

Projectos em Vigor

[illegible]

	BPRL Ventures Mozambique B.V	10						
	PTT Mozambique Área 1	8,5						
Rovuma LNG	MRV	70	Bacia do Rovuma	Área 4	Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção	2006	Pesquisa, Produção, e Comercialização de Hidrocarbonetos	Em Desenvolvim ento
	ENH	10						
	Galp Energia Rovuma B.V.	10						
	KOGAS Moçambique Ltd.	10						
ROMPCO	CMG	40	Inhambane, Gaza e Maputo	N/A	Contrato de Concessão do Gasoduto	2000	Transporte de Hidrocarbonetos	Em Operação
	Sasol	20						
	iGas	40						
MGC	GIGA	49,60	Maputo	N/A	Contrato de Concessão de Gasoduto	2003	Transporte de Hidrocarbonetos	Em Operação
	CDGM	25,20						
	ENH	25,20						

- Na coluna sobre os projectos, que estes sejam redireccionados para o histórico dos projectos

Desenvolvimento e Produção

2. PRODUÇÃO

2.1 Campos em produção

O gás natural no país, é actualmente produzido a partir de quatro (04) campos, dos quais três (03) estão localizados na Bacia de Moçambique (Temane, Pande e Inhassoro) e um (1) na Bacia do Rovuma (Coral).

Tendo em conta a existência de Planos de Desenvolvimento já aprovados, está previsto que mais dois (02) campos entrem em produção na Bacia do Rovuma, nomeadamente, Golfinho/Atum e Mamba.

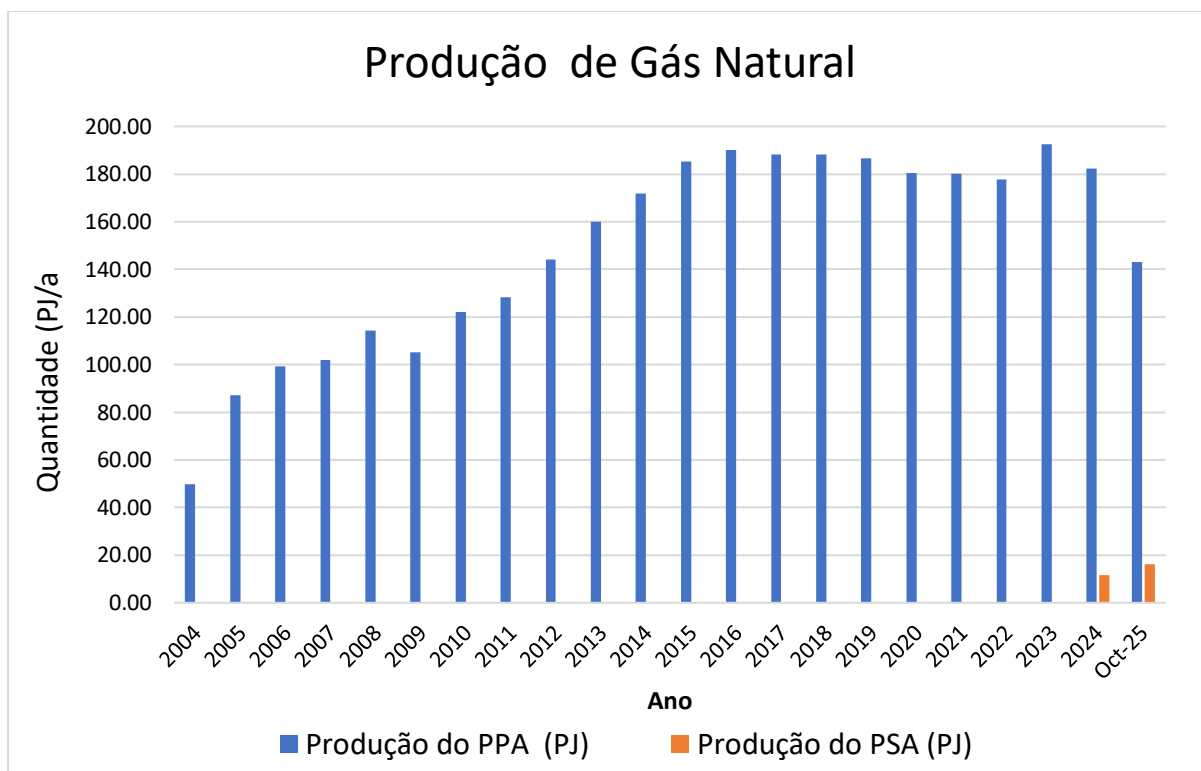
A produção na Bacia de Moçambique iniciou em 2004 através do campo Temane e posteriormente o Campo Pande. Em 2022 iniciou a produção na Bacia do Rovuma, através do Campo Coral. Em 2025, iniciou a produção a partir do campo de Inhassoro, na Bacia de Moçambique.

