



Sexta-feira, 21 de Março de 2025

I Série – N.º 53

DIÁRIO DA REPÚBLICA

ÓRGÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE ANGOLA

Preço deste número - Kz: 5,100,00

S U M Á R I O

Presidente da República

Decreto Presidencial n.º 72/25 11928
Aprova o Plano Director do Gás Natural.

Despacho Presidencial n.º 91/25 12045
Autoriza a despesa e formaliza a abertura do Procedimento de Contratação Simplificada, pelo critério material, por razões de aptidão técnica, para a adjudicação do Contrato de Aquisição de Serviços de Desembaraço Aduaneiro do Petróleo Bruto do Estado, e delega competência ao Presidente do Conselho de Administração da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, com a faculdade de subdelegar, para a prática dos actos decisórios e de aprovação tutelar, verificação da validade e legalidade de todos os actos praticados no âmbito do referido Procedimento, incluindo a celebração e assinatura do Contrato.

PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Decreto Presidencial n.º 72/25 de 21 de Março

O Executivo Angolano tem implementado um conjunto de medidas que visam a criação de um ambiente de negócios propício ao investimento e fomento da cadeia de valor do gás natural.

O desenvolvimento da cadeia de valor do gás natural impulsiona a criação de indústrias que concorrem para o aumento da participação desse recurso na matriz energética do País e redução das importações de produtos derivados do gás natural.

Havendo a necessidade de se definir as directrizes para o desenvolvimento sustentável dos recursos de gás natural e a sua utilização no mercado interno, contribuindo para a transição energética e a diversificação da economia nacional, maximização dos benefícios para a sociedade angolana e assegurar o retorno dos investimentos;

O Presidente da República decreta, nos termos da alínea d) do artigo 120.º e n.º 1 do artigo 125.º, ambos da Constituição da República de Angola, o seguinte:

ARTIGO 1.º (Aprovação)

É aprovado o Plano Director do Gás Natural, anexo ao presente Decreto Presidencial, de que é parte integrante.

ARTIGO 2.º (Dúvidas e omissões)

As dúvidas e omissões que resultem da interpretação e aplicação do presente Diploma são resolvidas pelo Presidente da República.

ARTIGO 3.º (Entrada em vigor)

O presente Decreto Presidencial entra em vigor na data da sua publicação.

Apreciado em Conselho de Ministros, em Luanda, aos 27 de Dezembro de 2024.

Publique-se.

Luanda, aos 30 de Janeiro de 2025.

O Presidente da República, JOÃO MANUEL GONÇALVES LOURENÇO.

PLANO DIRECTOR DO GÁS NATURAL

Siglas e Acrónimos

- i. ACP — Acções de Curto Prazo (5 anos);
- ii. ALNG — Fábrica de Angola de Liquefação de Gás Natural;
- iii. ALP — Acções de Longo Prazo (10-15 anos);
- iv. AMP — Acções de Médio Prazo (5-10 anos);
- v. ANPG — Agência Nacional de Petróleo e Gás e Biocombustível;
- vi. BDA — Banco de Desenvolvimento de Angolano;
- vii. BODIVA — Bolsa de Dívidas e Valores de Angola;
- viii. BTU — *British Thermal Unit* (Unidade Térmica Britânica) — (1.000 SCM - 38.49 MMBTU);
- ix. BCF (*Bilhões Cubic Feet*) — Biliões de Pés Cúbicos (10^9), correspondem a Mil Milhões, na escala numérica longa (DLP n.º 7/19);
- x. CCGT — *Combined Cycle Gas Turbine* (Turbina a Gás de Ciclo Combinado);
- xi. FSRU — *Floating Storage Regasification Unit*/Unidade de Regaseificação Flutuante;
- xii. FSU — *Floating Storage Unit*/Unidade de Armazenamento Flutuante;
- xiii. GIIP — *Gas Initially In Place* — Estimativa total da quantidade de gás inicialmente existente no reservatório;
- xiv. GNC — Gás Natural Comprimido ou CNG;
- xv. GNL — Gás Natural Liquefeito ou LNG;
- xvi. GTP — *Gas Treatment Plant* ou *Gas Turbine Plant*/Planta de Tratamento ou Turbina a Gás;
- xvii. IEA — *International Energy Agency*/Agência Internacional de Energia;
- xviii. IGU — *International Gas Union*/União Internacional do Gás;
- xix. LGN — Líquidos do Gás Natural ou NGL (etano, propano, butano e condensados);
- xx. MAPTSS — Ministério da Administração Pública, Trabalho e Segurança Social;
- xxi. MAT — Ministério da Administração do Território;
- xxii. MED — Ministério da Educação;
- xxiii. MINPLAN — Ministério do Planeamento;
- xxiv. MESCTI — Ministério do Ensino Superior, Ciência, Tecnologia e Inovação;
- xxv. MINAGRIF — Ministério da Agricultura e Florestas;
- xxvi. MINAMB — Ministério do Ambiente;
- xxvii. MINDCOM — Ministério da Indústria e Comércio;
- xxviii. MINEA — Ministério da Energia e Águas;
- xxix. MINFIN — Ministério das Finanças;
- xxx. MINJUSDH — Ministério da Justiça e dos Direitos Humanos;
- xxxi. MINOPUH — Ministério das Obras Públicas, Urbanismo e Habitação;
- xxxii. MINTRANS — Ministério dos Transportes;
- xxxiii. MINTTICS — Ministério das Telecomunicações, Tecnologias de Informação e Comunicação Social;
- xxxiv. MMBO — Milhões de Barris de Óleo 10;

- xxxv. MMCM — Milhões de Metros Cúbicos;
- xxxvi. MMSCFD — (*Milions Cubic Feet*) - Milhões de Pés Cúbicos por Dia;
- xxxvii. MW — Mega Watt - Um milhão (106) de watts ~ 3.412 MMBTU/H;
- xxxviii. NCG — Novo Consórcio de Gás;
- xxxix. PJ — *Peta Joules* - 10^{15} Joules (1.000 joules - 0.95 BTU);
- xl. SCF — *Standard Cubic Feet*/Pés Cúbicos Padrão, (1 metros cúbicos ~ 35.3 scf).
Condições padrão: pressão de 14.73 psi e temperatura de 60 graus Fahrenheit;
- xli. SCM — *Standard Cubic Meter*/Metros Cúbicos Padrão;
- xlii. SNG — Sonagás. Empresa subsidiária da SNL para o desenvolvimento, pesquisa, produção, processamento, transporte e comercialização de Gás Natural;
- xliii. SNL — SONANGOL-E.P. (Empresa Nacional de Petróleo e Gás de Angola);
- xliv. SOMG — Sociedade de Operações e Manutenção dos Gasodutos: responsável pela operação dos gasodutos e pelo transporte de gás e líquidos de Gás Natural para a fábrica de gás, a partir de plataformas de produção ao largo da costa angolana;
- xlv. TCF — (*Trillions Cubic Feet*) - Triliões de Pés Cúbicos (10A12), correspondem a um Bilhão, na escala numérica longa (Decreto Legislativo Presidencial n.º 7/19, de 12 de Junho);
- xlvi. UAG — Unidades Autónomas de Gás;
- xlvii. UPGN — Unidade de Processamento de Gás Natural.

Dados Técnicos do Gás Natural

- i. Riqueza do Gás — Somatório das percentagens volumétricas ou quantidades de matéria de todos os componentes a partir do propano C₃₊;
- ii. Gás Rico/*Rich Gas* — Quando o somatório da composição de gás C₃₊ é igual superior a 7%;
- iii. Gás Pobre (*seco*)/*Lean Gas* — Quando o somatório da composição de gás C₃₊ é inferior a 7%;
- iv. PCS (Poder Calorífico Superior) — Valor superior gerado pela combustão de 1 mole ou 1 kg de Gás Natural e com menor conteúdo de água, nas condições padrão (temperatura e pressão);
- v. PCI (Poder Calorífico Inferior) — Valor inferior gerado pela combustão de 1 mole ou 1 kg de Gás Natural, e com menor conteúdo de água, nas condições padrão (temperatura e pressão);
- vi. Contaminantes — Quantidade de Dióxido de Carbono (CO₂), Reacção de Sulfato de Hidrogénio (RSH), enxofre ou sulfeto de hidrogénio (H₂S) e Água contida no Gás Natural, entre outros elementos;
- vii. Gás Ácido/*Sour Gas* — Quando existe um elevado nível de RSH em comparação ao CO₂;
- viii. Gás Doce/*Sweet Gas* — Quando existe um elevado nível de CO₂ em comparação ao RSH;
- ix. Ponto de Orvalho/*Due Point* — A temperatura a partir da qual se forma a primeira gota de líquido do gás.

