

# Moçambique na geoeconomia do gás natural

JOSÉ MANUEL ROLO E ADÉLIO FERREIRA TSCHANZE

**RESUMO:** O principal objectivo deste artigo é estudar o projecto de gás natural de Pande & Temane e avaliar as perspectivas de desenvolvimento do sector do Oil & Gas em Moçambique que, nos últimos anos, foi objecto de substanciais transformações institucionais.

*Sublinha-se a influência que a evolução dos preços mundiais do gás natural e das inovações tecnológicas entretanto ocorridas no sector tiveram na determinação do volume das reservas disponíveis e na formulação das estratégias dos protagonistas.*

*Sustenta-se que uma utilização adequada das receitas da exploração do gás natural em Moçambique deveria constituir um poderoso factor de apoio ao desenvolvimento económico e social do país.*

**Palavras-chave:** Gás Natural, Geoeconomia, Inovação, Desenvolvimento

**TITLE:** Mozambique in the geoeconomics of natural gas

**ABSTRACT:** *The main purpose of this article is to study the natural gas project of Pande & Temane and to assess the perspectives of development of the Oil & Gas sector in Mozambique that in recent years has been the subject of a deep institutional transformation.*

*The rise of the world prices of the natural gas and the evolution of the level of technical innovation in the sector are presented as major factors influencing the determination of the volume of reserves available and the formulation of the strategies of the stakeholders. It is stressed that a proper use of the financial resources resulting from the exploration of the natural gas in Mozambique should be a powerful contribution to the economic and social development of the country.*

**Key words:** Natural Gas, Geoeconomics, Innovation, Development

---

## JOSÉ MANUEL ROLO

jmrolo@ics.ul.pt

Investigador Coordenador do Instituto de Ciências Sociais da Universidade de Lisboa.

Coordinating researcher at Instituto de Ciências Sociais of Universidade de Lisboa.

## ADÉLIO FERREIRA TSCHANZE

afretsch@hotmail.com

Mestre em Estudos Africanos – Desenvolvimento Social e Económico em África: Análise e Gestão, ISCTE.

Master degree in African Studies – Social and Economic Development in Africa: Analysis and Management, ISCTE.

As primeiras referências conhecidas relativas à existência e ao aproveitamento do gás natural, enquanto fonte primária de energia, remontam a cerca de 500 anos a.C. Por essa altura, ao que parece, os chineses, tendo observado a existência do gás natural que fluía do interior da terra, construíram complexas redes de tubos de bambu que canalizavam o gás natural desde as profundezas da terra até às salinas, onde era utilizado na produção do sal e na dessalinização da água salgada.

Em 1792, o engenheiro William Murdoch teve a brilhante ideia de utilizar o gás extraído do carvão para iluminar as fábricas de Birmingham na Grã-Bretanha. Desde aí, o gás passou a ser utilizado na iluminação pública em substituição do azeite. Primeiro em Londres e Westminster e, só mais tarde, em Baltimore (1816) e em Paris (1819), o gás não tardou a ser objecto de utilização generalizada na iluminação pública das principais cidades da Europa e dos EUA.

Quase ao mesmo tempo (em 1821), William Hart, por muitos considerado o pai do gás natural da América, depois de ter observado bolhas de gás natural que brotavam do subsolo e se evaporavam na atmosfera, fez os primeiros furos com o objectivo de extrair o gás natural, lançando, assim, as bases da sua exploração numa perspectiva industrial.

Por volta de 1859, Edwin L. Drake descobriu jazigos de petróleo e de gás natural em Titusville, Pensilvânia, e, um ano depois, iniciou a sua exploração abastecendo as cidades através de *pipelines* propositadamente construídos para o efeito. O combustível, até então utilizado quase exclusivamente na iluminação, adquiriu uma maior importância com o desenvolvimento do automóvel.

O alemão Karl von Linde, em 1873, construiu, em Munique, a primeira máquina de refrigeração que incorporava um processo técnico que permitia obter gás natural liquefeito (GNL), o que veio a revelar-se vital para o manuseamento e o transporte do gás natural. São desta data as primeiras aplicações do gás natural às indústrias da olaria (Ohio) e às indústrias do ferro e do aço (Pittsburgo).

Só muito mais tarde, porém, em 1912, quando a exploração, a refinação e a utilização do petróleo como combustível barato e abundante já se encontrava em velocidade de cruzeiro, é que foi construída a primeira fábrica de GNL na Virgínia Ocidental.

Em plena II Guerra Mundial, em 1942, ao mesmo tempo que se intensificava a exploração de gás natural em Saint-Marcet, França, em Cleveland, Ohio, e em Moscovo, foram edificadas as primeiras fábricas com objectivos comerciais de liquefacção de gás natural a uma escala reduzida.

Em 1947, descobriram-se grandes jazigos de gás natural em Alberta, Canadá e, três anos depois, iniciou-se a exploração dos jazigos do vale do rio Pó, na Itália, e da região de Viena.