Campo	Bacia	Área	Ponto de Situação	Ano da Descoberta	Início da Produção	Operador
Temane	Moçambique	Pande/Temane	Em produção	1957	2004	SPT
		Pande/Temane	Em produção		2024	SPM
Pande	Moçambique	Pande/Temane	Em produção	1961	2009	SPT
		Pande	Em produção		2025	SPM
Inhassoro	Moçambique	Pande/Temane	Em produção	1965	2025	SPM
Coral	Rovuma	Área 4	Em produção	2010	2022	MRV

2.2 Produção de Petróleo e Gás Natural

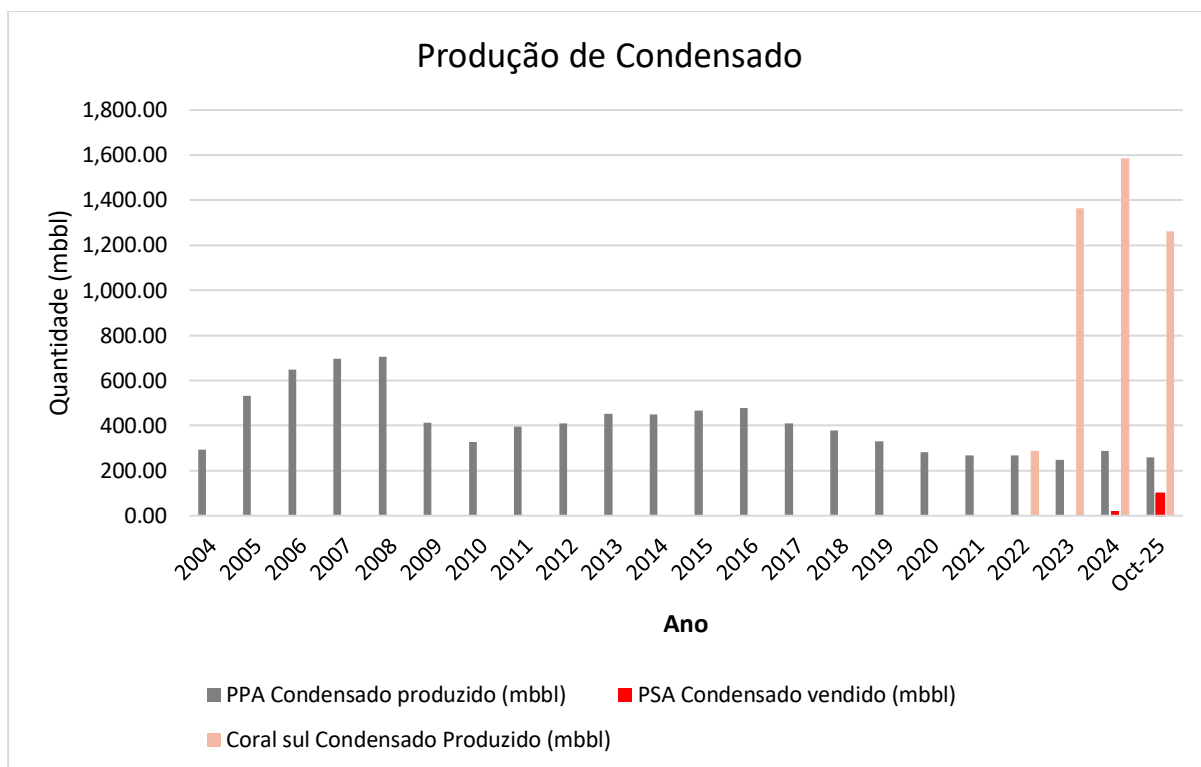
2.2.1 Gás natural

O gás natural é produzido a partir dos campos de Pande, Temane e Inhassoro ao abrigo do **Contrato de Produção de Petróleo** e do **Contrato de Partilha de Produção (PPA e PSA na sigla inglesa)**. O cumulativo de gás produzido (Produção líquida) desde