Definições

Para efeitos do presente documento e salvo se de outro modo for expressamente indicado no próprio texto, as palavras e expressões nela usadas têm o seguinte significado:

- i. «*Área de Desenvolvimento*» — área total, dentro da área de contrato, apta para produzir do jazigo ou jazigos identificados por uma descoberta comercial e definida por acordo entre a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG) e o Grupo Empreiteiro após essa descoberta comercial;
- ii. «*Biogás é um combustível gasoso semelhante ao Gás Natural*» — composto, principalmente por metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2) produzido por resíduos orgânicos, esgotos entre outros. Pode ser utilizado para geração de energia elétrica, contribuindo como energia renovável devido ao seu ciclo de produção e uso;
- iii. «*BOE (Barris de Óleo Equivalente)*» — quantidade de energia equivalente à quantidade de energia encontrada em um barril de petróleo bruto. Considera-se geralmente que um barril de petróleo tem a mesma quantidade de conteúdo energético que 6.000 pés cúbicos de Gás Natural, sendo essa quantidade de Gás Natural «equivalente» a um barril de petróleo;
- iv. «*Concessão Petrolífera*» — direitos mineiros (petróleo e gás) atribuídos, a título de exclusividade, à Concessionária Nacional;
- v. «*Gás Associado (AG)*» — Gás Natural que existe em solução com o petróleo bruto, incluído o que é vulgarmente conhecido por gás de cobertura que está em contacto com o petróleo bruto;
- vi. «*Gás Doméstico (DomGas)*» — significa o gás pré-tratado ou tratado a ser fornecido gratuitamente à Concessionária Nacional, ao abrigo de um contrato previsto na Lei das Actividades Petrolíferas, nas quantidades acordadas ou a acordar para fins de uso doméstico em Angola;
- vii. «*Gás Excedente*» — Gás Natural disponível após consumo interno nas operações petrolíferas, em especial combustível para energia, injeção para gestão da produção, e lift para a diminuição da densidade crude e melhor escoamento;
- viii. «*Gás Não Associado (NAG)*» — que se encontra livre do óleo e a sua concentração é predominante (HOLD%) no reservatório, permitindo a produção de Gás Natural, excluindo o gás condensado;
- ix. «*Gás Natural*» — produto essencialmente composto por metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) e outros gases (C_5+) em condições ambientais e com menores níveis de carbono e valor calorífico em relação ao óleo crude;
- x. «*Gás Residencial & Comercial*» — Gás Natural fornecido para uso em residências, hotéis, hospitais e centros comerciais ou restauração;
- xi. «*Gasoduto de Distribuição*» — gasoduto que realiza movimento de gás do centro de distribuição até ao consumidor final;

- xii. «*Gasoduto de Escoamento*» — gasoduto que realiza movimento de gás das instalações de produção até ao centro de tratamento e transporte;
- xiii. «*Gasoduto de Transporte*» — gasoduto que realiza movimento de gás das instalações de processamento, armazenamento até ao centro de distribuição ou armazenamento;
- xiv. «*GNL (Gás Natural Liquefeito)* ou LNG expressão inglesa» — produto essencialmente composto por metano (CH₄) e etano liquefeito a –160°C para armazenamento e transporte a longas distâncias;
- xv. «*GPL (Gás de Petróleo Liquefeito)* ou LPG expressão inglesa» — produto essencialmente composto por propano (C₃H₈) e butano (C₄H₁₀) extraídos dos líquidos do Gás Natural;
- xvi. «*Infra-Estruturas de Gás Natural*» — unidades de processamento, gasodutos de escoamento, transporte, distribuição, terminais de liquefação e regaseificação (LNG);
- xvii. «*Oferta Existente*» — fornecimento de gás com base nas reservas certificadas;
- xviii. «*Oferta Exploratória*» — fornecimento de gás com base nas oportunidades/recursos descobertas existente em fase de exploração e avaliação;
- xix. «*Oferta Possível (potencial)*» — fornecimento de gás com base nas oportunidades/recursos descobertas existente com grande potencial de serem desenvolvidas;
- xx. «*Oferta Provável*» — fornecimento de gás com base nas oportunidades/recursos descobertas e em fase de desenvolvimento;
- xxi. «*Ponto de Entrega*» — ponto de transferência de responsabilidade e de propriedade do Gás Natural;
- xxii. «*Procura Conceitual*» — volume de gás considerando possíveis consumidores não especificados para o consumo da oferta de gás em exploração. «Exemplo: Petroquímica, exportação entre outros»;
- xxiii. «*Procura Existente*» — volume de gás para satisfazer a necessidade da capacidade instalada. «Exemplo: Fábrica ALNG Soyo CT Ciclo Combinado, Soyo, CTM Cabinda»;
- xxiv. «*Procura Possível*» — volume de gás necessário para satisfazer os potenciais consumidores com o crescimento industrial planificado. «Exemplo: aumento da capacidade energética, expansão da indústria mineira, petroquímica, exportação»;
- xxv. «*Procura Provável*» — volume de gás solicitado por manifestação de interesse para implementação de projectos curto-médio prazo. «Exemplo: manifestação de interesse de 70 MMSCFD para a fábrica petroquímica, indústria mineira, exportação entre outros»;
- xxvi. «*Recursos Contingentes*» — volumes de petróleo e Gás Natural, estimados, em uma determinada data, com potencial de serem recuperáveis num reservatório descoberto e produzidos por meio de projectos de desenvolvimento, mas não podem ser considerados comercialmente viáveis devido a uma ou mais contingências;

- xxvii.* «*Recursos Prospectivos*» — quantidade de petróleo ou Gás Natural que em determinada data são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações não descobertas;
- xxviii.* «*Recursos Recuperáveis*» — são volumes de petróleo e Gás Natural, estimados, com potencial de serem tecnicamente recuperados num reservatório descoberto;
- xxix.* «*Reservas de Gás*» — quantidades de hidrocarbonetos economicamente e tecnicamente recuperáveis em período e prazo definido;
- xxx.* «*Reservatórios Não Convencionais*» — reservatórios caracterizados por apresentarem baixos valores de porosidade e permeabilidade, geralmente abaixo de 10% e de 0,1 mD, respectivamente, e que o escoamento de fluídos no interior do meio poroso não acontece de forma natural, necessitando de uma tecnologia específica para a sua extracção. Estes reservatórios podem ocorrer em diferentes litologias;
- xxxi.* «*Reservatórios*» — rochas cujas propriedades permo-porosas permitem a acumulação de hidrocarbonetos.

1. INTRODUÇÃO

A República de Angola possui uma densidade populacional estimada em 34 milhões de habitantes e, de acordo com o último censo realizado, o crescimento demográfico será de cerca de 3% ao ano e as projecções para 2050 indicam que o País terá acima de 68 milhões de habitantes.

Esse crescimento irá incrementar as necessidades da população, em termos de infra-estruturas, energia e alimentação para as quais o País deverá estar preparado para satisfazer. Nesse contexto, o Estado deverá garantir o acesso à energia segura e a preço acessível, de modo a promover o crescimento económico, assim como a substituição do gasóleo e outros combustíveis pesados por outros mais limpos o que permitirá a redução da poluição do meio ambiente e a transição energética, assegurando a maximização do bem-estar social da população.

O Gás Natural surge como um combustível menos poluente e a um custo mais acessível para a geração de energia eléctrica, o que irá contribuir para um crescimento industrial sustentável. Este recurso energético é também utilizado como matéria-prima na indústria petroquímica de 1.ª e 2.ª geração na produção de amónia (para produzir fertilizantes como ureia e outros) metanol e propileno para a produção de químicos, plásticos e outros, bem como nas indústrias siderúrgica e produção de aço e fertilizantes respectivamente, tendo estes últimos um efeito multiplicador no Sector Agrícola.

Em Angola, nos últimos 20 anos foram realizadas várias descobertas comerciais de petróleo com Gás Natural Associado, de entre as quais se destacam as primeiras descobertas em águas profundas e ultra-profundas, Girassol em 1996 e Plutão em 2002, passando o País a ser o segundo maior produtor de petróleo da África. Fruto desse sucesso exploratório, o País atingiu, em Julho de 2008, a produção de 2 000 000 de barris de petróleo por dia, feito que representa um marco na história da produção petrolífera em Angola.

O aumento da produção de petróleo incrementou igualmente a produção de Gás Natural Associado, que, por inexistência de infra-estruturas, teve a sua utilização limitada ao consumo nas operações como combustível e re-injecção nos poços para melhorar a recuperação do petróleo e o excedente queimado com consequências adversas para o meio ambiente e perdas para a economia. Em 2004, com a aprovação da Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro, ficou proibida a queima do Gás Natural, determinando a obrigação do seu aproveitamento.

Em cumprimento da legislação relativa ao aproveitamento do Gás Natural, com vista a mitigar os riscos ambientais, bem como a obtenção de receitas, foi implementado o primeiro projecto de aproveitamento do Gás Natural no País, denominado Angola LNG.

Por outro lado, enquanto se procedia a exploração de petróleo, ocorreram descobertas de Gás Natural Não Associado que não foram desenvolvidas por ausência de um quadro legal e fiscal adequado que promovesse o seu aproveitamento comercial. Contudo, em 2018, foi aprovado o Decreto Legislativo Presidencial n.º 7/18, de 18 de Maio, que estabelece o regime fiscal aplicável às actividades de prospecção, pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção e venda de Gás Natural.

O Gás Natural é uma fonte de energia mais limpa quando comparado com outros combustíveis fósseis. Nas condições actuais da matriz energética mundial, este recurso tem um papel importante na transição energética, podendo substituir o gasóleo nas centrais térmicas do País e ser usado como matéria-prima para o Sector Petroquímico.

De acordo com a informação da AGT publicada em 2021, o País gasta acima de 1000 milhões de dólares norte-americanos com a importação de produtos químicos, incluindo amoníaco, metanol, etileno, polietileno, PVC e fertilizantes, assim como cerca de 500 milhões de dólares norte-americanos relativos à aquisição de produtos como plásticos e borrachas que passariam a ser produzidos localmente, tornando o País auto-suficiente e exportador. Considerando a geração de energia estimada de 500 MW, com o uso do Gás Natural como combustível, a ANPG prevê uma redução de despesas anuais em mais de 350 milhões de dólares norte-americanos (ver Tabela 6).

Havendo a necessidade de se adoptar uma estratégia para o desenvolvimento, aproveitamento e monetização dos recursos de Gás Natural, o Executivo, por via do Plano de Desenvolvimento Nacional (PDN) 2023-2027, orientou a elaboração de um Plano Director do Gás Natural (PDG) para Angola. Para a materialização desta estratégia, torna-se necessário o inventário dos recursos de Gás Natural descobertos e prospectivos, o desenvolvimento de novas infra-estruturas e a ampliação das existentes, de forma a permitir o seu escoamento para o mercado interno e no âmbito da integração regional do País (SADC) para o mercado regional.

O desenvolvimento do Sector do Gás Natural em Angola requer a definição de um *roadmap* que contempla 4 (quatro) etapas fundamentais, incluindo a elaboração do PDG:



Mapa 1- Mapa de Desenvolvimento do Sector do Gás Natural

O PDG constitui a estratégia de Angola para o desenvolvimento, aproveitamento e monetização dos recursos de Gás Natural, de forma a maximizar os benefícios socioeconómicos e minimizar os impactos adversos ao meio ambiente.