Num período de grande instabilidade no Médio Oriente, que, no Irão, coincidiu com o assassinato do primeiro-ministro e com o regresso do Shah ao poder, foram descobertas importantes reservas de gás natural no Mar do Norte (1953) e em Hassi R'Mel, na Argélia (1956). Pouco tempo depois iniciou-se a exploração do gás natural em Lacq, nos Pirinéus franceses e descobriram-se novas e ainda mais importantes reservas na Argélia.

Durante toda a década de 1950, o gás natural afirmou-se como uma alternativa consistente e duradoura à obtenção de gás a partir da gaseificação do carvão ou da refinação do petróleo e, em certos sectores, mostrou possuir potencial idêntico ao do petróleo enquanto fonte primária de energia.

Em 1960, foi criada a OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo, com sede em Viena. Nesse ano foram descobertos os jazigos de gás natural de Slochteren, nos Países Baixos, cujas reservas foram avaliadas em 2 triliões de metros cúbicos.

Entretanto, em 1964, a opção GNL tornou-se comercialmente viável à escala internacional, com a entrada em funcionamento da primeira fábrica transformadora do gás das reservas argelinas de Hassi R'Mel em GNL. Este produto passou a ser quase totalmente exportado para o Reino Unido, ao abrigo do primeiro grande contrato internacional do sector com a duração de 15 anos.

Desde o primeiro choque do petróleo, em 1973, e desde o início das experiências da utilização do gás natural enquanto fonte de geração de energia eléctrica (*gas to power*), que também remontam a meados da década de 1970, o gás natural não tem cessado de se afirmar como uma fonte de energia primária privilegiada, constituindo, presentemente, uma poderosa alternativa ao petróleo, com importância idêntica ao nuclear e às energias renováveis.

## **EVOLUÇÃO RECENTE DO POTENCIAL DO GÁS NATURAL A NÍVEL MUNDIAL**

Em três décadas, o sector do gás natural expandiu-se vertiginosamente. Esta evolução ficou a dever-se a diversas razões, umas exteriores ao mercado do gás natural e outras relacionadas com a sua dinâmica interna.

Na primeira ordem de razões, deve ser sublinhado o papel desempenhado pelo progressivo aumento do preço do petróleo e pela crescente consciencialização de que a actual situação das reservas mundiais de petróleo (que caminham para o esgotamento a um prazo não muito longínquo) exige uma atitude nova em relação às fontes alternativas de energia, sejam elas renováveis ou não.

Na segunda ordem de razões, os principais factores que estiveram na origem dessa evolução foram o aumento significativo das reservas comprovadas de gás natural; o progresso tecnológico introduzido na produção do gás natural (que, entre outras coisas, permitiu utilizá-lo como matéria-prima da produção de electricidade) e nos meios de transporte, armazenamento e distribuição do gás natural, que permitiu levá-lo até aos grandes centros consumidores; a reestruturação operada na organização interna do sector, com relevo para o aparecimento de novos actores, mais ágeis e mais habilitados a competir no mercado global através de novos instrumentos de negociação e aquisição do gás natural.

As reservas mundiais comprovadas de gás natural são vastíssimas e têm vindo a crescer a um ritmo assinalável. Cerca de três quartos estão fortemente concentradas em duas regiões e cerca de um quarto estão disseminadas por um grande número de países<sup>1</sup>.

Em 2002, as reservas mundiais comprovadas de gás natural eram da ordem dos 5505 triliões de pés cúbicos (tpc). Na sequência do aperfeiçoamento dos métodos de prospecção e da intensificação das pesquisas, nomeadamente em regiões inóspitas, este impressionante número evoluiu para os 6040 triliões de pés cúbicos (tpc), o que representa um acréscimo de quase 10%<sup>2</sup>.

**TABELA 1**

**A distribuição destas reservas pelas várias regiões (em tpc)**

Regiões	2002	2004
Totais mundiais	5 505	6 040
Médio Oriente	1 980	2 522
Europa Oriental e C. E. I.(ex-URSS)	1 964	1 964
África	418	477
Ásia e Oceania	445	384
América do Norte	256	260
América do Sul e Central	250	251
Europa Ocidental	192	182

*Fonte: Oil & Gas Journal, Vol. 102, No. 47 (December 20, 2004), PennWell Corporation*

Cerca de três quartos das reservas mundiais comprovadas de gás natural estão concentradas no Médio Oriente e na Europa Oriental e Comunidade dos Estados Independentes (ex-URSS).

O Médio Oriente possui reservas em expansão (27% em dois anos), que, em 2004, só por si, representavam 42% das reservas mundiais. Nesse ano, os países da região que detinham as maiores reservas eram o Irão (940 tpc), o Qatar (910 tpc), a Arábia Saudita (235 tpc) e os Emiratos Árabes Unidos (212 tpc).

As reservas comprovadas da Europa Oriental e da C.E.I. são fundamentalmente constituídas pelas reservas da Rússia, que, em 2004, eram da ordem dos 1680 tpc. O facto de aparentarem uma certa estagnação não impede que a Rússia continue a ser o país que detém as maiores reservas mundiais comprovadas de gás natural, que representam quase 28% das reservas mundiais. Há outros países da região que detêm reservas comprovadas significativas, mas que ficam muito aquém das reservas da Rússia. É o caso do Turcomenistão (71 tpc), do Uzbequistão (66 tpc) e do Kazaquistão (65 tpc).