o início da produção até Outubro de 2025 é 3,306.41 PJ (correspondentes a cerca de 79,481,009,615.38 m³), sendo 3,278.66 PJ para o PPA (correspondentes a cerca de 78,813,942,307.69 m³) e 27.75 PJ para o PSA (correspondentes a cerca de 667,067,307.69 m³), conforme ilustrado no gráfico do perfil de produção abaixo.



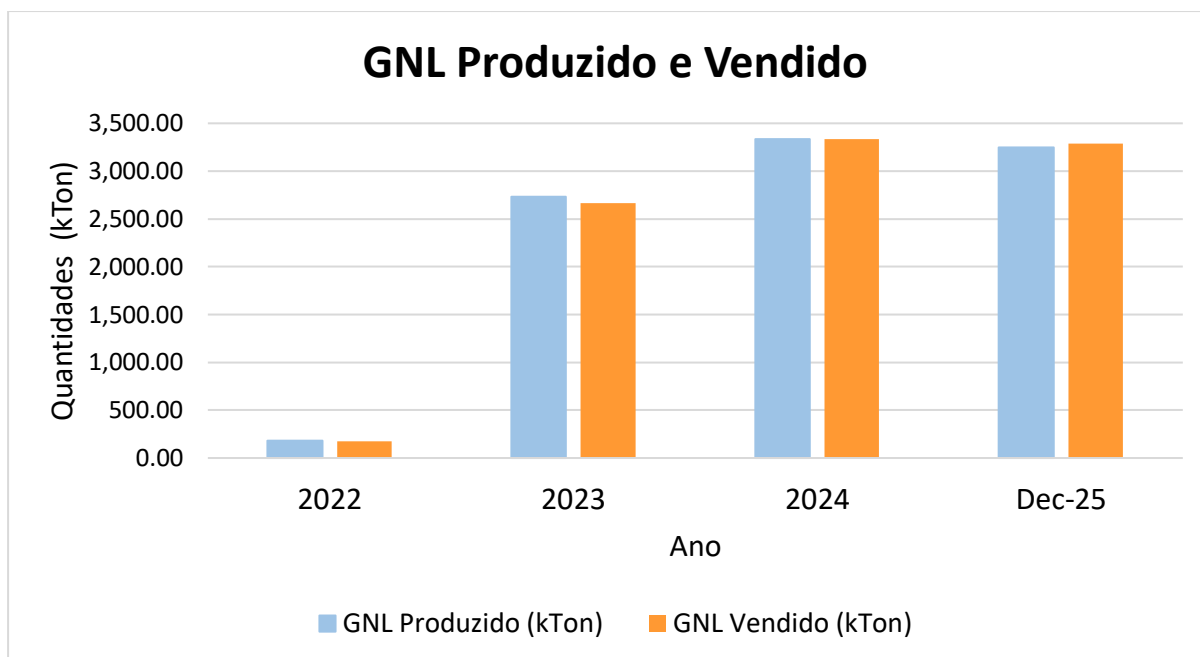
2.2.2 Condensado

O condensado é obtido a superfície, como resultado da produção do gás natural, ao abrigo dos diferentes contratos de produção de gás existentes. Assim, até Outubro de 2025, foi produzido um total cumulativo de 13,859,239.13 bbl, sendo 8,994,203.51 bbl produzidos a partir do PPA, 115,693.65 bbl do PSA, e 4,749,341.97 bbl do Coral Sul FLNG.



