

ACORDOS DE VENDAS DE GÁS PARA O LNG DO ROVUMA: Determinação do Preço e Implicações para as Receitas do Estado

Os acordos de venda para o Gás Natural Liquefeito (LNG, sigla inglesa) do Rovuma estão a ser negociados numa altura em que os preços do gás estão mais voláteis que nunca. As projecções anteriores das receitas do Estado foram baseadas em previsões de preços para o LNG da Ásia, que já não são credíveis devido à produção de gás de xisto nos Estados Unidos e à queda dos preços internacionais do petróleo. Preços mais baixos significam menos receita para o Estado e podem pôr em risco a futura expansão da produção do LNG do Rovuma.

Resumo

Avaliações das potenciais receitas para o Estado moçambicano derivadas do LNG do Rovuma são esmagadoramente concentradas no volume de gás a ser produzido e nas taxas dos impostos estabelecidos nos contratos de 2006. Dá-se pouca atenção ao aspecto mais importante na determinação da receita do Estado – o preço a que o LNG será vendido. Se os preços forem mais baixos que o esperado, as receitas iniciais serão muito inferiores e crescerão a um ritmo bastante mais lento do que o previsto nas projecções actuais.

O preço futuro do LNG está fora do controlo de Moçambique. O mesmo será determinado pelos preços do mercado internacional. Mas as receitas do Estado serão, também, determinadas pelos acordos de venda de gás de longo prazo que estão actualmente a ser negociados pela Anadarko e a ENI e pela interpretação das cláusulas ambíguas de valoração estabelecidas nos contractos de 2006.

Moçambique já sofreu as consequências de uma má negociação do preço de venda do gás natural, com o gás de Pande e Temane a ser vendido em Moçambique a 1/5 do seu valor na África do Sul. A fórmula de preços acordada em 2002 impede Moçambique de receber uma parte justa dos benefícios financeiros. Os estudos de caso abaixo referidos, da Guiné Equatorial e do Iémen, revelam que outros países em desenvolvimento perderam receitas significativas do LNG devido a acordos de preços desfavoráveis.

Devido à revolução de gás de xisto nos Estados Unidos e a consequente queda dos preços do petróleo, há uma maior incerteza nos preços no mercado internacional de LNG agora do que em qualquer outro momento nas últimas décadas. Embora as primeiras exportações de gás estejam, ainda, a pelo menos cinco anos de distância, estes acordos de venda de longo prazo estão a ser negociados agora, como base para as empresas contraírem empréstimos de dezenas de milhares de dólares para construir as instalações de LNG em Moçambique. Por conseguinte, o preço de

venda plausível para o LNG de Moçambique é muito mais baixo do que foi assumido nos esforços de projecção da receita do FMI e do Standard Bank.

De forma a proteger receitas futuras, o Governo deve:

- Desenvolver uma posição independente sobre as tendências no mercado internacional de LNG de forma a proteger os interesses moçambicanos e participar de forma activa na negociação destes acordos de venda de longo-prazo;
- Dividir os potenciais mercados de vendas entre a Anadarko e a ENI (como fez o Qatar) para garantir que a competição entre as duas empresas não faça baixar o preço;
- Assegurar que os acordos de venda de gás seguem as boas práticas internacionais e incluem cláusulas de revisão de preços (pelo menos a cada cinco anos) e cláusulas de destino que garantam uma divisão justa dos lucros se o gás for enviado para um mercado alternativo (ver caso de estudo da Guiné Equatorial); e
- Resolver as lacunas dos contratos do Rovuma assinados em 2006 sobre a valoração do LNG, chegando a acordo sobre um preço líquido (preço *netback*) baseado no valor final de venda menos custos de transporte e regaseificação.

1. O Comércio Internacional de LNG

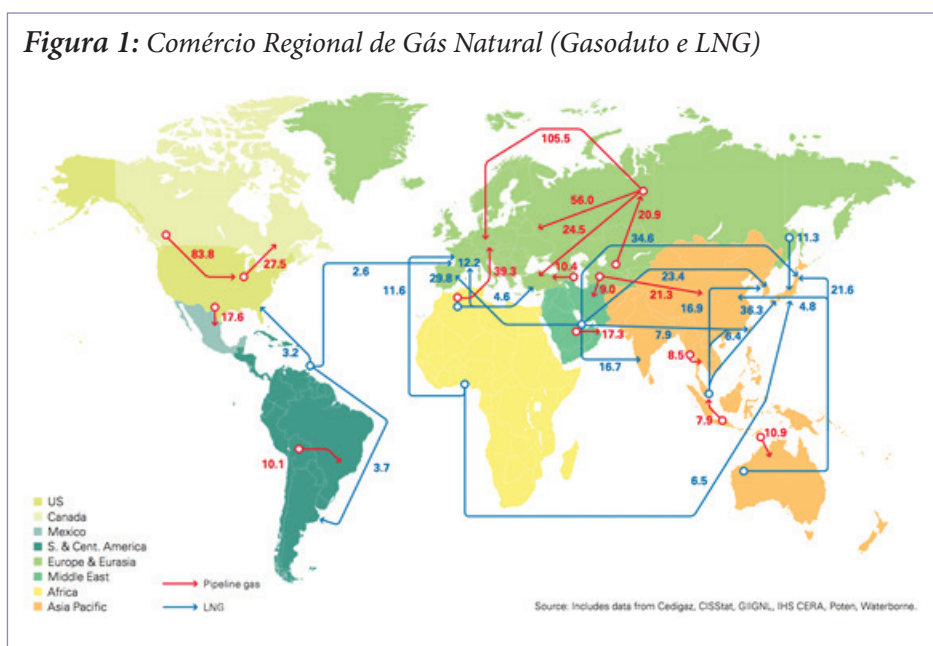
As empresas que fazem prospecção na Bacia do Rovuma esperavam encontrar petróleo. Uma vez que já está em estado líquido, o petróleo é fácil de extrair, fácil de armazenar e fácil de transportar. Desde há quase um século tem havido um mercado mundial para a

compra e venda de petróleo. Não existe nenhum mercado paralelo para o gás natural. O gás natural não está obviamente em estado líquido e, conseqüentemente, é mais fácil de extrair, mas mais difícil de armazenar e transportar. É tão difícil de transportar que quando se encontra simultaneamente gás e petróleo, o gás é simplesmente queimado. O Banco Mundial calcula que em 2011 tenham sido queimados mais de 50 mil milhões de USD de gás natural ao nível global.¹

Existem apenas duas opções de transporte para o gás natural: um gasoduto ou a liquefação. Os gasodutos são possíveis quando as reservas de gás se encontram até cerca de 2.000 km de um mercado relativamente grande e representam 90% das vendas globais de gás natural. Quando a distância para o mercado é maior, a única alternativa é converter o gás em líquido e enviá-lo por barco. O comércio global de gás natural liquefeito (LNG) começou nos anos 50 e expandiu-se primeiro em meados dos anos 80 e depois de novo em meados de 2000, impulsionado em grande parte pela procura do Japão, Coreia do Sul e Taiwan.