A África ocupa a 3.<sup>a</sup> posição no *ranking* das regiões que detêm gás natural. As suas reservas representam apenas 8% das reservas mundiais, mas encontram-se em expansão. Os especialistas garantem que o seu potencial é muito superior ao revelado, o que, a ser verdade, confere ao sector perspectivas de desenvolvimento muito interessantes. As maiores reservas situam-se na Nigéria (176 tpc em 2004) e na Argélia (161 tpc em 2004), que também são os maiores produtores e exportadores da região. O Egipto (59 tpc) e a Líbia (52 tpc) também dispõem de reservas com significado. A uma distância muito grande, ainda assim ocupando o 5.<sup>o</sup> lugar na região, encontramos Moçambique com reservas da ordem dos 4,5 tpc.

A característica mais saliente das reservas da Ásia e Oceânia é o seu decréscimo no período que temos vindo a considerar, que quase atingiu os 14%. Tal decréscimo ficou a dever-se não só ao não aparecimento de novas reservas, como, sobretudo, aos elevados níveis de consumo de energia, com destaque para o gás natural, que são típicos da região. O principal responsável pelo decréscimo das reservas da região foi a Austrália, que, em dois anos, viu as suas reservas passarem de 90 tpc para 29 tpc, o que significa que, neste país, o gás natural foi objecto de uma exploração intensiva com vista a satisfazer a procura interna e externa<sup>3</sup>. Por esta razão, em 2004, os principais detentores de reservas comprovadas de gás natural na Ásia e na Oceânia passaram a ser a Indonésia (90 tpc), a Malásia (75 tpc) e a China (53 tpc).

A América do Norte continua a ocupar uma posição de destaque em termos de reservas de gás natural (260 tpc em 2004), isto apesar dos elevados níveis de

extração e utilização praticados sobretudo pelos EUA, que, ainda hoje, é um dos maiores consumidores deste hidrocarboneto. Os EUA ocupam a 6.<sup>a</sup> posição mundial, com reservas calculadas em 189 tpc, correspondentes a 3,13% do total mundial e um crescimento real de 1,12%, no período 2002/04. Outro país, que se destaca pelos seus recursos em gás natural, é o Canadá, com reservas provadas na ordem dos 57 tpc em 2004 e um crescimento real de -5,85%, num período de 2 anos, 2002/04.

Na América do Sul e Central (251 tpc em 2004), o principal produtor é a Venezuela, que, apesar de ter descido da 8.<sup>a</sup> para a 9.<sup>a</sup> posição, no *ranking* das reservas provadas de gás natural mundiais, experimentou um crescimento de mais de 2% no período em referência. As suas principais reservas encontram-se em regiões *off-shore*, junto à fronteira com Trinidad e Tobago. Este último país é detentor de reservas avaliadas em quase 26 tpc. Os outros grandes detentores da região são a Argentina e a Bolívia, com reservas de 22 e 24 tpc, respectivamente.

A Europa Ocidental é extremamente deficitária em gás natural, estando dependente das importações da Argélia, de alguns países do Médio Oriente e da Rússia. As principais contribuições para os seus 182 tpc de reservas de gás natural, vêm da Noruega (13.<sup>a</sup> a nível mundial, com 74 tpc), da Holanda (16.<sup>a</sup>, com 62 tpc) e do Reino Unido (21 tpc). Estes três países detêm, em conjunto, cerca de 157 tpc, correspondentes a mais de 85% do total da região. Tanto a Noruega como o Reino Unido registaram taxas de crescimento real negativas, de 4,76% e 15,45% respectivamente, pelo facto das reservas terem sido sobejamente exploradas, sem a respectiva compensação em volumes de novas descobertas.

No que às reservas comprovadas diz respeito, podemos, assim, concluir que, regiões à parte, convém não perder de vista o seguinte: um país (Rússia) detém quase 28% das reservas mundiais comprovadas; três países (Rússia, Irão e Qatar) detêm mais de 58% das reservas mundiais comprovadas; dez países (Rússia, Irão, Qatar, Arábia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, EUA, Nigéria, Argélia, Venezuela e Iraque) detêm quase 80% das reservas mundiais comprovadas. Não é preciso ser um especialista em Relações Internacionais para perceber que o acesso ao gás natural está rodeado de armadilhas variadas.

Já lá vai o tempo em que, associado à produção do petróleo, o gás natural era queimado ou injectado nos furos para facilitar a expulsão do crude para a superfície. E a exploração das jazidas com vista ao abastecimento exclusivo dos mercados locais representa, hoje, uma parcela reduzida do mercado global do gás natural, precisamente porque os principais produtores são fracos consumidores.

O progresso tecnológico teve um papel fundamental no desenvolvimento do mercado do gás natural à escala mundial, através da consolidação definitiva dos processos de produção do gás natural liquefeito (GNL) e da aplicação do gás natural à produção de electricidade, esta tendo um efeito determinante no aumento, entretanto, verificado, na procura de gás natural.