2.2.3 Gás Natural Liquefeito (GNL)

O gás natural produzido ao abrigo do Contrato de Concessão para Pesquisa e Produção (CCPP) da área 4, no âmbito do Projecto Coral Sul FLNG é liquefeito e armazenado para posterior carregamento (venda e exportação). Desde o início da produção (Outubro de 2022) até Dezembro de 2025 foi produzido um cumulativo de 9,493,377.7 toneladas de Gás Natural Liquefeito (Ton de GNL), correspondentes a 21,646,728.00 m³ de GNL. Da quantidade produzida, foram exportadas um total de GNL, correspondentes a 21,550,584.00 m³, por via de 127 carregamentos.



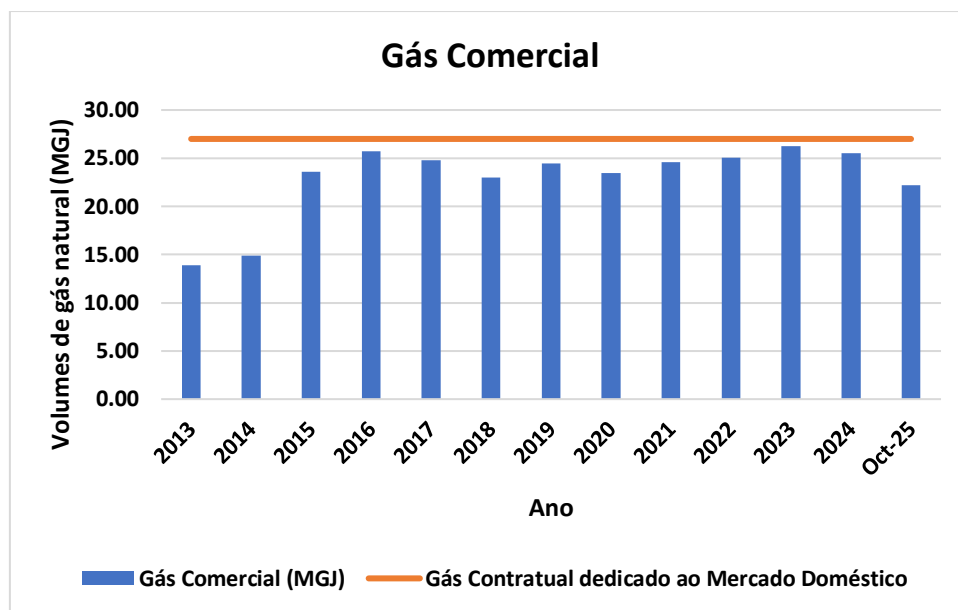
2.3.5 Gás natural para o Mercado Nacional

O Regulamento das Operações petrolíferas prevê que 25% do Petróleo e gás natural produzido seja disponibilizado para o uso no mercado doméstico. Até ao momento o gás utilizado no mercado nacional provém dos campos de Pande e Temane e é usado por mais das 30 empresas localizadas em Inhambane, Gaza e Maputo, tais como a CTRG, Gigawatt, Mozal, Merrec, Companhia Industrial da Matola, Fasorel e Coca Cola SABCO (Moçambique) entre outras. No âmbito da disponibilização do gás ao mercado doméstico, foi igualmente alocada à Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P, gás natural para uso residencial e comercial nos distritos de Vilanculos, Inhassoro, Govuro e arquipélago de Bazaruto na província de Inhambane, bem como em Maputo e Marracuene, cuja distribuição iniciou em 2014.

O gás natural actualmente em uso no mercado domestico é subdividido em duas categorias, nomeadamente, o gás do royalty, que é resultante do Imposto Sobre a Produção e o gás comercial.