Como mostra o mapa na Figura 1, devido aos desafios do transporte, o mercado internacional de gás natural não é global, mas regional. Tradicionalmente, tem estado dividido em três regiões: América do Norte, Europa e Ásia. O gás Europeu vem predominantemente por gasoduto,

Figura 1: Comércio Regional de Gás Natural (Gasoduto e LNG)



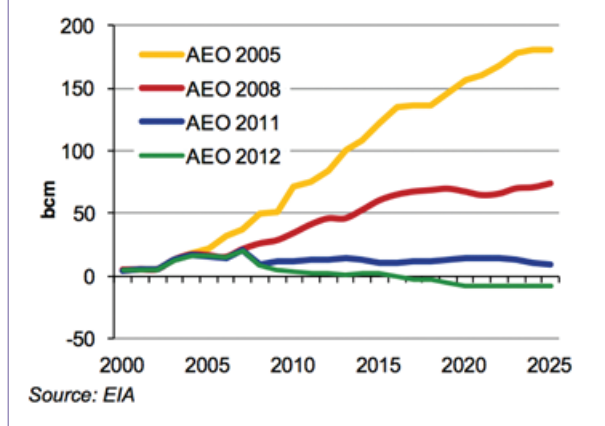
principalmente da Rússia, mas também do Norte de África.

O mercado norte-americano é também predominantemente regional, com um comércio de gás substancial entre os Estados Unidos e o Canadá, transportado por gasoduto, e LNG de Trinidad e Tobago. O LNG domina o mercado asiático, com apenas uma pequena parte do gás natural a ser transportado por gasoduto.

Os preços do LNG são determinados pelas leis da oferta e procura. Durante muitos anos, assumiu-se que a componente da oferta nessa equação era previsível, com um forte crescimento projectado para os compradores asiáticos tradicionais (Japão, Taiwan e Coreia), bem como os novos (China e Índia). Todavia, as projecções são inerentemente incertas e a procura por LNG está actualmente a diminuir na Ásia devido a um abrandamento económico.

A componente da oferta é ainda menos previsível. A produção de LNG está a expandir-se rapidamente, com um aumento de 50% de 2009-2013, principalmente proveniente do Qatar. Espera-se uma expansão adicional nos próximos anos com a operacionalização prevista de sete novas instalações na Austrália, entre 2014-17. Um abastecimento adicional virá, também, de Angola, Indonésia, Nigéria e Papua Nova Guiné. Um outro factor que complica, ainda mais, as

Figura 2: Projecções da EIA sobre Importação de LNG nos EUA

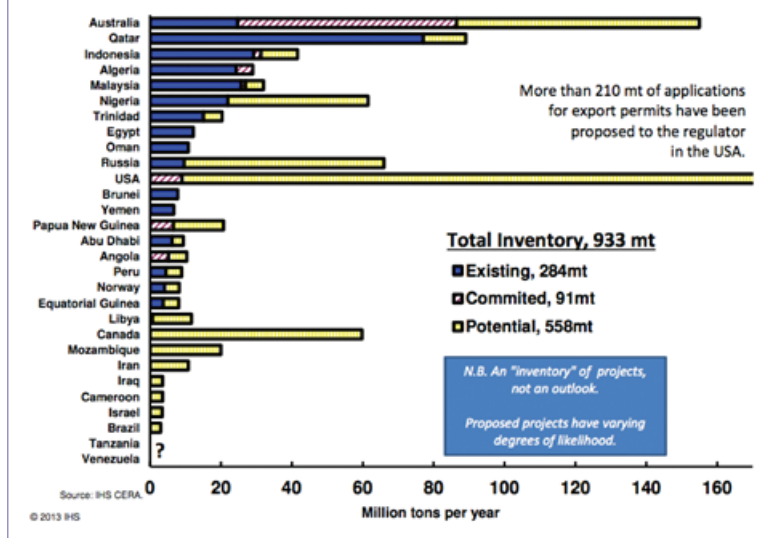


projecções é a expansão massiva de gás não convencional que antes se pensava ser gás acoplado ao xisto, mas que agora é extraído por ‘fracturamento hidráulico’. Esta nova tecnologia tornou acessível cerca de 6.600 Trilhões de Pés Cúbicos (TCF, sigla em inglês) de fornecimento potencial.² O impacto foi mais pronunciado nos Estados Unidos onde a EIA (agência norte-americana de informação e estatísticas sobre energia) prevê, agora, uma transformação dos EUA de importador relevante de LNG para exportador líquido até 2017.³

A expansão extraordinária da produção de gás natural dos EUA surpreendeu o próprio país e o resto do mundo. A Figura 2 é a estimativa das importações e exportações de gás natural da própria EIA. O pressuposto em 2005 e 2008 era que os Estados Unidos seriam um importador relevante de gás. Agora espera-se que os Estados Unidos sejam um exportador líquido.