O PDG caracteriza a situação actual do Sector do Gás Natural de Angola e aborda as perspectivas para a criação de uma indústria do Gás Natural sustentável com base nos recursos de Gás Natural descobertos e prospectivos, infra-estruturas, mercado, investimento & financiamento, e quadro legal e regulatório. Igualmente, o PDG apresenta uma análise sobre a integração regional e um estudo de *benchmarking* global.

2. FORMULAÇÃO DO PLANO DIRECTOR DO GÁS NATURAL (PDG)

O Plano Director do Gás Natural (PDG) é a estratégia de Angola para o fomento de uma cadeia de valor do Gás Natural dinâmica e sustentável assente em 4 (quatro) pilares:

1. Recursos de Gás Natural;
2. Infra-estruturas;
3. Mercado;
4. Quadro Legal e Regulatório.

O PDG define as bases para alavancar o potencial de recursos de Gás Natural de Angola, num horizonte temporal de cerca de 25 anos (de forma faseada) de modo a garantir a criação

de empregos e a geração de receitas para o Estado, ou seja, o desenvolvimento socioeconómico do País.

Para este fim, preconizam-se 3 (três) períodos principais. O 1.º período deverá ser de curto prazo, até 2025, essencialmente para a definição e criação das bases de mercado, incluindo os Sectores Energético, Petroquímico, Mineiro e Residencial, bem como um quadro legal e regulatório que incentive o contínuo investimento e garanta o seu retorno, bem como o início de desenvolvimento dos Campos Quiluma e Maboqueiro e produção do Campo Sanha Lean Gás Conector (SLGC). O 2.º período, de médio prazo, de 2026 a 2036, será de produção dos recursos de gás já descobertos na Bacia do Baixo Congo, como por exemplo os Campos Quiluma e Maboqueiro, Longui, Forsithya, expansão da rede de gasodutos e aceleração do desenvolvimento de campos de gás das Bacias do Kwanza e Benguela. Por último, o 3.º período de longo prazo, 2036 a 2050, será de consolidação do mercado local, tendo em conta a ligação de gasodutos aos Sectores Residencial e Comercial.

Neste âmbito, o PDG identifica a oferta e a procura de gás e estabelece a interligação entre produtores e consumidores, visando a criação de um mercado interno, aberto, dinâmico e competitivo.

A implementação do PDG contribuirá para a transição energética e a redução dos custos dos Sectores Industrial e Comercial, com particular incidência para o Sector Manufactureiro.

2.1. Visão

Desenvolver o Sector do Gás Natural em Angola, num horizonte temporal de 25 anos, considerando toda a cadeia de valor, de forma a contribuir para o crescimento económico do País e o bem-estar social das populações.

2.2. Missão

Promover as condições apropriadas para o desenvolvimento, aproveitamento e monetização do Gás Natural de forma dinâmica e sustentável.

2.3. Objectivos do Plano Director do Gás Natural (PDG)

2.3.1. Objectivos Gerais:

- a) Criar um ambiente de negócio propício para o investimento e fomento de uma cadeia de valor do Gás Natural dinâmica e sustentável;
- b) Definir as directrizes para o desenvolvimento sustentável dos recursos de Gás Natural e a sua utilização no mercado interno, contribuindo para a transição energética e a diversificação da economia nacional, de forma a maximizar os benefícios para a sociedade angolana e assegurar o retorno dos investimentos.

2.3.2. Objectivos Específicos:

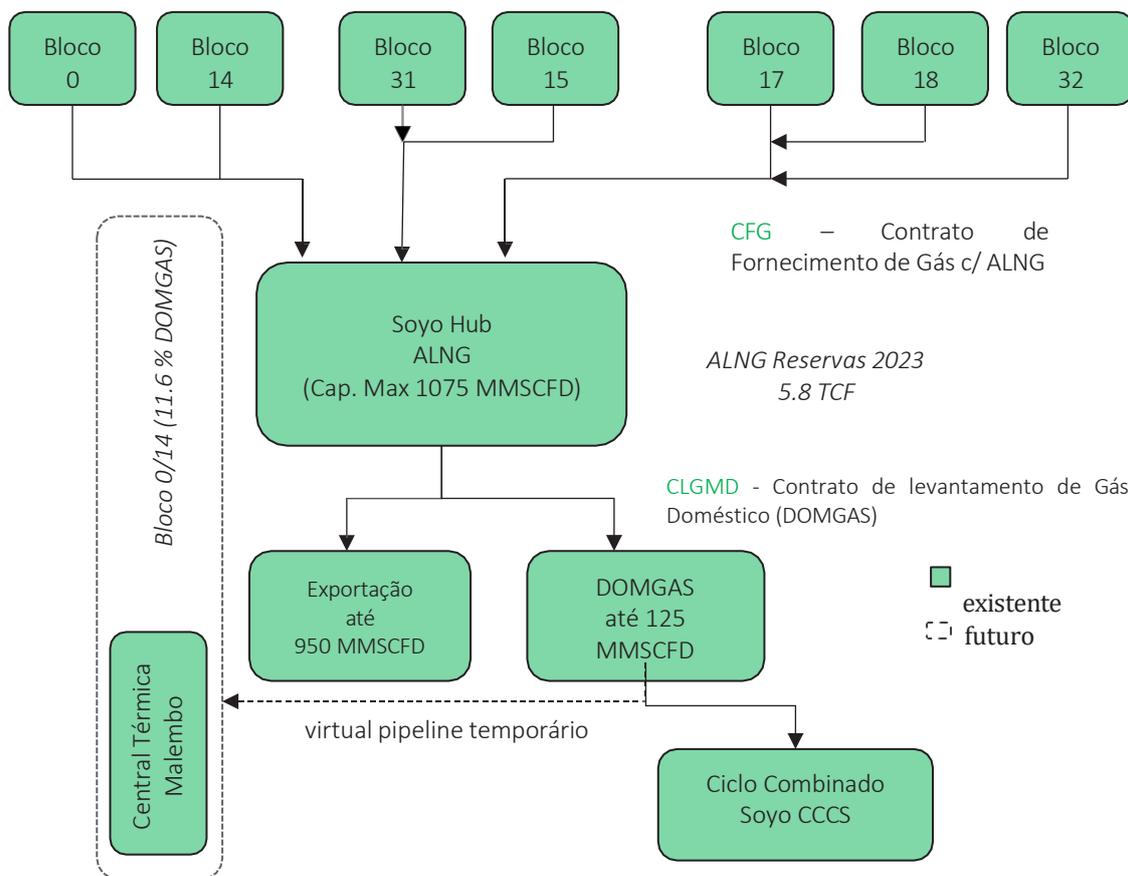
- a) Intensificar a exploração para a descoberta de novos recursos de Gás Natural, visando a sua conversão em reservas e produção, assim como reavaliar e produzir os recursos recuperáveis existentes;

- b) Desenvolver infra-estruturas de processamento, transporte, armazenamento, unidades autónomas de gás, terminais de regaseificação e distribuição, assim como ampliar as infra-estruturas existentes para maximizar o consumo e incentivar a produção;
- c) Criar um mercado interno de Gás Natural competitivo e eficiente, tendo em vista a definição das opções de monetização desse recurso;
- d) Estabelecer um quadro legal e regulatório robusto, para garantir o desenvolvimento e aproveitamento dos recursos de Gás Natural;
- e) Identificar a procura actual e futura e a oferta de Gás Natural para os mercados interno, regional e global;
- f) Promover a articulação entre os diversos Departamentos Ministeriais (Petróleo e Gás, Energia, Agricultura e Pescas, Indústria, Território, Economia, Finanças, Obras Públicas, Turismo e Ambiente) e demais entidades públicas e privadas;
- g) Usar o Gás Natural como alternativa ao gasóleo nas centrais termoeléctricas, bem como matéria-prima na indústria petroquímica, siderúrgica e nos demais Sectores da Economia;
- h) Recrutar, formar, integrar e desenvolver os quadros nacionais;
- i) Fomentar o Conteúdo Local em toda a cadeia do Gás Natural;
- j) Garantir o fornecimento seguro e sustentável de gás natural, promovendo o uso eficiente e maximização dos benefícios económicos, sociais e ambientais.

2.4. Caracterização da Situação Actual do Sector do Gás Natural

O Sector do Gás Natural em Angola contempla a existência de dois centros de aproveitamento de gás localizados nas Províncias de Cabinda e Zaire, nomeadamente (i) o Sanha LPG FPSO, primeiro projecto de utilização do Gás Associado implementado pela Associação de Cabinda (Bloco 0), cujas instalações possuem uma capacidade de processamento de 6.000 m³ por dia e armazenamento de 135.000 m³, (ii) a Fábrica Angola LNG (ALNG), no Soyo, projectada para um período de 25 anos, com uma capacidade nominal de processamento de 1.075 milhões de pés cúbicos de gás por dia e de produção de 5,2 milhões de toneladas de Gás Natural Liquefeito (LNG) por ano, para além do propano, butano e condensados.

Figura 1 - Diagrama de Rede do Gás Existente



As reservas de Gás Natural de Angola certificadas¹, em 2023, estão estimadas em 5.8 triliões de pés cúbicos (TCF), com base no Gás Associado excedentário disponibilizado pelos Blocos 0, 14, 15, 17, 18, 31, 32 e Gás Não Associado dos campos QM para a fábrica Angola LNG. Devido ao declínio da produção de petróleo nos blocos *offshore*, o fornecimento de Gás Associado à fábrica da ALNG deverá ser diversificado, incluindo fontes adicionais, o que obriga a ALNG a procurar fontes alternativas para garantir o funcionamento regular da fábrica.

Por outro lado, cerca de 80% dos recursos descobertos estimados em 38,74 TCF *in place* e as reservas de Gás Natural acima referenciadas estão localizadas nas concessões operadas pela CABGOC, Azule Energy e Total Energies. A CABGOC e a Azule Energy possuem recursos de Gás Natural no extremo norte do País, na Bacia do Baixo Congo, e podem ser desenvolvidos a curto prazo. O desenvolvimento dos recursos existentes nas Bacias do Kwanza e Benguela, caso seja bem-sucedido, possibilitará um maior crescimento económico-social nas regiões onde estão localizados.