O primeiro destes factores, ao conseguir reduzir drasticamente os níveis de volatilidade e de instabilidade do gás natural, criou as condições que levaram a uma verdadeira revolução nos meios de transporte e distribuição do gás natural que teve impactos muito significativos na construção, assentamento e gestão dos gasodutos terrestres; na construção dos sofisticados e dispendiosos navios que transportam o GNL a baixíssimas temperaturas; nos terminais de embarque, desembarque e armazenamento do produto; e nas redes de distribuição. Nos nossos dias, o gás natural pode ser transportado em condições de segurança técnica assinalável, por terra ou por mar, dos grandes centros produtores, normalmente localizados em regiões deprimidas de países em desenvolvimento, para os grandes centros consumidores dos países desenvolvidos, onde é utilizado na produção de energia eléctrica, na indústria, nos transportes e no sector doméstico.

Durante muito tempo, a indústria do gás natural foi caracterizada por um elevado grau de concentração. Era uma indústria verticalmente integrada, de capital intensivo e, nos países produtores, detida maioritariamente por uma ou duas companhias estatais. Actualmente, existe um conjunto de movimentações no sector energético que têm influenciado as estruturas de mercado a nível global e gerado um processo de reestruturação do sector que levou a um reposicionamento dos principais actores.

As fusões e aquisições são exemplos de movimentações dos agentes do sector que têm permitido uma maior integração horizontal, sobretudo na cadeia do transporte e distribuição, com a criação de novas companhias (subsidiárias ou não) e a prestação de novos serviços, tanto por companhias locais como internacionais.

A redução dos prazos dos contratos e dos valores mínimos para as cláusulas *take-or-pay*<sup>4</sup> e *deliver-or-pay*<sup>5</sup>, o aparecimento de contratos que combinam as compras a longo-prazo com as intervenções no mercado *spot* e o progressivo abandono das cláusulas de destino permitiram uma maior flexibilidade no aprovisionamento e no ajustamento da oferta aos riscos do mercado. O recurso ao mercado *spot* é certamente um factor de flexibilidade do mercado, que permite o amortecimento das tensões geradas nos períodos de excesso de capacidade produtiva e nos períodos de forte depreciação dos preços da energia. Não sendo uma solução à grande escala, nem uma

solução durável, permite o acesso a fontes alternativas de energia sem comprometer o desenvolvimento das trocas de grande porte e de longo-prazo.

Todos estes factores têm influenciado as estruturas de mercado e o desenvolvimento das trocas comerciais quer nos mercados locais, quer nos mercados regionais, ou nos mercados internacionais.

## ● GÁS NATURAL EM MOÇAMBIQUE

O gás natural foi descoberto pela primeira vez em Moçambique (região de Pande, província de Inhambane), pela Gulf Oil, em 1962.

Numa primeira fase, foram três os obstáculos que impediram a exploração do gás natural em Moçambique: o ambiente político que então se vivia na África Austral, o petróleo abundante e barato e a ausência de uma procura local ou regional significativa e sustentada que justificasse a exploração do recurso.

A partir de 1974, a Guerra Civil veio juntar-se aos obstáculos anteriores, prolongando o período de gestação do recurso, que assim se manteve inexplorado.

Foi preciso esperar por 2000 para que, finalmente, fossem criadas as condições propícias à exploração do gás natural em Moçambique. Para trás tinham ficado o *Apartheid*, o petróleo barato, a quase auto-suficiência energética da África do Sul, fortemente prejudicada com o esgotamento das reservas de carvão (do qual, aliás, os sul-africanos extraíam gás sintético em Sasolburg), e a Guerra Civil.

No novo contexto, a empresa sul-africana Sasol decidiu investir em operações de prospecção em Temane, tendo concluído que as respectivas reservas não iam além de 0,8 tpc, um valor muito abaixo do limiar mínimo de exploração que tinha sido fixado previamente pela Sasol nos 2,7 tpc. Para ultrapassar o problema, foi celebrado um acordo de unificação dos campos de produção de Temane e Pande, que implicou a aquisição dos direitos de exploração sobre o bloco de Pande que, anteriormente, pertenciam à norte-americana Enron. O volume global das reservas provadas ascendeu, assim, aos 3,2 tpc, o que tornou o projecto viável<sup>6</sup>.

Confirmada a viabilidade da exploração do gás natural de Pande e Temane, em Outubro de 2000, a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos – ENH (uma empresa pública concessionária do Governo de Moçambique) e a Sasol Petroleum Mozambique – SPM (uma empresa sul-africana subsidiária da Sasol Petroleum International – SPI) celebraram dois acordos: um Acordo de Partilha da Produção



(APP), que regula a exploração e produção do gás natural da região de Pande e Temane e das áreas circundantes<sup>7</sup>, e um acordo para a construção dum gasoduto subterrâneo de transporte de gás natural a alta pressão desde a Instalação Central de Processamento (ICP) de Temane até ao complexo petroquímico de Secunda na África do Sul, onde o gás é utilizado como matéria-prima industrial ou como fonte de energia para abastecimento dos antigos clientes do gás sintético e de outros novos clientes, através da rede de condutas já existente<sup>8</sup>.