O excedente de gás natural nos Estados Unidos (EUA) terá um impacto profundo no mercado de LNG. Como se mostra na Figura 3, foram registadas licenças de exportação de LNG nos EUA para mais de 210 milhões de toneladas por ano. Mesmo que a maior parte destas em última instância não vão avante, o LNG adicional que de facto entrar no mercado terá um efeito significativo nos preços mundiais. Os actuais fornecedores de LNG aos Estados Unidos,

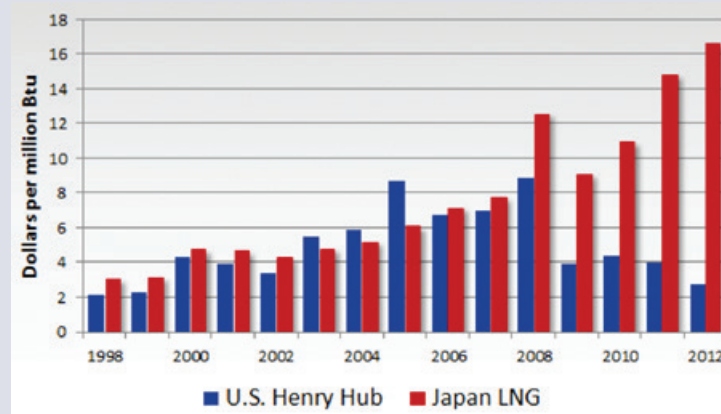
Figura 3: Capacidade de Exportação de LNG (Existente e Proposta)



incluindo Trinidad e Tobago, Noruega, Nigéria, Iémen e Qatar, estarão à procura de novos clientes. O Canadá, um fornecedor tradicional de gás natural aos EUA via gasoduto, está também a preparar uma capacidade significativa para novas exportações de LNG.

O aumento massivo do fornecimento de gás norte-americano teve um efeito impressionante sobre os preços. A Figura 4 mostra os preços de gás natural em dois dos mercados principais – os EUA e o Japão. Até 2007 os preços avançaram de modo geral na mesma direcção. Mas a procura crescente na Ásia, conjugada com a revolução do gás de xisto nos EUA, resultaram numa divergência desconcertante entre os preços norte-americanos e os japoneses. Os preços de referência nos EUA (conhecidos como ‘Henry Hub’) estão agora em cerca de \$3/mmbtu (milhão de unidades

Figura 4: Comparação dos Preços de Gás dos EU e do Japão



térmicas britânicas), ao passo que o LNG no Japão é actualmente cotado a \$14-15/mmbtu. Os países que basearam os preços do gás natural no padrão dos EUA, como a Guiné Equatorial⁴ e o Iémen, perderam milhões de dólares em receitas do Estado (ver caixa de texto 1 e 2).

Caixa de Texto 1: Guiné Equatorial Perde Receitas em Consequência de Um Mau Acordo de Preços

Em 2007, o grupo BG Group (Gás do Reino Unido) assinou um contrato para a compra de toda a produção de LNG da Guiné Equatorial, correspondente a 3.4 milhões de toneladas por ano, até 2024. O preço de venda foi baseado num desconto fixo (cerca de 90) do preço de referência do futuro dos EUA (*benchmark futures price*) conhecido como “Henry Hub.”

Estabelecer uma ligação com o preço de referência dos EUA pareceu fazer sentido na altura, visto que o LNG era destinado para o mercado americano. Em 2004, os preços dos EUA eram de \$6 por mmbtu e com um aumento da procura na ordem de \$15 por mmbtu no ano seguinte. O contrato também continha um “preço mínimo” necessário para assegurar o financiamento para o projecto de LNG.

Contudo, a revolução de gás de xisto nos EUA resultou em preços de gás dos EUA inferiores a \$4/mmbtu. O baixo preço *Henry Hub* afecta o preço através do qual a BG compra o gás, mas não o preço através do qual o gás é vendido. Com os baixos preços na região Atlântica, a BG envia o LNG para o mercado do Pacífico onde os preços são cinco vezes mais altos. A BG mantém os lucros, reportados como sendo de quase \$1 bilião por ano.

Muitas vezes os contratos, que contêm uma cláusula que exige lucros adicionais a partir do desvio do gás para um mercado mais lucrativo, devem ser partilhados em 50-50, mas esta cláusula não existe no contrato com a BG. Tensões desencadearam-se em 2009, quando o Vice-Ministro da Energia, Sr. Gabriel Obiang Lima, apresentou objecções públicas sobre os lucros da BG feitos a partir da venda de LNG para o mercado asiático. Como uma concessão, a BG concordou, em privado, que o governo receberia 12.5 por cento do lucro.

No ano passado, a BG gerou cerca de 40 por cento do seu lucro de operação na ordem de \$2.6 biliões sobre o LNG a partir de uma única transacção, apesar de ter correspondido a apenas um quarto do volume total. Relatórios nos medias sugerem que a transacção de 12.5 é insuficiente e que a Guiné Equatorial pretende renegociar o acordo do preço em 2014.

2. Mercados e Preços do LNG Asiático

O mercado asiático de LNG tem os preços mais elevados e é o destino de eleição para quase todos os projectos de LNG actualmente em desenvolvimento, incluindo os de Moçambique.

A amplitude extraordinária entre os preços do gás norte-americano e do asiático está a começar a desestabilizar os mercados regionais, tradicionalmente separados. O preço de referência internacional para o LNG é estabelecido no Japão – o maior importador individual. Tal como acontece com muitas economias do leste asiático, o Japão tem fontes de energia muito limitadas e não pode trazer o gás para o país por gasoduto. A fonte original do seu LNG era o Alasca e o Sudeste Asiático (Indonésia e Malásia), mas, actualmente, as principais contribuições vêm do Qatar (mais de 16 mtpa) e da Austrália (mais de 17 mtpa).

As economias asiáticas são altamente dependentes de energia importada. Uma garantia de fornecimento é da maior importância, sendo a previsibilidade do preço uma consideração importante, mas secundária. Procurou-se alcançar estes objectivos paralelos através de acordos de vendas de longo prazo, tendo como referência os preços do crude, mas com mecanismos para compensar as subidas significativas de preços.

A Figura 5 mostra a abordagem tradicional para a fixação dos preços de LNG no Japão – a chamada “curva-S”. O preço do LNG está ligado ao preço do crude importado (conhecido como “*Japanese Crude Cocktail*” ou JCC).⁵ Na faixa média, os dois preços estão directamente ligados, com um pequeno desconto para o gás em comparação com o crude. A inclinação da curva determina a relação entre o preço do petróleo e o preço do LNG. Quando a inclinação é de 16,7 os preços de LNG são iguais aos do crude em termos de energia. Se a inclinação for inferior a 16,7 significa que o LNG é vendido a preço inferior ao do crude. As inclinações médias nos anos mais recentes foram entre 14 e 15.