O Estado, por intermédio da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG), na qualidade de Concessionária Nacional, tem celebrado contratos com investidores internacionais para o aproveitamento eficiente dos jazigos de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. No entanto, importa destacar os seguintes marcos, nomeadamente, o Acordo Comercial («AC»)

¹ Fonte: Relatório de certificação das reservas, a 31 de Dezembro de 2023, submetido à ANPG, com base nos campos identificados no contrato de compra e venda de gás.

assinado com o Novo Consórcio de Gás (CABGOC, BP, Total, ENI e a Sonangol P&P), em 2019, que representa um marco na Indústria Petrolífera Nacional, tendo culminado com aprovação da Decisão Final de Investimento — FID em 2022 (primeiro desenvolvimento de gás não associado, nomeadamente os Campos Quiluma e Maboqueiro), com arranque previsto para 2026; o projecto Sanha *Lean Gas* no Bloco 0, com arranque em 2024; poço exploratório no Bloco 1/14, o primeiro direccionado especificamente para depósitos de gás não associado, que está previstos para 2024.

Em Angola as infra-estruturas de produção e processamento do Gás Natural estão localizadas na Bacia do Baixo Congo e interligadas através de uma rede de gasodutos de transporte com mais de 500 km de extensão, com instalações em terra localizadas no Terminal do Malongo e Soyo, nas Províncias de Cabinda e Zaire, respectivamente.

O Terminal de Malongo, em Cabinda, utiliza o Gás Natural como combustível e para a produção de LPG. A Fábrica ALNG, no Soyo-Zaire, produz LNG, propano, butano e condensados. Estas duas localidades são tidas como centros de distribuição de Gás Natural para alimentar as centrais térmicas de produção de energia eléctrica que hoje usam principalmente o gasóleo como combustível (Dual Fuel).

A matriz energética de Angola indica que as principais fontes de produção energia eléctrica são a hídrica e a térmica derivada da combustão do gasóleo, sendo o Gás Natural e outras fontes usadas como alternativas. A participação efectiva do Gás Natural na produção de energia eléctrica e como matéria-prima na indústria tem tido um crescimento modesto.

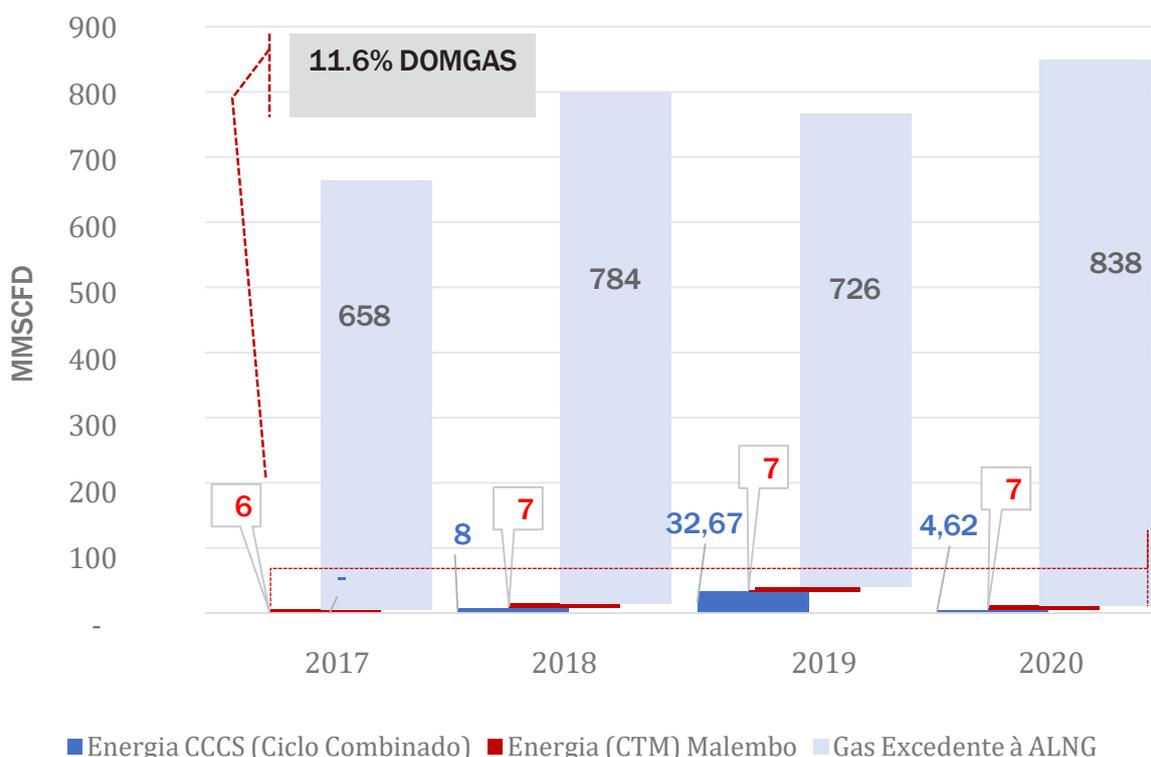


Gráfico 1 - Histórico de uso local do Gás Natural. Fonte: ANPG

As centrais térmicas a gás para geração de energia eléctrica estão localizadas no Norte do País (Cabinda e Zaire) e possuem uma capacidade total instalada que varia entre 895 MW e 917 MW ($\sim 2\,958$ MMBTU/H)² e um consumo de gás que representa cerca de 3% do gás excedentário distribuído à Fábrica ALNG. Porém, contratualmente, existe o compromisso de fornecimento de 11.6% (125 MMSCFD) como DOMGAS.

Por outro lado, a geração de energia eléctrica nas centrais térmicas a gásóleo tem colmatado alguma necessidade de energia eléctrica nos locais onde não existe fonte hídrica ou Gás Natural, como no Leste e interior de Angola.

2.4.1. Província de Cabinda

Cabinda está localizada na Região Norte do País, sendo limitada a norte pela República do Congo, a Leste e a Sul pela República Democrática do Congo e a Oeste pelo Oceano Atlântico. A capital é a Cidade de Cabinda. A província conta com uma população de cerca de 801.374 habitantes e uma área territorial de 7.283 km², sendo a província mais densamente povoada de Angola depois de Luanda. A província dispõe de um complexo portuário para importação e exportação de produtos.

Quanto à actividade de petróleo e gás, Cabinda possui uma unidade de produção de LPG localizada na Base de Malongo, com uma capacidade de produção de 7.100 barris de LPG por dia, 400 barris por dia de gás butano e 2.500 barris por dia de condensados, sendo a produção de LPG enviada para o Terminal do Fútila e comercializada com a Sonagás para o abastecimento do mercado local.

A capacidade de armazenamento de LPG no Terminal de Malongo é de cerca de 500 barris, sendo os condensados misturados ao petróleo bruto e ao propano e enviados *offshore* para o armazenamento no Sanha LPG FPSO. Adicionalmente, parte do Gás Associado produzido no Bloco 0 é escoado para o Terminal de Malongo de onde são extraídos cerca de 8 MMSCFD que são transportados por via de um gasoduto de 800 metros de extensão até a Central Térmica do Malembo (CTM). Esta central tem uma capacidade instalada de 145 MW ($\sim 494,74$ MMBTU/H), sendo necessário um total de 50 milhões de pés cúbicos (MMSCFD) de gás por dia para a geração de energia eléctrica, de acordo com a capacidade projectada, podendo a potência instalada aumentar a longo prazo para 195 MW ($\sim 665,54$ MMBTU/H).

² Conversão energética considerando 1 MW para 3.412 MMBTU/H. Calcula-se 2.958 MMBTU/H, equivalente a 867 MW, em capacidade nominal instalada.



Figura 2 - Central Termoeléctrica do Malembo, Cabinda

A Província de Cabinda é actualmente alimentada por energia eléctrica produzida por fontes térmicas essencialmente a gasóleo, o que constitui uma excelente oportunidade para a substituição total desse combustível por Gás Natural. Porém, existem constrangimentos no fornecimento dos volumes de gás até à capacidade máxima da Central Eléctrica de Malembo por dificuldades operacionais e a necessidade de ampliação do gasoduto para o transporte até à capacidade projectada.

2.4.2. Província do Zaire

Zaire está localizada na Região Norte do País, sendo limitada a Norte pela República do Democrática do Congo, a Leste pela Província do Uíge, a Sul pela Província do Bengo e a Oeste pelo Oceano Atlântico. A capital é a Cidade e Município do Mbanza Congo. A província conta com uma população aproximada de 676.649 habitantes e com uma área territorial de 40.130 km². A província destaca-se na exploração e produção petrolífera e dispõe de uma fábrica de LNG, uma base para o apoio logístico ao Sector Petrolífero (Base do Kwanda) e uma Central de Ciclo Combinado no Soyo.