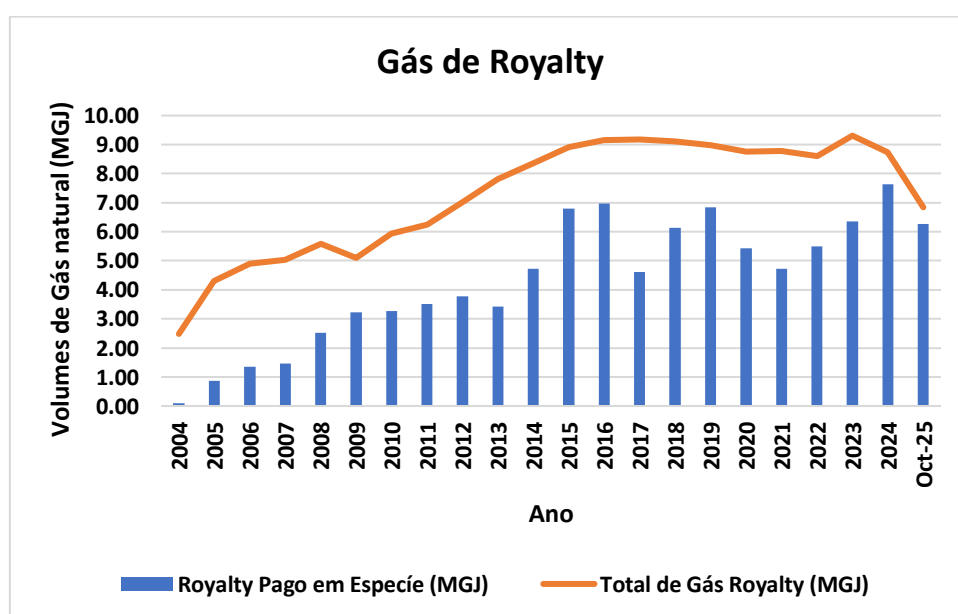
2.3.6 Gás Comercial

- Desde a entrada em vigor dos Contratos de Venda para o mercado nacional em 2013 (GSA3) que preconizam a venda de gás para a CTRG, MGC Gigawatt, ENH Kogas e ENH, foram comercializadas até Outubro de 2025 cerca de 297.36MGJ 80,89% do total previsto (351 MGJ).



2.3.7 Gás de Royalty

- Desde o início da produção até Outubro de 2025 foram entregues a título de Imposto sobre a Produção de Petróleo-IPP (Royalty) um total de 159.15MGJ dos quais foram pagos em espécie 95.48MGJ, e em dinheiro 63.27MGJ.



Com a aprovação dos projectos de produção de gás natural liquefeito na bacia do Rovuma, espera-se que sejam disponibilizados para o uso em diferentes projectos no mercado doméstico pouco mais de 900 milhões de pés cúbicos de gás por dia (MMscf/d).

3. PROJECTOS EM VIGOR

3.1 Bacia de Moçambique

3.1.1 Acordo de Produção de Petróleo (PPA) – Bloco de Pande-Temane

O Contrato de Produção de Petróleo (CPP), relativo aos blocos unificados dos campos de Pande e Temane (em terra), foi celebrado a 26 de Outubro de 2000 entre o Governo de Moçambique, a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P, Sasol Petroleum Temane Lda. e a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, SARL. com o objectivo produzir e comercializar Gás natural e Condensado em mercados de Moçambique e África do Sul.

O gás produzido a partir dos referidos campos é processado na Central de Processamento de Gás Natural (CPF na sigla inglesa) em Temane e transportado por um gasoduto (Moçambique to Secunda Pipeline-MSP) de cerca de 867 km de extensão, para o abastecimento no mercado nacional e Sul Africano.

A Produção do gás natural teve início em 2004, com uma capacidade contractual de 120 Milhões de Giga Joules/ano (MGJ/a) através do Primeiro contrato de Venda de Gás (GSA1), e qual sofreu sucessivas expansões até alcançar a capacidade contractual actual de 197 MGJ/a, acomodando as obrigações contratuais do primeiro, segundo e terceiro contrato de venda de gás (GSA1, GSA2 e GSA 3) incluindo o IPP;

O IPP devido ao Governo ao abrigo do APP, corresponde a 5% do gás produzido e vendido, podendo ser entregue em espécie ou em valor monetário.

O APP para além do fornecimento do gás ao mercado sul africano através dos GSA 1 & 2, contempla também o fornecimento de 27 MGJ/a ao mercado nacional através do GSA3. Esta quantidade combinada ao IPP em espécie (cerca de 9 MGJ/a) é utilizada no mercado nacional para a geração de energia eléctrica, abastecimento em veículos, residências e como combustível em diferentes indústrias, conforme descrito na secção sobre o gás natural para o mercado doméstico (2.3.6).