As duas quebras na linha amarela – abaixo de \$30 e acima de \$72 neste exemplo – funcionam

Caixa de Texto 2: Perdas de Receitas do Governo no Iémen

As exportações do petróleo correspondiam a 75% das receitas e 90% dos lucros de exportação para o Governo do Iémen. Contudo, os volumes de produção têm estado gradualmente a diminuir, na medida em que os campos de petróleo estão a chegar ao fim do seu ciclo de vida. O Iémen assinou um “Acordo de Desenvolvimento de Gás” em 1995 com a empresa petrolífera francesa Total, na esperança de que as exportações de LNG pudessem compensar a queda das receitas de petróleo. O desenvolvimento do projecto de LNG foi retardado devido a crise financeira asiática e foi relançado a seguir à assinatura de três “acordos de compra e venda” em 2005.

Os três acordos de compra e venda com a duração de vinte anos são desagregados conforme se segue: GDF-Suez (2.7mtpa), Total Gas e Power (2mtpa) e *Korean Gas Corporation* (2mtpa). Os primeiros dois contratos eram inicialmente destinados ao mercado americano com preços indexados para o *Henry Hub* (HH). O terceiro contrato destinado para o mercado coreano é indexado ao preço do *Japan Crude Cocktail* (JCC). Nenhum deles foi concebido para proteger as receitas do Governo do Iémen em face das grandes flutuações de preço.

O Iémen perdeu biliões de dólares em receitas nos primeiros cinco anos do projecto porque a fórmula de definição de preço incluía um tecto sobre o preço de venda, resultando num limite do preço de apenas \$3.80/mmbtu, quando o preço do *crude* japonês excede \$40/bbl. Preços médios JCC ao longo do período de vida das exportações do LNG do Iémen excederam \$90, mais do que o dobro do limite do preço contido nos contratos.

Os resultados para a receita do governo do Iémen são claros. A Kogas da Korea pagou \$3.80/mmbtu para o LNG importado do Iémen em 2013. O preço médio do LNG importado para a Coreia a partir de todos os fornecedores era de \$14.60/mmbtu. Relatórios sugerem que os preços pagos para o LNG, pela Total e GDF Suez, se basearam em contratos de venda originais, onde eram mesmo mais baixos, em cerca de \$3.20/mmbtu.

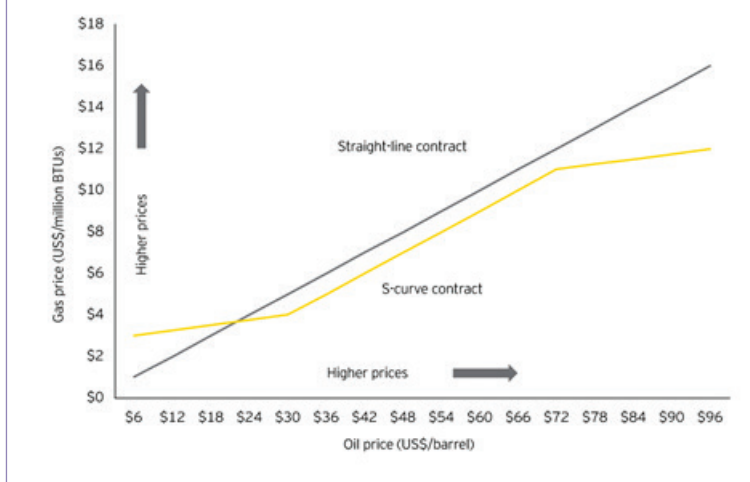
Rumores propagaram-se em 2010 de que o Iémen procuraria renegociar os contratos. Dois anos mais tarde, o Governo do Iémen anunciou que a Total e a GDF Suez tinham acordado em mais do dobro do preço, de US\$3.20/mmbtu para mais de US\$7.20/mmbtu.

como limites mínimos e máximos (os acordos de venda estabelecem limites mínimos-cap, e limites máximos-collar, à favor do investidor, e que não podem ser ultrapassados). O resultado é que a sensibilidade da ligação entre o preço do LNG e do crude é enfraquecida quando os preços do petróleo estão muito baixos ou muito altos. No extremo inferior, um limite mínimo garante que o projecto de LNG vai gerar receitas suficientes para reembolsar os empréstimos. No extremo superior, o tecto protege o comprador dos picos nos preços internacionais do petróleo.

A “curva-S” tem comandado a fixação de preços de LNG há décadas, não só no Japão, como também noutros países asiáticos, compradores de LNG, tais como a Coreia do Sul e Taiwan. No entanto, a pressão pela mudança está a crescer.

Analistas do sector prevêem que está para acontecer o maior choque no mercado internacional do LNG em décadas. Quase ninguém acredita que vá surgir um mercado verdadeiramente global para o gás natural; os custos de transporte são simplesmente demasiado elevados (ver análise abaixo). Mas há um sentimento crescente de que o LNG asiático, ligado ao crude asiático de preços elevados, é insustentável: o gás é barato, o petróleo é caro e os países asiáticos, actualmente, compram gás indexado ao petróleo. O Japão

Figura 5: Exemplo de Curva em S Japonesa – LNG Ligado ao Crude



e a Índia acordaram em 2013 criar um “grupo de compradores” asiático para lutarem por preços mais baixos na importação de LNG. Novos compradores tais como a China e a Índia estão a recusar-se a aceitar a indexação ao crude no modelo antigo. E com o crescente volume de LNG a ser comercializado, não em acordos de longo prazo, mas nos chamados “mercados à vista” (*spot market*), o poder dos compradores está a aumentar (ver texto da caixa 3).