O fornecimento de gás à Fábrica ALNG é feito pela rede de gasodutos de Gás Associado constituída por 3 troços principais, ilustrados na figura 4:

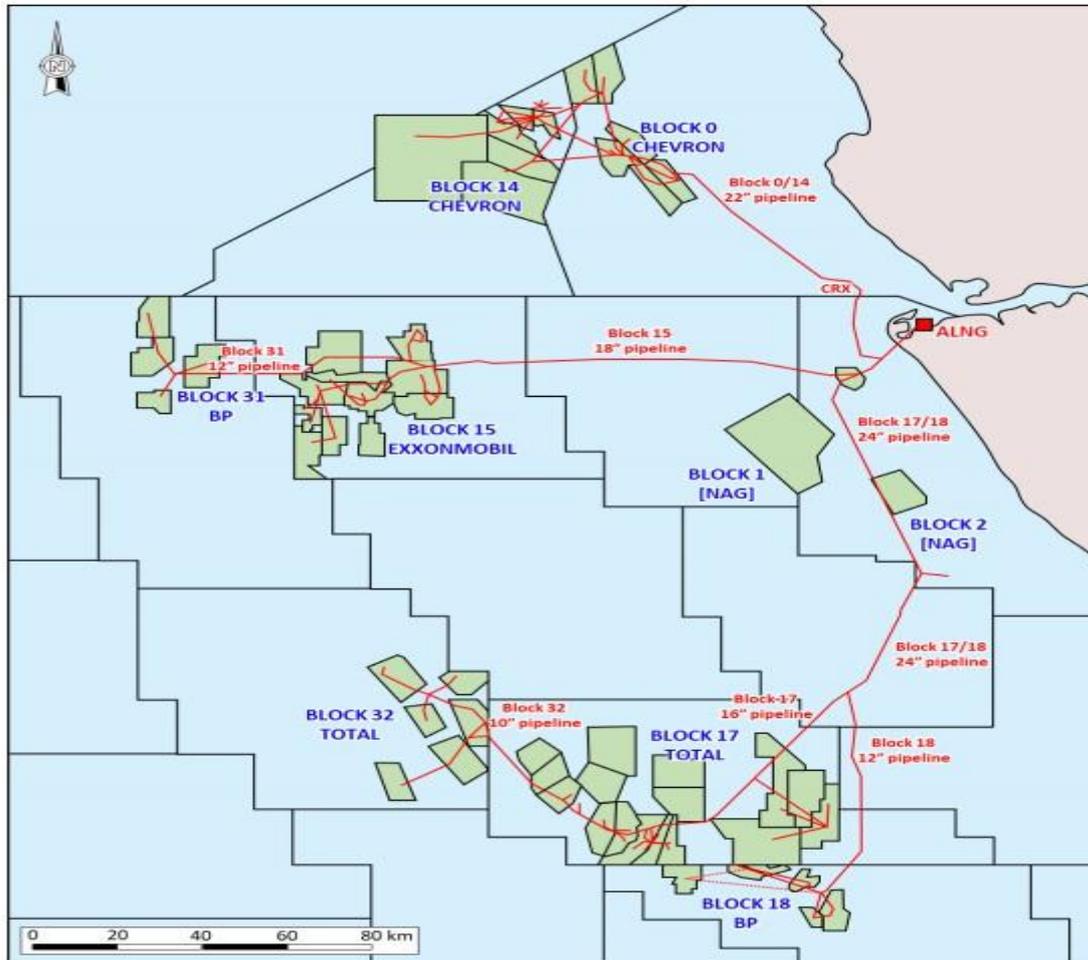
- i) CRX³ (Blocos 0/14) — gasoduto com uma extensão aproximada de 130 km e capacidade de 600 MMSCFD;
- ii) GG⁴ (Blocos 15 e 31) — gasoduto com uma extensão de 126 km e capacidade de 575 MMSCFD;
- iii) GEP⁵ (Blocos 17, 18 e 32) — gasoduto com uma extensão de 180 km e capacidade de 720 MMSCFD.

³ CRX — Congo River Crossing ou Desfiladeiro do Congo, troço de ligação dos Blocos 0 e 14.

⁴ GG — Gas Gathering, troço principal do Bloco 15 e usado para ligação do Bloco 31.

⁵ GEP — Gas Export Pipeline, troço principal do Bloco 17 e usado para ligação dos Bloco 18 e Bloco 32.

Em terra, os gasodutos estão ligados a uma central de válvulas, (em inglês, *Beach Valves Station*), passando por um corredor até à fábrica onde existe espaço para ligação de novos gasodutos.



[NOTA: Os gasodutos entre os blocos não fornecedores são operados pela SOMG]
 Figura 3 - Rede de Gasodutos Upstream a Fábrica ALNG, no Soyo

De	Para	Ano de Construção	Diâmetro (polegadas)	Pressão Normal de Operação	MAOP (psi)	Capacidade (mmscfd)	Extensão (km)
Bloco 0/14	ALNG	2016	22"	1,825	3,520	320/600	130
Bloco 31	Bloco 15	2013	12"	2,176	4,959	-	56
Bloco 15	ALNG	2009	18"	1,943	4,931	575	126
Bloco 17	Bloco 17/18	2009	16"	1,943	4,931	548	67
Bloco 18	Bloco 17/18	2010	12"	1,943	5,352	305	74
Bloco 17/18	ALNG	2010	24"	1,943	4,931	548/720	180

Tabela 1 - Rede de Gasodutos Upstream a Fábrica ALNG, no Soyo

A figura abaixo ilustra a fábrica Angola LNG, localizada no Soyo



Figura 4 - Fábrica Angola LNG. Fonte: ALNG

A capacidade de armazenamento da Fábrica ALNG é de 318 mil metros cúbicos de LNG, 88 mil metros cúbicos de Propano, 59 mil metros cúbicos de Butano e 108 mil metros cúbicos de Condensados.

Relativamente à geração de energia no Soyo, existem duas Centrais térmicas (*dual fuel*) i) Central Térmica do Soyo (CTS)⁶ de 22 MW, com consumo estimado em 10 milhões de pés cúbicos (MMSCFD) de gás por dia, e ii) Central de Ciclo Combinado de 750 MW, com consumo estimado em 132 MMSCFD o que representa ~3.7 milhões de metros cúbicos (MMm³) por dia de gás.



Figura 5 - Central Termoelétrica de Ciclo Combinado, no Soyo

O fornecimento de gás pela ALNG à central de Ciclo Combinado é feita pelo gasoduto Falcão com uma extensão de cerca de 9 (nove) km.

⁶ Central Térmica do Soyo, temporariamente desactivada.

Ao abrigo do Contrato de Investimento, a ALNG pode receber 1.075 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD) de gás natural associado e não associado, provenientes de blocos da Bacia do Baixo Congo. O Estado Angolano tem direito a receber cerca de 12% deste volume, ou seja, 125 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD) de Gás Natural destinados para o mercado doméstico (DOMGAS), particularmente para a geração de energia e petroquímica. Este fornecimento tem sido faseado, tendo sido estabelecido para a primeira fase 75 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD) através da infra-estrutura de transporte existente Falcão Fase 1 e 50 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD), com o projecto Falcão (Fase 2), uma Unidade de Recepção e Distribuição de Gás (URDG).

De acordo com os relatórios da Fábrica Angola LNG, a média anual do fornecimento de gás à Central de Ciclo Combinado do Soyo (CCCS) tem sido, em média nos últimos 7 anos, inferior a 25 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD). A baixa taxa de utilização do Gás Natural deve-se ao facto de a produção de energia eléctrica a partir de fontes hídricas da Região Norte do País (Mabubas, Cambambe, Laúca e Capanda) ser suficiente para alimentar esta região do País durante a maior parte do ano, o que faz com que a utilização do Gás Natural pela CCCS seja inferior a 30% da capacidade máxima.

Por outro lado, existe o contrato de fornecimento de DOMGAS entre a Sonagás e a PRODEL, que não satisfaz as exigências de segurança do fornecimento contínuo e fiável, influenciando negativamente à garantia financeira de recuperação dos investimentos realizados pela inexistência da cláusula *Take or Pay*⁷.

Este cenário constitui um constrangimento, sendo necessárias e imprescindíveis medidas de redimensionamento do aproveitamento do DOMGAS, fornecido e a ser fornecido pela ALNG para a Central de Ciclo Combinado do Soyo, para garantir o fornecimento contínuo a outros sectores de actividade, como a Fábrica de Fertilizantes que está a ser implementada no Soyo e que visa reduzir a importação destes produtos.

A Sonangol/Sonagás, parceira na Associação de Cabinda e ALNG, está integrada em toda a cadeia. Sendo a mesma a principal fornecedora, transportadora, e distribuidora de Gás Doméstico Butano (LPG) aos consumidores finais. De igual modo, é responsável pelo fornecimento do DOMGAS às centrais térmicas existentes em Cabinda e Soyo, conforme ilustra a Figura 5.

⁷ Take or Pay: é um arranjo contratual que estabelece que o comprador do gás está obrigado a receber ou retirar um determinado volume mínimo de gás junto ao vendedor, pagando o preço acordado pelo volume mínimo ou caso não possa retirar o volume mínimo acordado, apenas pagar o preço ajustado.

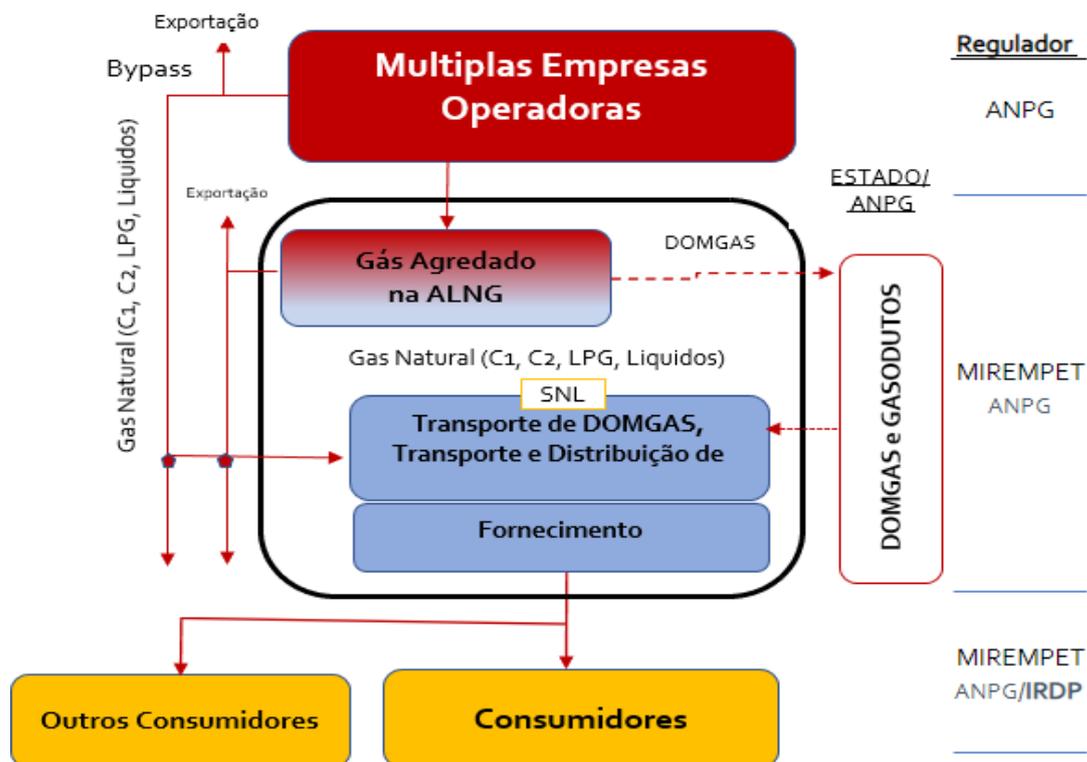


Figura 6 - Modelo de gestão do Gás Natural Existente em Angola

O modelo estrutural de gestão do Gás Natural evoluiu nos últimos 30 anos e tem servido de elemento catalisador para o desenvolvimento deste sector, com realce para a distribuição do LPG (gás butano). O País possui cerca de 900 pontos de distribuição do gás butano e um sistema logístico funcional gerido pela Sonangol/Sonagás. O abastecimento do gás butano, a nível nacional, é, em grande medida, proveniente da produção de LPG em Cabinda e Zaire, sendo estes locais pontos de levantamento do produto para o seu carregamento em navios e posterior descarga nos terminais das Províncias costeiras de Luanda, Benguela e Namibe.