3.1.2 Contrato de Partilha de Produção (CPP) – Bloco de Pande-Temane

O Contrato de Partilha de Produção (PSA) foi celebrado em Outubro de 2000 entre o Governo, a ENH e a Sasol Petroleum Mozambique Lda (SPM), tem como objectivo pesquisar, avaliar,

desenvolver e produzir gás natural não associado e petróleo leve das áreas adjacentes a área do APP.

Ao abrigo desde contrato, foi aprovado em 2015 o Plano de Desenvolvimento do Campo e em 2020 a respectiva emenda, visando a produção de gás natural e petróleo leve a partir dos depósitos de Inhassoro, Temane e Pande, para viabilizar a construção de uma Infra-estrutura Integrada de Processamento (IPF na sigla inglesa) com as seguintes especificações :

- Produção de 30 000 TPA de GPL dedicado ao mercado nacional;
- Produção de 4 000 bbl/d de petróleo leve estabilizado dedicado para exportação;
- Produção de 30 PJ de Gás Natural para a geração energia eléctrica através da Central Térmica de Temane (CTT) com capacidade de 450 MW e
- Exportação do gás natural excedentário.

A referida Infra-estrutura foi comissionada e inaugurada a 03 de Dezembro, e espera-se o início da produção para Dezembro de 2025.

3.1.3 Mozambique Pipeline Investments Company Limited (ROMPCO)

A 26 de Outubro de 2000 foram celebrados os termos e condições do Contrato de Gasoduto Moçambique-Secunda (Mozambique – Secunda Pipeline_MSP), entre o Governo (representado pelo Ministério de Recursos Mineiras e Energia), a Sasol Limited (Sasol) e a Mozambique Pipeline Investments Company Limited (ROMPCO), com o objectivo de transportar gás natural proveniente dos campos de Pande e Temane para abastecer o mercado nacional e sul africano.

Ao abrigo deste contrato e em conformidade com o Plano de Desenvolvimento do Gasoduto aprovado, a ROMPCO foi atribuída o direito de construir e operar o gasoduto de 26 polegadas de diâmetro, 867 km de extensão e com capacidade de transportar 122 MGJ/a.

Com o aumento da demanda de gás, a capacidade do gasoduto foi incrementada para 212 MGJ/a através da instalação de um compressor do lado sul africano e de dois gasodutos paralelos ao gasoduto principal (*Looplins*) do lado moçambicano, conforme ilustrado na figura abaixo.