3. Contratos de Longo Prazo para o Gás do Rovuma

Acordos de longo prazo para venda de gás devem ser assinados antes de a Anadarko e a

Caixa de Texto 3: Acordos de Vendas e “Preços Spot”

A infra-estrutura de exportação do LNG requer um investimento de dezenas de biliões de dólares. As empresas normalmente contraem crédito para desenvolver o projecto na base da futura receita do projecto (conhecida como financiamento de projecto ou de “não-recurso”). Os credores procuram garantias de receitas de projecto de longo prazo para reembolsar a dívida. Projectos de LNG são baseados, portanto, em contratos de venda de 20-25 anos, conhecidos como **acordos de venda de gás** (GSA) ou acordos de compra de gás (GPA). Há vinte anos atrás, quase todo o LNG foi vendido através de acordos de venda de longo prazo. Mas desde finais dos anos 90 emergiu um mercado comercial de curto prazo, conhecido como um “*spot market*,” ou mercado de pagamento à vista. Estes são contratos de vendas tão grandes como a oferta de um ano e tão pequenos como a carga de uma única embarcação. O *spot market* corresponde agora a cerca de 20% das vendas globais. A combinação do fim da validade de velhos contratos e a capacidade excessiva nos EUA criou uma oferta substancial sem destino fixo, enquanto os requisitos sazonais e outra escassez (isto é, *Japan nuclear*) criaram a demanda no Reino Unido, Japão, Coreia, Taiwan e China.

ENI fazerem a sua decisão final de investimento. Estes acordos de venda serão também a base para assegurar financiamento para dezenas de milhares de milhões de dólares para construir instalações de LNG em Moçambique. Os preços negociados nesta fase são de importância crucial para todas as partes envolvidas, contudo eles estão a ser negociados nas circunstâncias mais voláteis desde há décadas.

O Governo Moçambicano tem que analisar cuidadosamente as tendências dos preços e riscos associados para evitar falhas como as da Sasol Pande Temane, bem como o que aconteceu com a Guiné Equatorial e o Iémen (ver texto da caixa 6 sobre cláusulas contratuais que podem ajudar). O Governo também deve intervir para garantir que a concorrência entre a ENI e a Anadarko não leva o preço a baixar ainda mais (ver texto da caixa 5^e).

Todas as projecções de receitas para o LNG do Rovuma partem do pressuposto de que o preço do LNG seria baseado na fórmula tradicional japonesa indexada ao crude. O Plano Director do Gás, publicado no início de 2013, referia: “Dada a situação do mercado, será possível para Moçambique assegurar negócios com preços ligados ao petróleo com inclinações de cerca de 14,5 ou mais.”⁷ O FMI também baseou todas as projecções num preço ligado ao crude nas suas projecções de Junho de 2012 e Novembro de 2013, ambas baseadas numa inclinação de 14.⁸

Contudo, está actualmente claro que os acordos de venda que estão sendo negociados pela Anadarko para o LNG de Moçambique não se basearão na tradicional fórmula japonesa.

A Anadarko assinou acordos não vinculativos com compradores asiáticos para cerca de dois terços do LNG da primeira série.

Especificamente, a Anadarko deverá fornecer 2,6 mtpa à empresa PTT da Tailândia⁹, e a empresa ONGC Videsh da Índia (OVL) está em negociações com o consórcio para importar LNG.¹⁰ Relatórios do sector indicam que estes acordos de venda são 50% ligados ao petróleo japonês e 50% ao preço de referência do gás natural dos EUA conhecido como “Henry Hub.”¹¹

Caixa 4: Termos de Contrato Protegem Receita do Governo

Como revelam os casos da Sasol Pande Temane, do Iémen e da Guiné Equatorial, as receitas do Estado podem ser profundamente minadas por acordos injustos de fixação de preços. No entanto, há cláusulas contratuais que os governos podem usar para proteger os seus interesses.

Os contratos de gás e LNG incluem frequentemente Cláusulas de Revisão de Preços, permitindo às partes rever as fórmulas de fixação de preços em intervalos de 3-5 anos ou quando as condições de mercado mudarem significativamente em relação à intenção inicial do contrato. Estas cláusulas devem identificar um evento desencadeador que dê às partes o direito de invocar uma revisão de preços e os elementos da fórmula que podem ser alterados.

Cláusulas de Desvio de Preços: as fórmulas de fixação de preços do LNG nos acordos de longo prazo são determinadas pelo preço no destino previsto. Mas a alteração das condições de mercado podem resultar no “desvio” do gás para outros mercados que oferecem melhores preços, assim gerando lucros muito mais altos (ver caso da Guiné Equatorial). Os contratos devem estabelecer as bases para a partilha de lucros adicionais que resultem do envio de LNG para mercados com preços mais elevados.

Não há qualquer indicação de que estas cláusulas estão a ser incorporadas nos acordos de venda de gás actualmente em negociação para o LNG do Rovuma.

A Anadarko não tem qualquer experiência anterior com o LNG. Quando o CEO da empresa, Al Walker, foi questionado sobre o ‘desligamento’ dos preços do LNG das referências do crude numa cimeira sobre custos de energia realizado em Tóquio, no Japão, ele disse: “Eu sou agnóstico. Nós não temos contratos ligados ao petróleo actualmente”, acrescentando “nós queremos um

preço que dê uma taxa de retorno atractiva pelos riscos que corremos”.¹²

Diz-se que a ENI também está negociar acordos na China indexados parcialmente aos preços dos EUA (*Henry Hub*).¹³

O desafio agora para a Anadarko e a ENI é converterem estes acordos iniciais em contratos de venda de gás vinculativos. As dinâmicas de mercado em mudança nos últimos meses deram, no entanto, mais poder aos compradores. A referência dos EUA para o gás natural permaneceu abaixo de \$3/mmbtu no início de 2015. Os preços de petróleo em queda tiveram um impacto enorme nos mercados de LNG asiáticos com os preços à vista a caírem abaixo de \$8/mmbtu. E parece que as negociações em curso sobre vendas de gás por gasoduto entre a China e a Rússia a pouco mais de \$10/mmbtu estarão a estabelecer uma nova referência para os futuros preços do LNG asiático. Assim, os analistas do sector esperam que os preços nos acordos finais para o LNG do Rovuma sejam significativamente mais baixos do que se tinha pensado.

Que tipo de preço se pode esperar de forma realista? A Anadarko pediu ao Standard Bank

que realizasse uma análise macroeconómica com base num preço de venda previsto de \$12/mmbtu, um preço que nenhum analista independente do sector considera credível.¹⁴ O FMI, num relatório de 2014 sobre perspectivas para o LNG na Tanzânia, elaborado antes da queda dos preços do petróleo, baseou as suas previsões em \$11/mmbtu.¹⁵ Muitos analistas agora pensam que uma previsão de preço entre \$10 e \$10,50/mmbtu é credível. Esse preço manteria o LNG do Rovuma ainda viável. De acordo com Paulo Scaroni, antigo PCA da ENI, seria necessário um preço de \$9/mmbtu para o projecto atingir o equilíbrio financeiro.¹⁶ Mas as margens de lucro seriam muito mais baixas, com um impacto correspondente na potencial receita do Estado.