No Centro e Sul do País, existem oportunidades descobertas e prospectivas de gás com volumes significantes, que poderão permitir o crescimento dos Sectores Mineiro e Industrial a partir das províncias costeiras supracitadas.

2.4.3. Província de Benguela

Benguela está localizada na Região Centro do País e limitado a Norte pela Província do Cuanza-Sul, a leste pela Província do Huambo, a Sul pela Província da Huíla e Namibe e a Oeste pelo Oceano Atlântico. O Corredor do Lobito é constituído pela linha férrea do Lobito que liga o Porto do Lobito com o Cinturão de Cobre da RDC/Zâmbia. Esta zona é considerada como uma das maiores áreas potenciais produtoras de cobre no mundo, porém após o conflito prolongado na RDC, o desenvolvimento e reparação destas minas foi dificultado pela falta de transporte da referida zona para as instalações portuárias.

2.4.4. Província do Namibe

Namibe está localizada na Região Sul do País e limitada a norte pela Província de Benguela, a Leste pela Província do Cunene, a Sul pela República da Namíbia e a Oeste pelo Oceano Atlântico. O Porto do Namibe foi construído para a exportação do minério de ferro das minas

de Cassinga em Angola. Nos últimos tempos, tem havido inúmeras iniciativas para a reabertura das minas e reparação das linhas ferroviárias.

2.4.5. Cadeia de Valor do Gás Natural

A cadeia de valor do Sector do Gás Natural compreende um conjunto de actividades que agregam valor ao Gás Natural. Essas actividades estão congregadas em 3 (três) segmentos: *upstream* (exploração/produção), *midstream* (processamento/transporte/comercialização) e *downstream* (utilização/mercado).

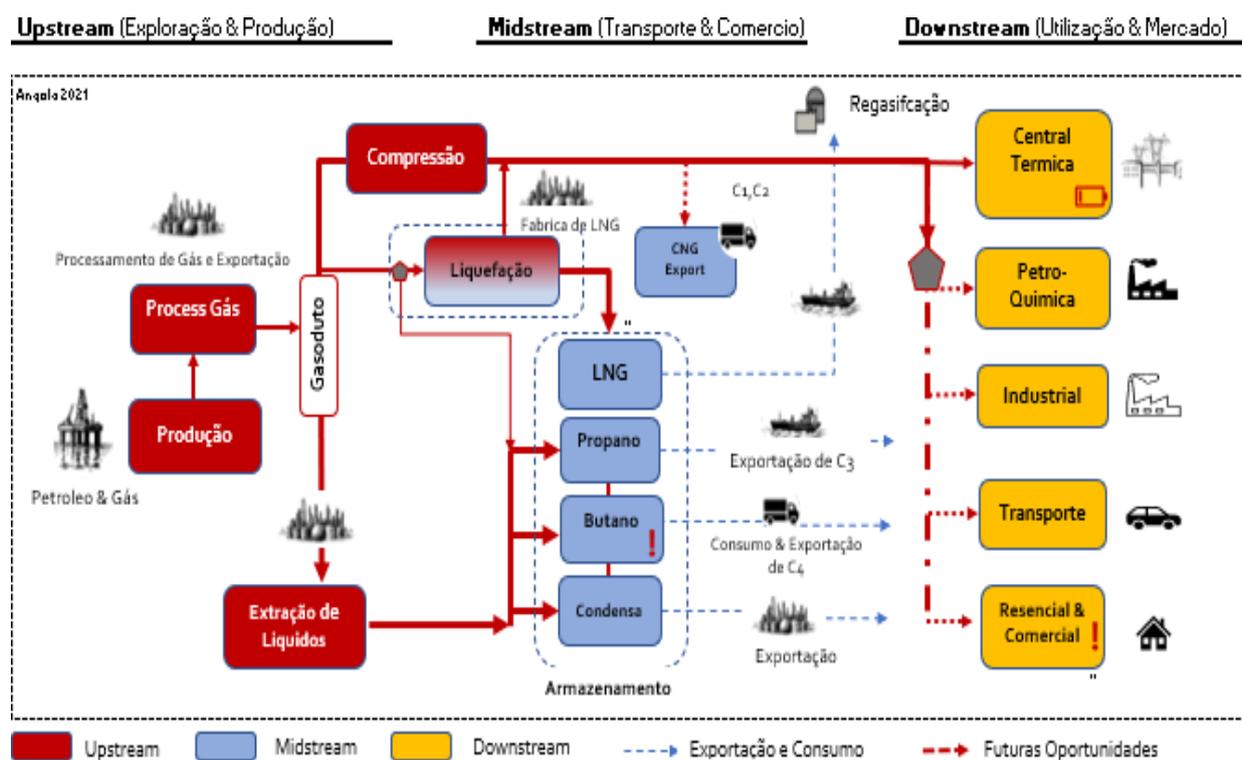


Figura 7 - Cadeia de Valor do Gás Natural, em Angola. (Futuras Oportunidades; Fonte-ANPG)

O desenvolvimento do potencial de recursos de Gás Natural existente e a necessidade de novas infra-estruturas de transporte e distribuição requerem a atracção do investimento no Sector do Gás Natural para o desenvolvimento económico do País. Estes factores permitiram a identificação dos pontos fortes, pontos a melhorar e as ameaças no sentido de viabilizar soluções que tornam possível o investimento.

Pontos Fortes

Quadro legal aplicável:

- Às actividades de prospecção, pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção e venda de Gás Natural;
- Ao investimento privado;
- Ao transporte e armazenamento de petróleo bruto e Gás Natural;
- Existência de infra-estruturas na Região Norte para o escoamento do Gás Associado com elevados padrões de segurança;

Maturidade operacional do Sector Petrolífero e estabilidade contratual;
Existência de infra-estruturas de produção de LPG e LNG na Região Norte do País.

Pontos Fracos

Redução da produção de Gás Associado fornecido à Fábrica ALNG;
Inexistência de investimentos na pesquisa & desenvolvimento e em infra-estruturas de transporte, recepção, armazenamento e distribuição;
Não reinvestimento no aumento da vida útil das instalações petrolíferas.

Pontos a Melhorar⁸

Índice de aproveitamento do gás associado e uso do Gás Natural nos Sectores Energético, Petroquímico, Industrial e outras utilizações, incluindo o gás doméstico (125 MMS-CFD) fornecido pela ALNG;
Diversificação da fonte de gás, incluindo o gás não associado;
Expansão de infra-estruturas para o escoamento, transporte e distribuição para os consumidores domésticos (indústria, electrificação, sector automobilístico, produção de fertilizantes e gás residencial por meio de gasodutos);
Criação de condições para converter os recursos em reservas, de modo a aumentar a disponibilidade de Gás Natural e respectivo aproveitamento;
Redução dos Custos de Produção (OPEX) e dos Custos de Desenvolvimento (CAPEX);
Construção de locais para o armazenamento do Gás Natural (reservatórios naturais/artificiais) e terminais de regaseificação/Unidades Autónomas de Gás;
Índice de monetização do gás natural (associado e não associado);
Quadro legal e regulatório que atraia o investimento na cadeia de valor do gás natural.

Ameaças

Redução da produção de Gás Associado fornecido à Fábrica ALNG;
Inexistência de investimentos na pesquisa & desenvolvimento e em infra-estruturas de transporte, recepção, armazenamento e distribuição de gás nas Regiões Centro e Sul do País;
Não reinvestimento no aumento da vida útil das instalações petrolíferas;
Contínuo subsídios aos combustíveis mais poluentes.

2.5. Utilização do Gás Natural em Angola

Importa referir que a oferta de Gás Natural para atender o mercado local, a curto e médio prazos, é proveniente da Fábrica ALNG que exporta mais de 80% dos seus produtos. Todavia, existe a excelente oportunidade de compensar a ALNG no sentido de fornecer o Gás Natural para o mercado local através do «gás-a-gás»⁹ ou «LNG-a-gás»¹⁰ para o transporte e distribuição aos grandes consumidores domésticos.

⁸ Trata-se de infra-estruturas de capital intensivo e enquadram-se no conceito de activo específico, com destaque para os gasodutos de escoamento, transporte que requerem anos para entrar em operação e são de implantação complexa, adicionado à necessidade de negociação de autorização de passagem e cumprimento de requisitos ambientais, entre outros.

⁹ Gás a gás é o termo usado para comercialização do gás em pipeline, ou seja, venda de gás no estado gasoso a um ponto de entrega sem qualquer necessidade de regaseificar.

¹⁰ LNG-a-gás é o termo usado para a comercialização do LNG por meio de um investimento necessário para regaseificar e

Para maximizar o consumo interno, o PDG preconiza a conversão do potencial de Gás Natural não associado e associado do País em riqueza nacional, através de uma política de incentivos para a atracção de investimentos em novos projectos de exploração de Gás Natural. Assim, o fornecimento de gás ao mercado interno e o desenvolvimento de infra-estruturas, com base na procura doméstica e regional, constituem um imperativo para a execução do PDG.