Nos termos do Acordo de Partilha da Produção, a Sasol Petroleum International ficou detentora de uma participação de 70% nas actividades de desenvolvimento e produção do gás, ficando os restantes 30% na posse da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos. Posteriormente, a International Finance Corporation do grupo do Banco Mundial adquiriu 5% da participação da empresa moçambicana.

A instalação central de processamento e compressão do gás natural é detida integralmente pela Sasol, estando prevista a possibilidade de os outros dois parceiros, a ENH e a IFC, assumirem posições de 25% e 5%, respectivamente.

O gasoduto é operado pelos co-proprietários Sasol Gas, pela Companhia Moçambicana de Gás, detida maioritariamente pelo governo moçambicano, e pela iGas, que pertence ao Governo sul-africano, através do Central Energy Fund. A ROMPCO – Republic of Mozambique Pipeline Company – foi criada pela Sasol para gerir o processo de construção do *pipeline*, assim como as operações de transporte de gás natural até a África do Sul.

O programa de exploração do projecto de Pande e Temane traduziu-se na perfuração de 18 furos de produção no bloco de Pande, a partir do qual o gás é enviado por *pipeline* para a Instalação Central de Processamento. O bloco de Temane é constituído por 16 furos, onde foram instaladas as plataformas de produção. Devido à maior pressão do gás do bloco de Temane relativamente à de Pande, este campo acabou por ser prioritário para as primeiras operações de produção. O gás dos dois campos de produção, depois de ser desembaraçado dos seus compostos indesejados, é, posteriormente, comprimido à pressão adequada, na Instalação Central de Processamento de Temane, de onde é enviado para a África do Sul pelo gasoduto de alta pressão Temane-Secunda.

O projecto de gás natural está projectado para fornecer 120 MGj de gás natural por ano, para os próximos 25 anos, a contar da data de início em 2004. Estão em curso perfurações à volta destes dois campos de produção para determinar a existência de novos campos passíveis de serem objecto de operações de desenvolvimento e pro-

dução. A descoberta de novos campos de produção permitiria aumentar a capacidade de produção para além dos actuais 120 MGj/ano e a capacidade exportadora do país. Em simultâneo com a abertura de poços de prospecção nas áreas circundantes, estão em curso perfurações de prospecção e avaliação dentro dos campos de Pande e Temane para determinar se o gás natural pode ser explorado com maior eficiência, de forma a aumentar a capacidade actual de produção. Se assim for, poder-se-á aumentar o tempo de vida útil do projecto para além dos actuais 25 anos ou aumentar a oferta de gás para estes dois mercados.

Um aspecto interessante do projecto de Pande e Temane reside no facto de o gasoduto dispor de cinco «pontos de toma de gás» em território moçambicano (Temane, Chigubo/Funhalouro, Chokwé/Macarretane, Magude/Moamba e Ressano Garcia), a partir dos quais é possível abastecer os vários clientes interessados em utilizar o gás natural como fonte de energia limpa e barata nas respectivas áreas de negócio.

O governo de Moçambique outorgou, à Companhia de Gás da Matola – CGM, uma concessão para a construção e exploração de um ramal do gasoduto de 75 km de extensão a partir do «ponto de toma» de Ressano Garcia. Este ramal, que representa um investimento de 20 milhões de USD, detém uma capacidade de transporte de 1,5 MGj de gás natural por ano. O gás fornecido por este ramal já está a ser utilizado como combustível pela Mozambique Aluminium – MOZAL – e como fonte de energia primária para a produção de electricidade que abastece a cidade de Vilanculo, a vila de Inhassoro e o arquipélago de Bazaruto, todos na província de Inhambane. Está, também, prevista a sua utilização pela Maputo Iron and Steel Project – MISP. Por outro lado, estão a ser projectadas as infra-estruturas destinadas a fornecer gás natural às centrais eléctricas que fornecem energia às cidades de Maputo, Matola e Chokwé.

O projecto de gás natural de Pande e Temane custou 1200 milhões de dólares, assim distribuídos (ver Tabela 2, p. 59).

Dos 1200 milhões de USD que constituem o investimento total, 933 milhões foram gastos nas infra-estruturas de produção, processamento e transporte do gás natural. Contudo, no âmbito do acordo de partilha da produção, só os 533 milhões de USD aplicados nos campos de gás e na central de processamento é que contam para a determinação do custo de produção do gás e da consequente partilha da produção.

O montante gasto na construção do gasoduto e os custos previstos para a sua operação e manutenção, apesar de fazerem parte integrante do projecto, são geridos pelas

**TABELA 2****Distribuição dos custos do projecto de gás natural de Pande e Temane**

Actividades	Países	Valores
Campos de gás e central de processamento	RM	533
Gasoduto Temane/Komatipoort	RM	267
Gasoduto Komatipoort/Secunda	RAS	133
Sub-total		933
Alteração da rede de distribuição de gás	RAS	56
Sasol Synfuels	RAS	38
Sasol Chemical Industries	RAS	173
Sub-total		267
Total		1200

Fonte: Sasol Petroleum Temane

companhias criadas para o transporte do gás, no âmbito de um acordo paralelo estabelecido entre as companhias e os governos de Moçambique e da África do Sul.