4. O Cálculo do Preço (*Netback*) Líquido

O preço pelo qual o LNG de Moçambique podia ser vendido na Ásia é de importância vital na determinação de receitas potenciais para o Estado. Mas as receitas do Estado não são calculadas sobre o preço final de venda, mas sim sobre aquilo que se designa como preço líquido.

Caixa 5: Concorrência entre ENI e Anadarko Faz Baixar Preços

Uma vez que os campos de gás atravessam os limites das concessões da Anadarko e da ENI, a legislação moçambicana requer que as duas companhias unam as operações offshore (unitização). Porém, desde o início das negociações as duas empresas exprimiram claramente que planeavam comercializar o seu gás separadamente. Como ambas as empresas vêm a Ásia como o destino para o seu gás, há o risco de que a concorrência entre a Anadarko e a ENI na comercialização do gás de Moçambique leve os preços a baixarem, reduzindo as receitas para o Estado.

Giles Farrer, um analista senior da *Wood Mackenzie*, diz: “Se pensarmos neste projecto em 20 anos, com todo esse gás em Moçambique, como é que eles garantem que os volumes sejam vendidos sem concorrência entre eles? Na essência, isso vai contra os interesses do Estado”.

Quando o Qatar enfrentou o mesmo risco, eles repartiram os mercados disponíveis para garantir que não haveria qualquer concorrência directa. Em Moçambique não está a ser adoptada qualquer estratégia semelhante a essa. Na realidade, não parece haver mesmo nenhuma coordenação. John Christiansen, o director de comunicação da Anadarko, disse: “Desconhecemos quais os mercados que a ENI pretende explorar”.

O Governo diz que está presente nas negociações sobre acordos de venda de LNG a longo prazo e que intervirá se necessário para garantir que a concorrência entre as duas empresas não vai colocar em risco as futuras receitas do Estado. Analistas do LNG discordam: “A ENH não tem tido uma presença forte nas negociações de acordos de compra e venda (SPA).

Os contratos para a Bacia do Rovuma foram elaborados na esperança de se encontrar petróleo. Se se encontrasse gás natural, pressupunha-se que seria transportado por gasoduto, tal como acontece com o gás de Pande Temane. Em consequência disso, os contratos são vagos sobre questões vitais de avaliação e fixação de preços.

O projecto da Sasol em Pande Temane demonstra os riscos que se colocam quando o preço de venda não está ligado ao valor do mercado. Tal como uma análise do CIP mostrou, no caso do gás de Pande Temane, não há ligação entre o preço a que a Sasol compra o gás em Moçambique e o valor desse gás na África do Sul (Ver texto da caixa 6).

A versão preliminar do Plano Director do Gás referiu a importância de assegurar um preço líquido. Especificamente, declarava-se que: “As negociações com os produtores vão determinar o preço a que a quota e receitas do Estado serão estabelecidas. O preço líquido é o valor do LNG no mercado menos o custo do transporte para o mercado e o custo de liquefacção. O Governo de Moçambique vai maximizar o valor da sua quota

Caixa de Texto 6: Preço do Gás de Pande - Temane

Os acordos de venda de gás não são necessariamente baseados no preço *netback*. O preço pelo qual a Sasol Pande Temane vende o gás para a Sasol na África do Sul é baseado numa fórmula complicada que não faz nenhuma referência ao valor do gás no local onde este é vendido. De facto, o preço que a Sasol paga pelo gás em Moçambique é de cerca de 1/5 daquilo que ela vende na África do Sul.

Durante os primeiros anos desse projecto, o preço de venda em Moçambique foi de apenas \$1.66/GJ, enquanto a Sasol vende o gás na África do Sul por mais de \$7.00/GJ.

O futuro preço de venda em Moçambique está previsto como estando entre \$2.50 e \$3.00/GJ, enquanto a Sasol já recebeu uma aprovação do Regulador de Energia da África do Sul para cobrar aos seus clientes mais de \$12/GJ.

de royalties, bem como a sua quota de gás lucro, ao basear os seus cálculos no valor líquido do LNG em Moçambique.”¹⁷

No pressuposto de que o Governo de Moçambique não repetirá os erros da Sasol Pande Temane, a análise abaixo assume que será negociado um preço líquido. Isto significa que o preço do gás usado para calcular as receitas do Estado é o valor do gás antes de entrar para o processo de liquefacção.

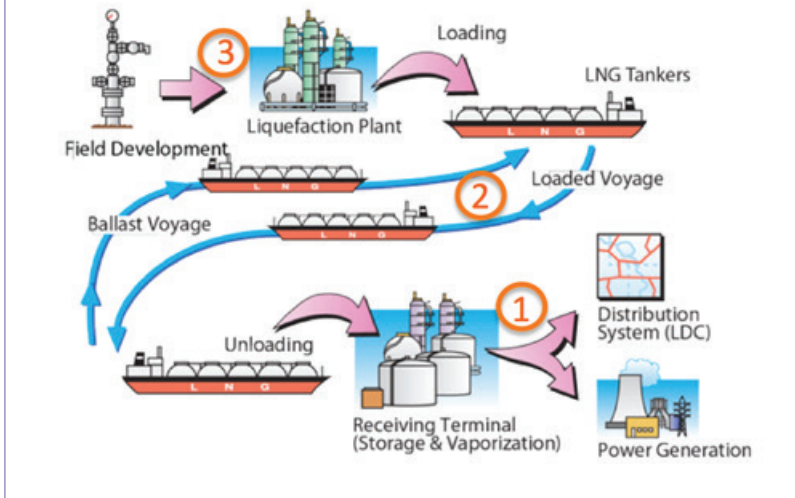
Trabalhando na ordem inversa a partir do preço de venda no mercado asiático, os custos para determinar o preço líquido incluem a regaseificação (1), o transporte (2), e possivelmente a liquefacção (3). A Figure 6¹⁸ ilustra os diversos passos do processo, com os os números correspondentes.