A figura abaixo ilustra a previsão de utilização do Gás Natural no País, considerando uma disponibilidade acima de 1075-1200 MMSCFD e um consumo interno de 250-300 MMSCFD como meta a curto-médio prazo, tendo em conta as seguintes prioridades:

- a) Fornecimento de 12% a 15% do Gás Natural para a produção de energia eléctrica, essencialmente em Cabinda e Soyo, reduzindo a importação de gasóleo (ACP);
- b) Fornecimento de 7% a 12% do Gás Natural ao Sector Petroquímico, para a produção de fertilizantes e de metanol, essencialmente em Cabinda e Soyo, garantindo produtos acabados para Angola (ACP/AMP);
- c) Fornecimento de 4% a 5% do Gás Natural para as indústrias mineiras, essencialmente na Huíla, bem como para as indústrias metalo-mecânica, siderúrgica, cimenteira, cerâmica, das pescas, agroalimentar, dos plásticos, entre outras, (ACP/AMP);
- d) Fornecimento de 3% do gás natural para os Sectores de Transporte, Residencial e Comercial (AMP/ALP).

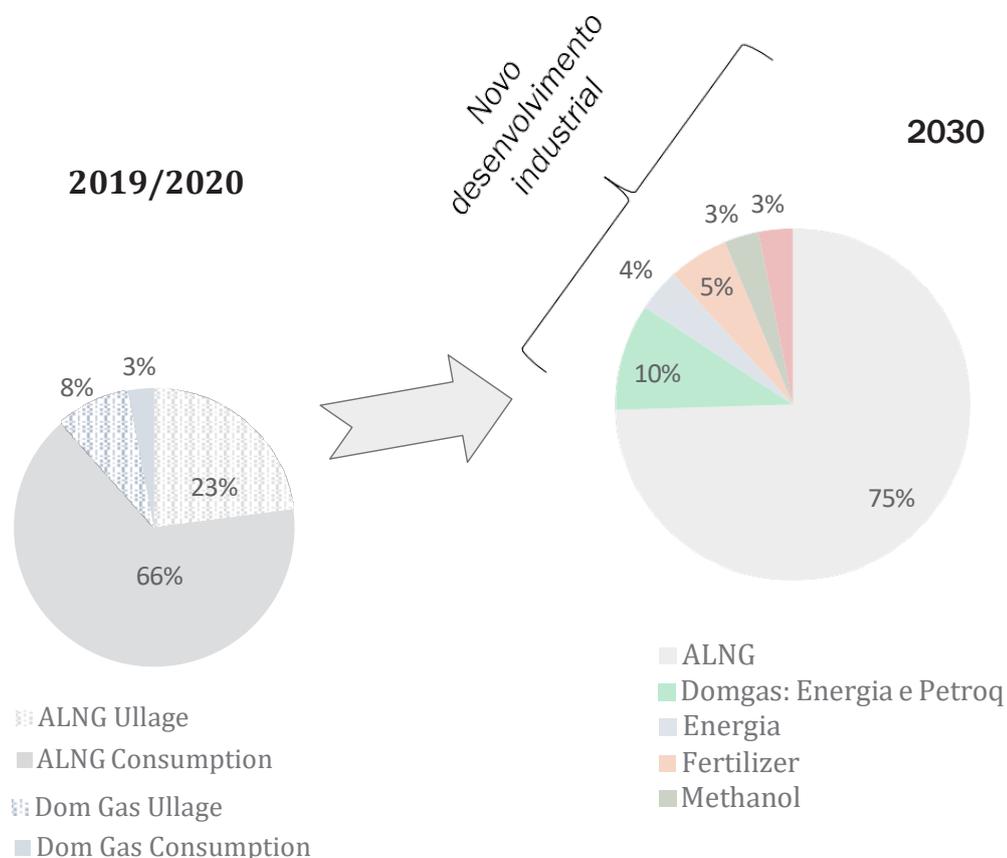


Figura 8 - Visão do Desenvolvimento da Cadeia de Valor do Gás Natural até 2030.

fornecimento do gás na sua forma gasosa.

Previsão Consumidores em 2030	Fornecimento de GN (MMSCFD)	Local de Consumo	Produtos Acabados (MTA - Milhões de Toneladas Ano)
ALNG - LNG	900-950	Zaire-Soyo	5.2 MTA de LNG+LPG e Cond.
ALNG-DOMGAS: Energia + Petroquímica	125 (75+50)		375 MW & > 1 MTA
Bloco 0_Energia	50	Cabinda-Malembo	120 MW
Bloco 0_Fertilizantes (Ureia)	70		0.5 MTA + outros
Metanol e Olefinas	40	Integrado Soyo ou Cabinda	-
Mineira	40	Huíla - Cassinga	(HOLD) MTA de Ferro + outros
Outras indústrias	TBD	TBD	TBD

Tabela 2 - Visão de Fornecimento do Gás Natural até 2030.

Prevê-se que, com os produtos acabados com base nos volumes de fornecimento do Gás Natural e na criação de um novo mercado, o País continuará a ser sustentável na produção de gás butano e tornar-se-á autónomo na produção de fertilizantes e outros produtos petroquímicos, passando assim a exportador de produtos acabados.

O transporte e o fornecimento de gás para o interior do País permitirão que outros polos de consumo identificados recebam o gás a preço competitivo e energia estável. A figura abaixo ilustra a perspectiva a longo prazo do consumo de gás no País.

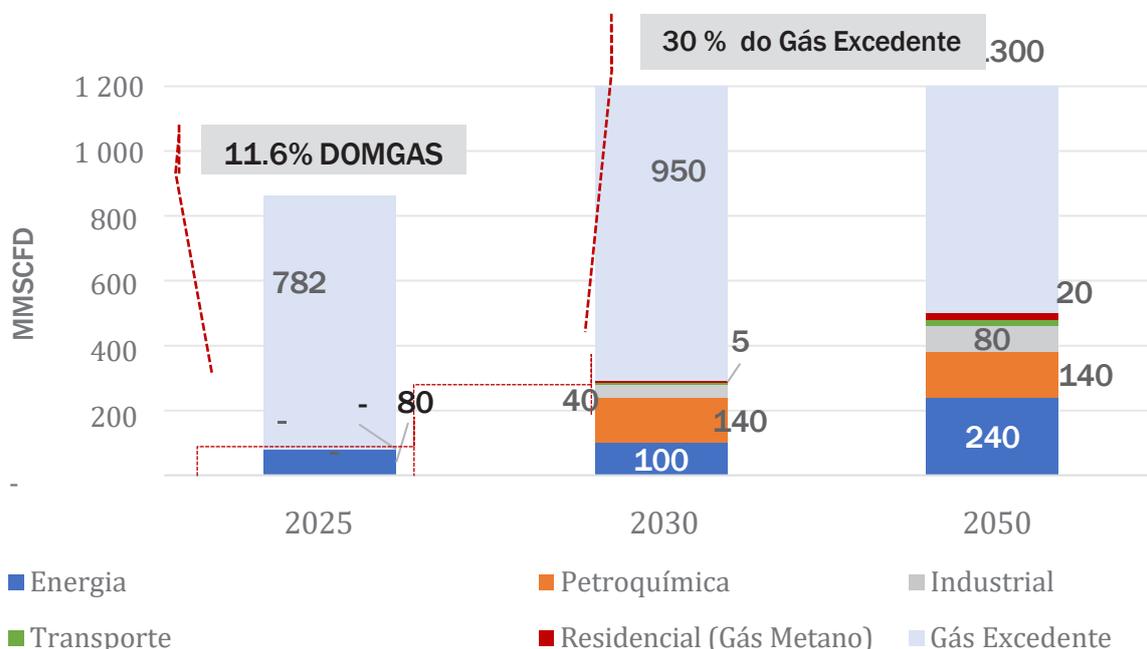


Gráfico 2 - Previsão de Uso Local do Gás Natural Disponível até 2050. Fonte: ANPG

Meta: Aumento do fornecimento do Gás Natural, até 30% do Gás Excedente¹¹, aproximadamente 250 MMSCFD para o uso dos consumidores locais.

¹¹ Gás Excedente, Gás Natural disponível após consumo interno nas operações petrolíferas (para energia, injeção para gestão da produção, e lift para melhor escoamento do crude oil).

3. RECURSOS DE GÁS NATURAL

Para o desenvolvimento do Sector, existe um potencial de gás no País a explorar e produzir a curto, médio e longo prazos. De acordo com a tabela 3, os recursos de Gás Natural do País, localizados nas Bacias do Baixo Congo, Kwanza e Benguela, estão estimados em cerca de 94,97 TCF (GIIP), dos quais 38,74 TCF são recursos descobertos e 56,23 TCF recursos prospectivos.

Fonte de Gás	Recursos Descobertos (TCF) GIIP		Recursos Prospectivos (TCF) GIIP	
	AG	NAG	AG	NAG
Bacia do Baixo Congo	5,38	11,15	12,52	19,70
Bacia do Kwanza	4,72	9,22	6,28	
Bacia de Benguela	...	8,26	13,93	3,79
Bacia do Namibe
Total Angola	38,74		56,23	

Tabela 3 - Recursos de Gás Natural, em Angola. Fonte: ANPG

Importa salientar que, para além dos recursos supracitados, existem as reservas certificadas¹², em 2023, de gás associado nos Blocos 0, 14, 15, 17, 18, 31, 32 e gás não associado dos Campos Quiluma Maboqueiro (QM) da Bacia do Baixo Congo estimadas em 5,8 TCF, recursos contratualmente destinados à fábrica Angola LNG. Todavia, o fornecimento de gás associado será afectado pelo declínio de produção de petróleo, exigindo o reforço das acções a curto e médio prazos consubstanciados no desenvolvimento dos recursos descobertos e das novas descobertas resultantes dos recursos prospectivos identificados para garantir a estabilidade da fábrica e o consumo local a longo prazo.

A tabela a seguir destaca o grande número de investidores no upstream em Angola que poderão garantir o desenvolvimento do Sector do Gás Natural no País.

¹² Trata-se de infra-estruturas de capital intensivo e enquadram-se no conceito de activo específico, com destaque para os gasodutos de escoamento, transporte que requerem anos para entrar em operação.