O valor remanescente do capital total investido no projecto (267 milhões de USD), gasto nas indústrias da Sasol a jusante e na conversão da rede de distribuição de gás, não é ressarcível pela quantidade de gás natural destinada à amortização dos investimentos realizados, porque as estruturas produtivas e de distribuição de gás na África do Sul são propriedade exclusiva da Sasol Ltd.

Os investimentos previstos com as actividades de operação e manutenção da produção e transporte do gás, durante 25 anos a contar de 2004, são de cerca de 407 milhões de USD:

**TABELA 3****Investimentos previstos nas actividades de operação e manutenção da produção e transporte do gás durante 25 anos**

Actividades	Países	Valores
Campos de gás	RM	126
Central de processamento	RM	214
Gasoduto Temane-Secunda	RM/RAS	67
Total dos investimentos		407

Fonte: Empresa Nacional de Hidrocarbonetos – ENH, Moçambique

Uma parte destes recursos financeiros será gasta em actividades destinadas a promover a melhoria e, se possível, o aumento da capacidade de produção dos blocos de Pande e Temane.

No período transitório que mediou entre a celebração do Acordo de Partilha da Produção em 2000 e 2003, a produção (experimental) de gás natural do projecto de Pande e Temane e o respectivo consumo foram os seguintes (em metros cúbicos):

**TABELA 4**

**Produção e consumo de gás natural do projecto de Pande e Temane**

	2000	2001	2002	2003
Produção	927000	1244900	2420779	2522897
Consumo	767887	1077921	2247666	2448181
Doméstico	6185	12593	20427	27654
Comercial	12321	20380	24946	31278
Serviços	2416	3486	4124	4627
Geração de electricidade	746965	1041462	2198169	2384622
Auto consumo e perdas	159113	166979	173113	74716

Fonte: *Direcção Nacional de Energia e KPMG*

Os números deste quadro revelam que, tanto a produção como o consumo de gás natural do projecto, sendo embora reduzidas por força da própria natureza da fase experimental, evoluíram muito favoravelmente com taxas de crescimento da ordem dos 40% e 47%, respectivamente. Mostram, ainda, que o gás natural produzido em Pande e Temane foi esmagadoramente utilizado na geração de electricidade.

O arranque da produção industrial, a partir de 2004, permitiu aumentar significativamente o volume da produção e das exportações para a África do Sul. Segundo estimativas credíveis do Instituto Nacional do Petróleo, entre Fevereiro de 2004 e Agosto de 2005, a produção média mensal terá sido da ordem dos 138 milhões de metros cúbicos, o que representa uma produção bruta de mais de 2622 milhões de metros cúbicos. No mesmo período, as exportações para a África do Sul quase atingiram os 2619 milhões de metros cúbicos de gás natural e os 620 barris de condensados<sup>9</sup>.

Nos termos do Acordo de Partilha da Produção de Outubro de 2000, a distribuição dos resultados da exploração obedece ao esquema seguinte: à «produção total», a Sasol está obrigada a deduzir uma parcela de 5% correspondente ao imposto sobre a produção petrolífera, obtendo-se assim a «produção disponível»; a esta deduz-se uma percentagem até 65% a título de amortizações, o que dá o «lucro»; este é distribuído

pelos parceiros através da aplicação de um factor R (crescente e variável), que retrata a participação relativa dos parceiros (em termos de capital e investimento) no projecto. Em cada período, o factor R é calculado com base no quociente entre as receitas acumuladas da Sasol e as respectivas despesas de investimento acumuladas<sup>10</sup>.

A distribuição do lucro entre os parceiros faz-se, assim, por meio de uma tabela de valores com a seguinte configuração:

**TABELA 5**  
**Distribuição dos lucros**

Factor R	ENH (%)	Sasol (%)
$R < 1$	5	95
$1 \leq R < 2$	10	90
$2 \leq R < 3$	20	80
$3 \leq R < 4$	30	70
$R \geq 4$	35	65

Fonte: DNCH; Moçambique

Como se pode ver, a quota-parte do lucro da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos varia positivamente com o aumento do valor do factor R calculado no último dia de cada trimestre para ser aplicado no trimestre seguinte. Ao longo da vida útil do projecto, *ceteris paribus*, a parcela do lucro pertencente à ENH aumenta, visto que o petróleo destinado à amortização dos custos de pesquisa da Sasol vai diminuindo. À IFC, associada do projecto pela aquisição de 5% da quota-parte pertencente à ENH, cabem 5% dos lucros atribuídos à ENH.