Custos de Regaseificação: Regaseificação refere-se ao processo pelo qual o LNG é reconvertido em gás para distribuição aos consumidores. Os custos de regaseificação variam entre \$0,30 e \$0,50/ mmbtu em relação às exportações de LNG para a Ásia.

Custos de Transporte: Os custos de expedição são muito mais altos para o gás natural líquido do que para o petróleo. Para além das despesas padrão de transporte, o LNG tem que ser mantido a uma temperatura de -161°C. Isto requer não apenas tanques com isolamento especial, mas também que parte do combustível seja usado para manter esta baixa temperatura, um processo de evaporação, conhecido por (boil-off). Portanto, numa viagem, um cargueiro padrão de LNG usa cerca de 0.15 mmbtu da sua reserva por dia. Há diferenças significativas nas distâncias de envio para os potenciais compradores do gás de Moçambique, sendo de cerca de 7.500km (9 dias) para a Índia e cerca de 14.000km (17 dias) para o nordeste da Ásia.¹⁹ As estimativas do custo de transporte para mercados asiáticos mais distantes variam de \$1,20 a \$1,40/mmbtu.²⁰

Custos de Liquefacção: A fábrica de liquefacção purifica e liquefaz o gás natural fornecido a partir do mar e entrega-o a cargueiros de LNG para exportação. Para calcular o preço líquido, determina-se o custo da liquefacção, incluindo

Figure 6: LNG Cycle from Gas-Field to End-User



o investimento de capital inicial, as despesas de operação anuais e os custos de financiamento. As estimativas do custo de liquefacção em Moçambique variam. O Plano Director do Gás estima os custos de liquefacção em \$3,67/mmbtu.²¹ O FMI refere uma escala entre \$2,86/mmbtu e 4,45/mmbtu dependendo da taxa estimativa de retorno.²² Aumentos nos custos de capital das fábricas de LNG sugerem que os custos reais da liquefacção estão, provavelmente, no extremo mais elevado das actuais estimativas.

Parece provável que se vá usar um preço líquido para calcular as receitas governamentais provenientes do LNG do Rovuma. Contudo, o ponto específico de valorização não está claro. Dependerá de se o gás e as instalações de LNG, a montante, serão um projecto integrado no âmbito dos termos dos contratos de 2006, ou se essas instalações serão uma unidade económica separada. Se os projectos forem integrados, então o ponto de valoração será onde o gás deixa o terminal de LNG, sendo o capital e os custos operacionais da liquefacção parte da recuperação de custos. Se os projectos forem separados, então o ponto de avaliação será à entrada na instalação de LNG (o chamado preço de matéria-prima).

A Tabela 1 mostra como calcular o preço líquido, começando com o preço de venda asiático final e

deduzindo os custos de regasificação, transporte e liquefacção.

As projecções de receitas do LNG do Rovuma têm-se baseado em cenários de ‘melhor caso’. O CIP mostrou que a previsão de 2018 para o início da produção foi irrealista. Poucos analistas actualmente esperam que haja qualquer exportação de LNG antes de 2020, na melhor das hipóteses. O CIP também mostrou que as projecções de receitas muito promissoras se basearam numa escala e um ritmo da expansão do LNG irrealistas. É fácil falar de 6 ou 10 unidades de processamento de LNG a funcionar em Palma até 2026. Porém, para realizar essas metas, seria necessário um ritmo de expansão que ainda não foi alcançado em qualquer parte do mundo excepto no Qatar.

Tabela 1: Calculando um Preço Líquido do Rovuma

	Cálculo de Preço Netback
PREÇO FINAL DE VENDA	\$10.25
Custos de Regaseificação	-\$0.40
Custos de Transporte (carregamento)	-\$1.30
PREÇO DE LNG NA TERMINAL	\$8.65
Custos de liquefacção	-\$4.35
PREÇO DA MATÉRIA-PRIMA	\$4.30

O preço é outra variante significativa na determinação das receitas potenciais para o Estado. Como se mostrou acima, preços abaixo do esperado – como se está a passar actualmente no mercado asiático do LNG – terão obviamente um impacto directo nas receitas governamentais. Nos contratos do Rovuma as receitas do Estado são retardadas. Elas começam muito pequenas e crescem ao longo do tempo, com base na rentabilidade do projecto. Um preço mais baixo implicará uma menor rentabilidade e um período mais longo em que as receitas do Estado

serão apenas uma pequena fracção das receitas geradas pelo projecto. Para além disso, os preços mais baixos do que o esperado podem pôr em risco a futura expansão da capacidade de produção de LNG. Cada fase de expansão potencial será avaliada com base nas perspectivas económicas desse momento. As grandes reservas de gás da bacia do Rovuma criam potencial para uma expansão importante, mas não há garantias.

As decisões sobre o desenvolvimento potencial do gás natural do Rovuma estão a ser tomadas numa altura em que os preços do LNG estão

mais voláteis do que nunca. Os acordos de venda vinculativos, actualmente em negociação, não serão tão lucrativos como os acordos não vinculativos assinados num passado recente. O preço não será, certamente, uma barreira para o desenvolvimento do LNG do Rovuma. Mas a conjugação de preços mais baixos do LNG e custos de produção elevados terão um impacto sobre as potenciais receitas do Estado e podem limitar o crescimento potencial das exportações de LNG de Moçambique.

Unidades Usadas para Medir Gás Natural

Medição das Reservas: O petróleo é geralmente medido em barris (42 galões dos EUA ou 158,978 litros) enquanto o gás natural é medido em pés cúbicos ou metros cúbicos: bilião de pés cúbicos (bcf, sigla inglesa) ou trilião de pés cúbicos (tcf, sigla inglesa) são as medidas mais usadas. A medida ‘Barril de Petróleo Equivalente’ (BOE, sigla inglesa) permite que o gás seja incluído nas estimativas globais de reservas e baseia-se na quantidade de calor libertado através da queima de 6.000 pés cúbicos de gás, equivalentes a um barril de petróleo.

Medição da Produção: A produção de gás natural é normalmente medida em pés cúbicos por dia (cf/d) e é geralmente expressa como mmcf/d (milhões de cf/d) e bcf/d (biliões cf). A produção de LNG é geralmente medida em milhões de toneladas por ano (mtpa). Por exemplo uma unidade de processamento de LNG conhecida como “train” pode ter uma capacidade de produção anual de 5mtpa.