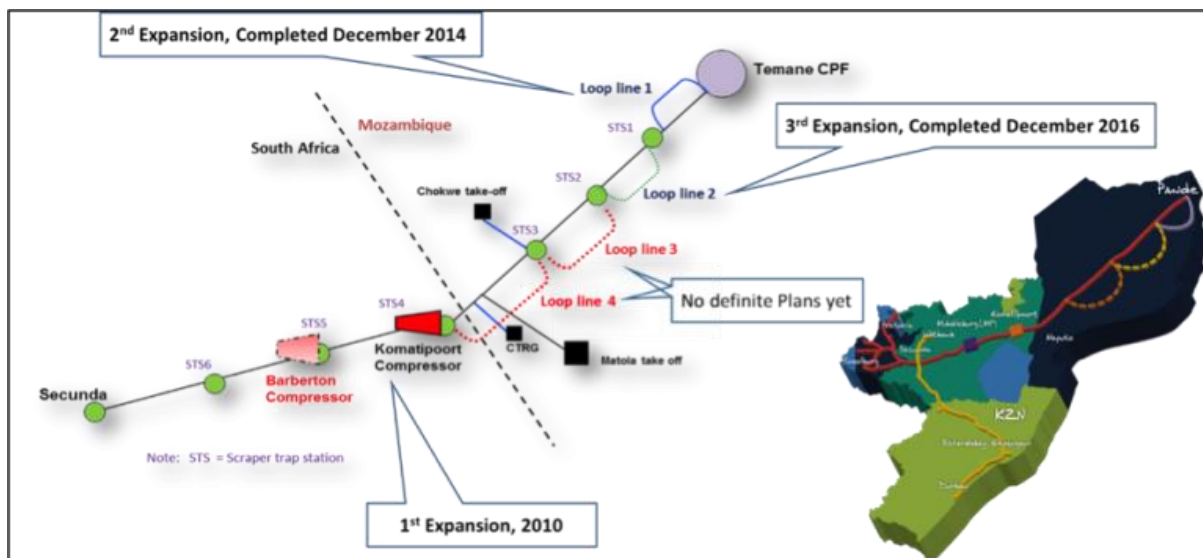


Figura: Gasoduto MSP

O gasoduto em questão possui 05 pontos de toma do lado moçambicano, que poderão ser usados como pontos de ligação para o fornecimento de gás natural na região sul do País.

3.1.4 Contrato de Concessão do Gasoduto da Matola Gas Company

Ao abrigo do Contrato de Concessão do Gasoduto, firmado em Janeiro de 2003 entre a **Matola Gas Company (MGC)**, a Gigajoule Africa Ltd, (GIGA) e o Governo da República de Moçambique, a MGC foi atribuída o direito para construir e operar um gasoduto de transmissão de 8 polegadas de diâmetro e 70 km de extensão, para transportar gás natural dos campos de Pande e Temane do ponto de toma do gasoduto MSP em Ressano Garcia para Matola e fornecer às diversas indústrias, serviços e habitação na província de Maputo.

Operado pela MGC, o gasoduto fornece gás natural a rede de distribuição de Maputo e Marracuene e abastece gás a mais de 30 empresas incluindo a central térmica de Maputo..

3.2 Bacia de Rovuma

3.2.1 Área 4

Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção (CCPP), para Área 4, na Bacia do Rovuma foi celebrado entre o Governo e a Eni East Africa, S.p.A (EEA) e Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH), detendo 90% e 10% respectivamente. Actualmente, a estrutura acionista da Área 4 inclui a **Mozambique Rovuma Venture (MRV)** S.p.A. que é uma *Joint Venture* co-propriedade da Eni, ExxonMobil e CNODC, com 70% de interesse participativo, a **Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.P. (ENH)**, com 10% de interesse participativo,

a **Galp Energia Rovuma B.V.** com 10% de interesse participativo e a **KOGAS Moçambique Ltd.**, com 10% de interesse participativo.

A Área 4, localiza-se à aproximadamente 250 km a nordeste da cidade de Pemba (Província de Cabo Delgado), 50 Km da costa, medidos a partir do limite oeste da concessão, em profundidades de água que variam entre 1.800 e 2.600 metros. A Área tem cerca de 70Km de largura e 200 Km de comprimento. A oeste, uma fronteira em linha recta divide a Área 4 da Área 1.

3.2.1 Projecto Coral Sul FLNG

Ao abrigo do CCPP, o Governo aprovou o Plano de Desenvolvimento do Projecto Coral Sul FLNG, para o desenvolvimento do depósito Coral Eoceno 441, com o objectivo de produzir e comercializar gás natural, através de uma Unidade Flutuante de Liquefação de gás natural, com capacidade de produzir 3,37 MTPA (Milhões de Toneladas por Ano) de Gás Natural Liquefeito (GNL) posteriormente expandida para 3,55 MTPA. Para além do GNL é produzido e exportado a partir deste projecto o condensado.

A decisão final de Investimento para o implementação do projecto foi alcançada de 2017 tendo iniciado a construção da Infra-estrutura petrolífera Coral Sul FLNG em de 2018,

Em 2022, a Infra-estrutura Petrolífera atracou em águas territoriais moçambicanas, tendo se iniciado o processo de ancoragem,, vistorias, inspeções e certificações, em conformidade com a legislação aplicável que culminou com a emissão da licença de operação em Agosto de 2022. A produção de GNL através desde projecto teve início em Outubro de 2022 e em Novembro do mesmo ano foi realizada o primeiro carregamento do GNL e Condensado dedicados a exportação.