Segundo alguns especialistas do sector do *Oil & Gas*, à semelhança de uma boa parte dos países africanos, Moçambique possui condições para o aproveitamento e exploração de novos recursos da família dos hidrocarbonetos. As características das formações geológicas de determinadas regiões do país indiciam a possibilidade de existência de vastos recursos passíveis de serem explorados em condições de rentabilidade. Neste momento, estão em curso actividades de pesquisa na região de Savane (bloco de Inhaminga), no distrito de Dondo, província de Sofala, onde a companhia norueguesa Det Norske Olse-selskap, está a efectuar trabalhos de prospecção destinados a avaliar o potencial de exploração dos recursos já identificados.

Nos projectos do futuro, espera-se que a experiência adquirida pelos *partners* moçambicanos em Pande e Temane sirva para negociar e celebrar Acordos de Partilha da Produção eventualmente mais favoráveis à salvaguarda dos interesses do país.

**ANEXO**

**Reservas mundiais de gás natural (Trilhões de pés cúbicos)**

<b>País/Região</b>	<b>2002</b>	<b>2004</b>	<b>País/Região</b>	<b>2002</b>	<b>2004</b>
Canadá	60,118	56,600	Israel	1,375	1,375
México	8,776	14,850	Jordânia	0,230	0,220
Estados Unidos	186,946	189,044	Kuwait	52,700	55,500
<b>América do Norte</b>	<b>255,840</b>	<b>260,494</b>	Oman	29,280	29,280
Argentina	26,960	21,630	Qatar	508,540	910,000
Barbados	0,005	0,005	Arábia Saudita	224,700	235,000
Bolívia	24,000	24,000	Síria	8,500	8,500
Brasil	8,092	8,829	Emiratos Árabes Unidos	212,100	212,100
Chile	3,460	3,460	Yemén	16,900	16,900
Colômbia	4,507	4,040	<b>Médio Oriente</b>	<b>1.979,675</b>	<b>2.522,125</b>
Cuba	2,500	2,500	Argélia	159,700	160,500
Equador	0,345	0,345	Angola	1,620	1,620
Guatemala	0,109	0,109	Benin	0,043	0,040
Perú	8,655	8,715	Camarões	3,900	3,900
Trinidad & Tobago	23,450	25,887	Congo (Brazzaville)	3,200	3,200
Venezuela	148,000	151,000	Congo (Kinshasa)	0,035	0,035
<b>América do Sul &amp; Central</b>	<b>250,083</b>	<b>250,520</b>	Costa de Marfim	1,050	1,000
Áustria	0,844	0,530	Egipto	58,500	58,500
Croácia	1,237	0,870	Guiné Equatorial	1,300	1,300
Dinamarca	2,975	3,531	Etiópia	0,880	0,880
França	0,506	0,451	Gabão	1,200	1,200
Alemanha	11,294	9,856	Gana	0,840	0,840
Grécia	0,018	0,035	Líbia	46,400	52,000
Irlanda	0,700	0,700	Marrocos	0,043	0,043
Itália	8,000	8,000	Moçambique	4,500	4,500
Holanda	62,000	62,000	Namíbia	2,200	2,200
Noruega	77,300	73,624	Nigéria	124,000	176,000
Espanha	0,094	0,090	Ruanda	2,000	2,000
Turquia	0,300	0,300	Somália	0,200	0,200
Reino Unido	24,600	20,800	África do Sul	0,001	0,001
Jugoslávia	1,700	1,700	Sudão	3,000	3,000
<b>Europa Ocidental</b>	<b>191,568</b>	<b>182,487</b>	Tanzânia	0,800	0,800
Albânia	0,100	0,100	Tunísia	2,750	2,750
Azerbaijão	30,000	30,000	<b>África</b>	<b>418,162</b>	<b>476,509</b>
Bielorrússia	0,100	0,100	Afganistão	3,530	3,530
Bulgária	0,210	0,210	Austrália	90,000	29,000
República Checa	0,140	0,140	Bangladesh	10,615	10,600
Geórgia	0,300	0,300	Brunei	13,800	13,800
Hungria	1,210	1,210	Burma	10,000	10,000
Kasaquistão	65,000	65,000	China	53,325	53,325
Kiristão	0,200	0,200	Índia	26,943	30,140
Polónia	5,829	5,820	Indonésia	92,500	90,300
Roménia	3,556	3,550	Japão	1,400	1,400
Rússia	1,680,000	1,680,000	Malásia	75,000	75,000
Eslováquia	0,530	0,530	Nova Zelândia	3,086	1,178
Tadjiquistão	0,200	0,200	Paquistão	26,365	26,830
Turkemenistão	71,000	71,000	Papua Nova Guiné	12,230	12,200
Ucrânia	39,600	39,600	Filipinas	3,772	3,770
Uzbequistão	66,200	66,200	Taiwan	2,700	2,700
<b>Europa Oriental &amp; Ex-U.R.S.S.</b>	<b>1.964,175</b>	<b>1.964,160</b>	Tailândia	13,341	13,340
Bahrain	3,250	3,250	Vietname	6,800	6,800
Irão	812,300	940,000	<b>Ásia &amp; Oceânia</b>	<b>445,407</b>	<b>383,913</b>
Iraque	109,800	110,000	<b>Total Mundial</b>	<b>5.504,910</b>	<b>6.040,208</b>

Fonte: Oil & Gas Journal, Vol. 102, No. 47 (December 20, 2004), PennWell Corporation.