A **Venda** de gás natural, seja liquefeito ou não, é normalmente medida por unidades de energia. Tradicionalmente a unidade de medida era a “unidade térmica britânica” (btu): uma unidade de energia definida como a quantidade de calor necessária para fazer subir a temperatura de uma libra de água (pounds of water) em um grau Fahrenheit. A medida normal é milhão de btus (mmbtu). O equivalente métrico é o Gigajoule (GJ): uma unidade internacional de energia definida como a energia produzida por um watt durante um segundo. A medida normal é o milhão de gigajoules (mGJ).

	cubic metre	cubic foot gas	million Btu	therm	gigajoule	kilowatt hour	cubic metre of LNG	ton of LNG
1 cubic meter gas	1	35.3	0.036	0.36	0.038	10.54	0.00171	0.000725
1 cubic foot gas	0.0283	1	0.00102	0.0102	0.00108	0.299	0.00005	0.00002
1- million Btu	27.8	981	1	10	1.054	292.7	0.048	0.0192
1 therm	2.78	98.1	0.1	1	0.105448	29.27	0.0048	0.00192
1 gigajoule	26.3	930	0.95	9.5	1	277.5	0.045	0.018

Notas

- 1 Ver Presidente do EBRD (Banco Europeu de Reconstrução e Desenvolvimento), Suma Chakrabarti, Discurso de Abertura no Forum de Parceria sobre Redução Global da Queima de Gás (GGFR, sigla inglesa), Londres, 24 de Outubro de 2012.
- 2 (Para uma discussão das potenciais implicações para um país em desenvolvimento, ver análise do FMI da produção de GNL em Trinidad: Trinidad e Tobago: Selected Issues, IMF Country Report No. 12/128, June 2012)
- 3 US Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2015
- 4 Ver “How one West African gas deal makes BG Group billions,” Reuters, 12 July 2013.
- 5 Ver Ernest and Young, Global LNG: New pricing ahead? The overarching economic issues, <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil---Gas/Global-LNG--New-pricing-ahead---The-overarching-economic-issues>. O JCC é frequentemente definido em contratos de GNL como o preço médio ponderado no destino no Japão de todo o crude importado para o Japão durante o terceiro mês antes do mês durante o qual se inicia a descarga de um carregamento de LNG.
Ver Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Republic of Yemen A Natural Gas Incentive Framework, World Bank, 2007, and Yemen to sell its LNG at market prices starting 2014, Gulf Times, <http://www.gulf-times.com/business/191/details/365239/yemen-to-sell-its-lng-at-market-prices-starting>
- 6 Ver James Batty e Leigh Elston, Mozambique LNG likely to be worth the wait, Interfax, 28 February 2014.
- 7 Ver ICF, Towards a Natural Gas Master Plan, 22 February 2013, p. 5-28.
- 8 Ver Alistair Watson, Mozambique: Reforming the Fiscal Regimes for Mining and Petroleum, IMG Fiscal Affairs Department, June 2012, p. 71 e, mais recentemente, Giovanni Melina e Yi Xiong, Natural Gas, Public Investment and Debt Sustainability in Mozambique, WP/13/261, IMF, November 2013, p. 7.
- 9 Ver Batty e Elston, Mozambique LNG likely to be worth the wait, Interfax, 28 February 2014.
- 10 Ver ONGC Videsh in talks to import LNG at \$15 from Mozambique, Economic Times, 7 April 2014.
- 11 Ver Anadarko Petroleum sells two-third of Mozambique’s LNG to Asia, Oil Review Africa, 28 March 2014.
- 12 Ver Bill White, Buyers and sellers debate LNG pricing change at Tokyo conference, Arctic Gas, 11 September 2013.
- 13 Ver Tom Hoskyns, Eni entertains hub linkage in Mozambique LNG, Interfax, 14 February 2014.
- 14 Mozambique LNG: Macroeconomic Study, Standard Bank, 2014, p. 52.
- 15 Thomas Baunsgaard, Fiscal Implications of Offshore Natural Gas, IMF Tanzania Country Report 14/21, 2014, p. 7.
- 16 Colin Shek, ENH looks for an apprentice role in Mozambique LNG marketing, Interfax Global Energy, 25 September 2014.
- 17 Ver ICF, Towards a Natural Gas Master Plan, Version 20 December 2012, page 2-11.
- 18 Em média, a liquefação cobre 30-45% dos custos, o transporte responde por cerca de 10-30% e a regasificação e armazenagem representam cerca de 15-25%.
- 19 Ver David Ledesma, East Africa Gas: Potential for Export, Oxford Institute for Energy Studies, 2013, p. 3.
- 20 Os custos estimativos de envio e regasificação correspondem à estimativa combinada do Plano Director do Gás de \$1,70/mmbtu. Towards a Gas Master Plan, p. 5-24.
- 21 Towards a Gas Master Plan, p. ES-28.
- 22 FMI, Moçambique: Reforming the Fiscal Regimes, 2012, p. 71.

Boa Governação, Transparência e Integridade

FICHA TÉCNICA

Director: Adriano Nuvunga

Coordenadora do Pilar: Fátima Mimbire

Pesquisadores do CIP: Baltazar Fael; Borges Nhamire; Edson Cortez; Egídio Rego, Fátima Mimbire; Jorge Matine; Lázaro Mabunda; Stélio Bila

Assistente de Programas: Nélia Nhacume

Layout & Montagem: Nelton Gemo

Endereço: Bairro da Coop, Rua B, Número 79,
Maputo - Moçambique

Contactos:

Fax: 00 258 21 41 66 25

Tel: 00 258 21 41 66 16

Cel: (+258) 82 301 6391

Caixa Postal: 3266

E-mail: cip@cip.org.mz

Website: <http://www.cip.org.mz>

Parceiro
de assuntos
de género:



Parceiros



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Swiss Agency for Development
and Cooperation SDC



INTERNATIONAL BUDGET PARTNERSHIP
Open Budgets. Transform Lives.



Department for
International
Development

Danida



Education for development



PROGRAMA DE APOIO PARA UMA
GOVERNANÇA INCLUSIVA E RESPONSÁVEL



SUÉCIA



ROYAL NORWEGIAN EMBASSY



Reino dos Países Baixos