3.2.2 Projecto Coral Norte FLNG

Com vista a maximizar a produção do depósito Coral Eoceno 441, a MRV, Operador da Área 4 submeteu a proposta do Plano de Desenvolvimento (PdD) do Projecto Coral Norte FLNG que consiste na construção de uma Infra-estrutura flutuante de processamento e liquefacção de gás natural (FLNG na sigla inglesa), para a produção de 3,55 MTPA de Gás natural liquefeito,

instalação de poços e sistemas de produção submarino, armazenamento e carregamento de GNL e condenado, o qual foi aprovado pelo Conselho de Ministros, pelo Decreto nº 9/2025 de 11 de Abril.

Com a aprovação deste PdD espera-se que estejam disponíveis para uso no mercado doméstico até 25% do total de petróleo e gás a ser produzido, sendo que, 10% serão disponibilizados no início da produção, ou seja, no segundo semestre de 2028.

Em seguimento da aprovação do PdD do Projecto Coral Norte FLNG, a Concessionária tomou no dia 02 de Outubro de 2025, em Maputo, a Decisão Final de Investimento que consolidou Moçambique como uma Potência Energética, posicionando o país como o 14º maior exportador mundial de GNL e o 4º em África. O projecto prevê um investimento de cerca de 7,2 mil milhões de dólares e início de produção para 2028.

3.2.3 Projecto Rovuma LNG

Para além do depósito Coral Eoceno 441, as Concessionárias da Área 4 pretendem desenvolver o Campo Mamba, através do Plano de Desenvolvimento do Projecto Rovuma LNG, a ser implementado em terra. O mesmo, foi aprovado pelo Conselho de Ministros através da resolução nº 29/2019 de 05 de Junho. .

O Projecto Rovuma LNG consiste em dois Módulos de Liquefação de gás natural, com capacidade 7,6 MTPA cada, perfazendo um total de produção de 15,2 MTPA (Milhões de Toneladas por Ano), através dos recursos provenientes do campo Mamba localizado na Área 4 *offshore* da Bacia do Rovuma.

O desenvolvimento das actividades referente a este projecto sofreu um revés devido a situação de instabilidade e segurança no norte da Província de Cabo Delgado, o que levou o Operador da Área 1 *Offshore* da Bacia do Rovuma a accionar a cláusula de Força Maior e consequente interrupção das actividades em Palma e Afungi, instalações partilhadas pela Área 1 e Área 4, obrigando as concessionárias a manterem o projecto em condições suspensiva

3.2.2 Projecto Mozambique LNG

A 26 de Dezembro de 2006 foram aprovados os termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, “CCPP”, para Área 1, *Offshore* da Bacia do Rovuma, celebrado entre o Governo, a Anadarko Mozambique Área 1 Lda., como Concessionária e Operadora, (“**AMA 1 ou Operadora**”) e Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH), com uma participação de 85 e 15%, respetivamente. Actualmente, os interesses participativos nesta Área 1 inclui a TotalEnergies E&P Mozambique real, Lda. (TEPMA1) com 26.5%, a Mitsui E&P Mozambique Area1 Limitada (MEPMOZ) com 20%, a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH) com 15%, a BPRL Ventures Mozambique B.V (BPRL) com 10%, a Beas Rovuma Energy Mozambique Limitada (BREML) com 10%, a ONGC Videsh Rovuma Limitada (ONGC Videsh) com 10% e a PTTEP Mozambique Area1 Limitada (PTTEP MZA1) com 8.5%.

Ao abrigo do CCPP, o Governo aprovou o Plano de Desenvolvimento do Campo Golfinho/Atum, para o desenvolvimento do Projecto Golfinho/Atum (Mozambique LNG) que consiste na produção de Gas natural Liquefeito (GNL) através de dois Módulos de Liquefação de gás natural, com capacidade 6,56 MTPA cada, perfazendo um total de produção de 13,12 MTPA (Milhões de Toneladas por Ano). Para além de produção de GNL, o projecto prevê o fornecimento de um total de 400 MMscfd para o mercado doméstico, sendo que numa primeira fase serão fornecidos 100 MMscfd.

Em Junho de 2019, o Operador anunciou a decisão final de investimentos (“**FID**”) para a materialização do projecto.

Em Maio de 2021, o Operador da Área 1 declarou a Força Maior e consequente interrupção das actividades em Palma e Afungi. Foi feito o levantamento da Força Maior para continuidade da execução do projecto.