Nota: 1 metro cúbico = 35,3 pés cúbicos.

## NOTAS

1. Os níveis de concentração e dispersão das reservas comprovadas de gás natural a nível mundial podem ser apreciados com mais rigor no Anexo.
2. Mesmo tendo em conta que 1 metro cúbico é igual a 35,3 pés cúbicos, os números das reservas mundiais comprovadas de gás natural continuam a ser impressionantes. Alguns autores sustentam que estas estimativas são fortemente conservadoras, não representando mais do que 25% a 50% das reservas efectivas.
3. Importa notar que uma boa parte do decréscimo das reservas de gás natural da Austrália ficou a dever-se a uma correcção do volume das reservas inicialmente estimado.
4. Traduzido literalmente por «toma-ou-paga»: o comprador compromete-se a adquirir uma determinada quantidade mínima prevista no contrato e a pagar ao vendedor, mesmo que, por uma razão qualquer, ele não possa adquirir essa mesma quantidade oferecida. Esta cláusula tem por objectivo garantir um mínimo de receitas para o exportador. Na prática, o grau de flexibilidade varia de contrato para contrato. Por exemplo, nos contratos holandeses as quantidades mínimas a remover situam-se entre 30-40% e nos argelinos entre 5-10% do nível negociado.
5. Traduzido literalmente por «entrega-ou-paga»: o vendedor obriga-se à fornecer ao comprador uma determinada fracção da quantidade prevista no contrato ou a pagar uma compensação em caso de incumprimento.
6. As reservas provadas de Pande e Temane representam cerca de 71% das reservas provadas atribuídas a Moçambique, que, como vimos acima, são da ordem dos 4,5 tpc.
7. A *joint venture* entre a ENH e a SPM conta com o apoio da International Finance Corporation – IFC do grupo do Banco Mundial e comporta duas estruturas funcionais: uma que gere os campos de produção do gás natural, incluindo todos os mecanismos necessários ao seu desenvolvimento e manutenção, e outra que gere as instalações de processamento e compressão do gás natural.
8. O gasoduto de alta pressão transporta 120 milhões de giga joules (MGj) de gás natural por ano a partir da central de processamento de Temane, perto de Vilanculos. O gasoduto atravessa os rios Limpopo e Incomati, e tem uma extensão de 865 kms, 525 dos quais em território moçambicano.
9. Cf. Tschanze, Adélio F. (2007), «Economia dos Recursos Energéticos não Renováveis & Desenvolvimento: O Projecto de Gás Natural de Pande & Temane». Tese de Mestrado, ISCTE, Lisboa, pp. 138 e 158.
10. Para uma apreciação mais detalhada e formalizada deste ponto, veja-se Tschanze, Adélio F. (2007), «Economia dos Recursos Energéticos não Renováveis & Desenvolvimento: O Projecto de Gás Natural de Pande & Temane». Tese de Mestrado, ISCTE, Lisboa, pp. 142-145.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AEO 2004 – Annual Energy Outlook 2004. Energy Information Administration (EIA), Washington, D.C., U.S.A.
- BRAY, J. (2003), Attracting reputable companies to risky environments: petroleum and mining companies. Ian Bannon e Paul Collier (Eds.), **The World Bank**, Washington, D.C., U.S.A.
- DAVIES, P. (2003), «Gas to liquids – global prospect». Deutsche Bank Oil & Gas Conference, September.
- ESTATÍSTICAS DE ENERGIA (2000/2003), Direcção Nacional de Energia & KPMG Energia e Recursos Naturais n.ºs 5/8, Moçambique.
- FINAT, A. G. (2004), «Le réseau gazier transeuropéen». *Gaz d'aujourd'hui, Revue de L'Association Française du Gaz* (2), Mars/Avril.
- IEA – International Energy Agency (2005), Key World Energy Statistics. The Online Bookshop ([www.iea.org/books](http://www.iea.org/books)), Paris, France.
- IEA – International Energy Agency (2005), **Energy Statistics Manual**. OECD – Organisation For Economic Co-operation and Development, Eurostat, Paris, France.
- MARQUES, P. e PULIDO, J. G. (2004), **Estudos sobre Energia: Petróleo e Gás Natural**. Livraria Almedina, Coimbra.
- PERCEBOIS, J. (1989), **Economie de L'Energie**. Bibliothèque des Matières Premières, Ed. Economica, Paris.
- ROBINSON, D. (2002), «Mozambique to South Africa natural gas pipeline». *Contact, The Journal of The McConnell Dowell Group*, Australia, June.
- SASOL (2003), **Natural Gas Project – Consolidated Executive Summary and Update**. Common Ground, Cape Town, South Africa, July.

TSCHANZE, Adélio F. (2007), «Economia dos Recursos Energéticos não Renováveis & Desenvolvimento: O Projecto de Gás Natural de Pande & Temane». Tese de Mestrado, ISCTE, Lisboa.