um. Como já demonstramos, frases curtas e simples podem ter implicações de biliões de dólares. Percentagens substanciais de potenciais receitas do Estado podem, facilmente, ser perdidas nas letras minúsculas, escondidas em anexos.

Assumimos, portanto, que haverá outros factores importantes, que não são considerados aqui, que irão reduzir, ainda mais, a parte real das receitas do Estado moçambicano nos projectos da bacia do Rovuma.

Notas

- ¹ Todos os dados das Estatísticas da BP da *World Energy* 2012, excepto Moçambique, a partir do Plano Director do Gás, 2012, p. 5.
- ² Gráfico extraído do PTT (Empresa Petrolífera Tailandesa, agora detentora de 8.5% da *Cove Energy* na concessão da Anadarko) “Assessoria para Investidores,” 2012.
- ³ Neil Beveridge and Oswald Clint, *Global LNG: The Dawn of North American LNG Exports and Implications for Global Gas*, Bernstein Research, 2013.
- ⁴ Tanzania Gas Sector Scoping Mission, Led by the World Bank, International Monetary Fund and African Development Bank, 21 February 2013, p. 25.
- ⁵ Ver, por exemplo, “Mozambique to use gas to build industrial base, LNG exports,” *Reuters*, 14 Dezembro de 2012, e Anadarko, *Afguni LNG Park Conceptual 10 Train Layout*, 21 Dez. 2012. Sobre as Projecções da Anadarko, veja John Colglazier, VP Investor Relations, Anadarko, Presentation entitled: “Predictable Growth and Differentiating Value,” 20 February 2013 P. 37.
- ⁶ See “Australia LNG Growth to Continue on Asia Demand,” *Bloomberg*, 7 February 2013
- ⁷ “10 most expensive energy projects in the world, *CNN Money*, 10 August 2012.
- ⁸ Neil Beveridge & Oswald Clint, *Global LNG: The Dawn of North American LNG Exports and Implications for Global Gas*, Bernstein Research, 2013.
- ⁹ On IMF cost assumptions, see Alistair Watson, Mozambique: Reforming the Fiscal Regimes for Mining and Petroleum, IMG Fiscal Affairs Department, June 2012, p. 71; cost assumptions for Gas Master Plan provided by ICF International.
- ¹⁰ Tanzania Gas Sector Scoping Mission, Led by the World Bank, International Monetary Fund and African Development Bank, 21 February 2013, p. 25.
- ¹¹ See Wood Mackenzie, “East Africa’s yet to find reserves hold 95 tcf of gas” 22 August 2012.
- ¹² A fonte é o Plano Director do Gás – encontrar a página... isto é especificamente para o mercado Japonês. \$1.7 por MMBtu preços japoneses de LNG com custos de transporte ou talvez ainda mais distante...
- ¹³ The one other potential source of significant government revenue is dividends from the government’s equity stake in the project. As has been analyzed in CIP Publication Financing Mozambique’s Stake in Rovuma

Natural Gas, No. 05/2013, the scale of government ownership remains unclear and potential government revenues from that source are highly unpredictable.

¹⁴ Cost gas calculated based on Gas Master Plan estimate of annual operating expenses of \$83 million.

¹⁵ Alistair Watson, Ricardo Varsano, Charles McPherson, Santa Gadea and Ejona Fuli, Mozambique: Reforming the Fiscal Regimes for Mining and Petroleum, IMG Fiscal Affairs Department, June 2012, p. 8.

¹⁶ Alistair Watson, Ricardo Varsano, Charles McPherson, Santa Gadea & Ejona Fuli, *Mozambique: Reforming the Fiscal Regimes for Mining and Petroleum*, IMG Fiscal Affairs Department, Junho de 2012.

¹⁷ Solicitado pelo presidente da Anadarko Moçambique no *Seminário sobre o Plano Director do Gás Natural*, 6 de Setembro de 2012.

¹⁸ Watson, *Reforming the Fiscal Regimes for Mining and Petroleum*, IMF, p 70.

¹⁹ Ver Carole Nakhle, *Petroleum Fiscal Regimes: Evolution and Challenges*, em Philip Daniel et al, *The Taxation of Petroleum and Minerals*, Routledge, 2010, p. 99, e Emil M. Sunley, Thomas Baunsgaard & Dominique Simard, *Revenue from the Oil and Gás Sector: Issues and Country Experience*, IMF, 2002, p. 8.

²⁰ Ver Watson, *Reforming the Fiscal Regimes for Mining and Petroleum*, 2012, p. 49

²¹ O Plano Director do Gás assume que a segunda fase e as fases subsequentes de desenvolvimento serão 'ring-fenced', a partir da primeira fase e entre cada fase. Esta assunção compromete a utilidade das suas projecções para além de duas plantas de LNG.

²² Contrato Modelo 2005, Artigo 9.4(a).

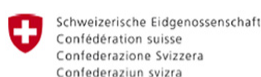
²³ Se as assunções de *ring-fencing* fossem retiradas do modelo, o perfil da demonstração 6-14 na página 6-23 do Plano Director de Gás iria mudar, com pouco volume de gás *royalty* seguindo investimentos em plantas adicionais de LNG.

FICHA TÉCNICA

Editor: Adriano Nuvunga | Layout and Design: Nelton Gemo | Tiragem: 300 exemplares | Endereço: Rua Frente de Libertação de Moçambique, nº 354, Maputo - Mozambique

Tel.: +258 21 492335, Cel.: +258 82 301 6391,
Fax: 258 21 492340 | Caixa Postal: 3266
E-mail: cip@cip.org.mz
Website: www.cip.org.mz;
Registo N°: 020/GABINFO-Dez/2007

Parceiros



Swiss Agency for Development and Cooperation SDC