Investidor	Valor Est. (\$Bn*)	Onshore	Congo – Cabinda	Congo - Sul	Bacia Kwanza	Bacia Benguela	Bacia Namibe
ACREP	N/D						
BP	>\$100						
Chevron	>\$100						
ENI	\$10-\$50						
Equinor	\$50-\$100						
ExxonMobil	>\$100						
Falcon Oil	<\$1						
Force Petroleum	N/D						
Galp	\$1-\$10						
Gazprom	>\$100						
INPEX	\$10-\$50						
Kotoil	N/D						
Maurel & Prom	<\$1						
Odebrecht	N/D						
PlusPetrol	N/D						
Poliedro-Oil	N/D						
ProdOil	N/D						
PTTEP	\$10-\$50						
Qatar Petroleum	N/D						
Sinopec	\$50-\$100						
SNPC	N/D						
Etu Energias	N/D						
Sonangol	\$1-\$10						
TotalEnergies	>\$100						
WMDC Resources	N/D						

Tabela 4 – Investidores do *Upstream*

*Bn – mil milhões

O mapa abaixo ilustra a localização das bacias onde estão localizados os recursos de Gás Natural acima indicados.



Mapa 2 - Blocos Offshore em Angola

O Gás Excedentário proveniente dos Blocos 0, 14, 15, 17, 18, 31 e 32 da Bacia do Baixo Congo é destinado à fábrica Angola LNG. O Bloco 0 fornece igualmente gás à Província de Cabinda para o uso doméstico.

O fornecimento de gás ao Soyo continuará a ser feito pelos blocos acima referidos, bem como a partir dos recursos de gás não associado descobertos nos Blocos 1, 3/15, 15/14, 16, 17/06, entre outras oportunidades a serem desenvolvidas. Os recursos de gás descobertos nos Blocos 20, 21 e 37 da Bacia do Kwanza e do Bloco 24 na Bacia de Benguela poderão abastecer o mercado a partir da Província de Benguela com a possibilidade de interligação à rede norte existente para a flexibilidade de escoamento. Porém, não se espera fornecimento de gás desta região antes de 2030. A Bacia do Namibe tem um potencial inexplorado, contudo as pesquisas preliminares indicam ter potencial de gás natural.

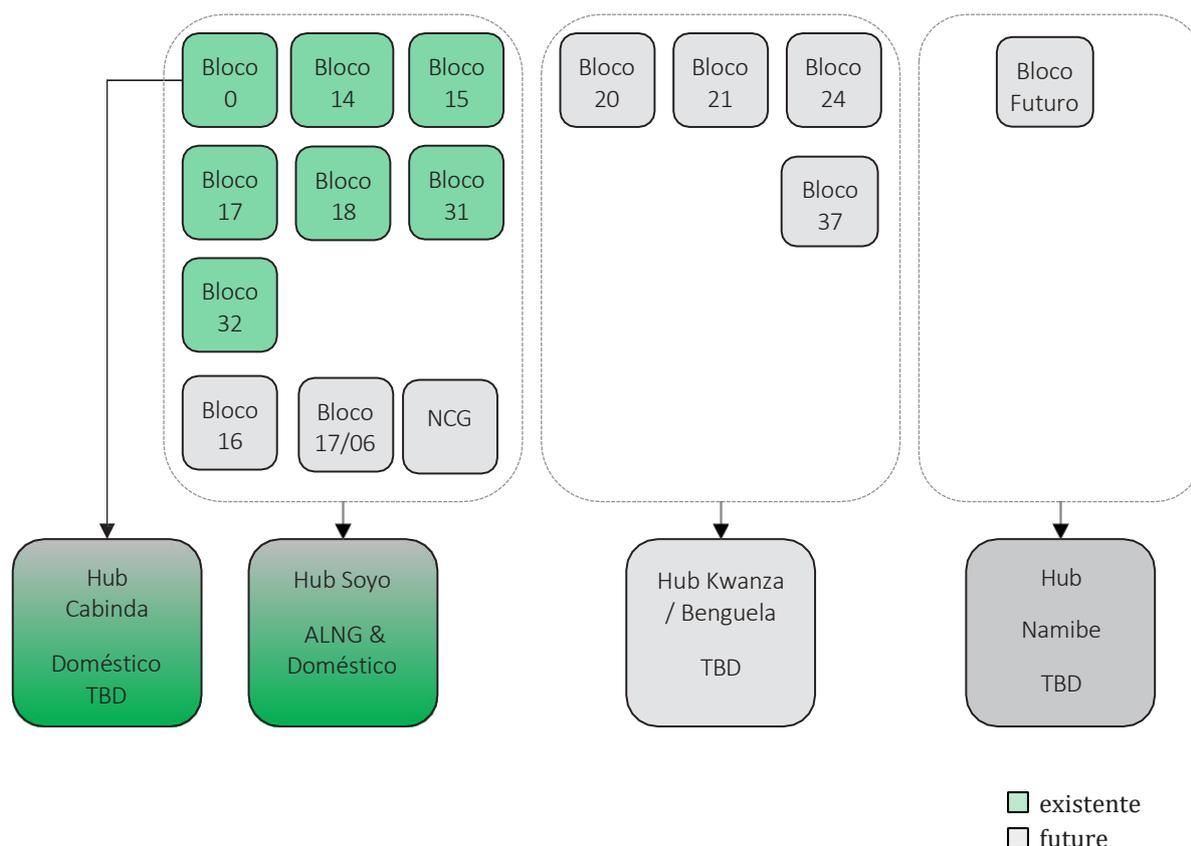


Figura 9 – Fontes de Fornecimento de Gás Existentes

Para aumentar a disponibilidade de Gás Natural para a distribuição e venda aos potenciais consumidores, preconizam-se ações de exploração e avaliação dos recursos, a fim de garantir o desenvolvimento e a produção desses recursos.

O período de exploração contempla as fases de pesquisa e avaliação dos recursos de gás, comportando o risco geológico que vai diminuindo consideravelmente até ao período de produção que compreende as fases de desenvolvimento e produção. As etapas de processamento/tratamento, transporte, venda e distribuição do gás são essenciais para a entrega do gás natural aos consumidores finais, conforme ilustra a figura abaixo.

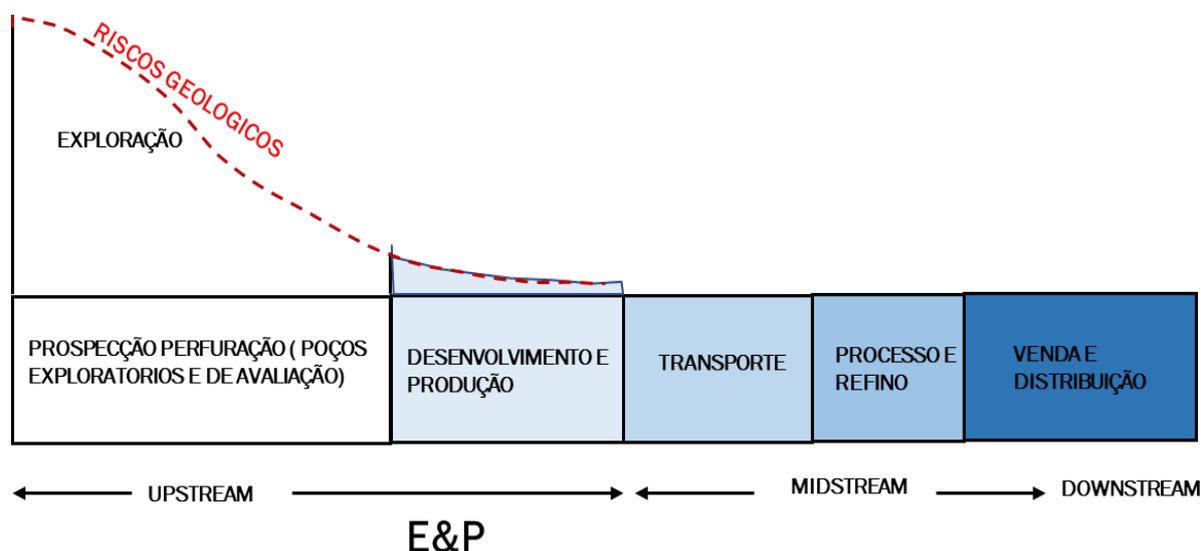


Figura 10 – Conversão dos recursos de gás *in place*, em reservas e produção (Fonte Pública)
Os recursos prospectivos de gás estimados em 56,23 TCF serão convertidos em reservas após as fases de exploração e avaliação, não se prevendo produção e fornecimento destes recursos nos próximos 10 -15 anos.

3.1. Exploração & Produção de Gás Natural

Em Angola, durante várias décadas, o Gás Natural, na sua forma associada, era visto como um subproduto do processo de produção do petróleo bruto (crude) com menor valor económico, quando comparado com o crude.

Entretanto, o aumento da produção de petróleo incrementou a produção de Gás Natural associado que, por falta de infra-estruturas próprias, a sua utilização ficou limitada ao consumo nas operações, à reinjecção nos poços para melhorar a recuperação do petróleo, ou simplesmente, à queima com consequências adversas para o meio ambiente e perdas para a economia. Em 2004, a Lei n.º 10/04, de 12 Novembro, estabeleceu a obrigatoriedade do aproveitamento do Gás Natural associado, proibindo expressamente a sua queima.

Por outro lado, enquanto se procedia à exploração petrolífera, a par das descobertas de petróleo realizadas, ocorreram descobertas de Gás Natural não associado que não foram desenvolvidas por inexistência de um quadro legal e fiscal adequado que promovesse o seu aproveitamento comercial.

Considerando o potencial de gás existente e a crescente procura fundamentalmente para fins industriais, torna-se necessário que se incentive a actividade de exploração e produção

para incrementar a base de reservas de gás e aumentar a produção. A figura abaixo ilustra o ciclo de vida de um projecto típico de exploração e produção de Gás Natural.



Figura 11 –Ciclo de Vida de um Projecto típico de Exploração e Produção

Os estudos realizados, bem como as descobertas ocorridas no pré e pós-sal, indicaram a existência de um potencial significativo de Gás Natural e justificaram a elaboração de uma estratégia para o desenvolvimento do Sector do Gás Natural em Angola.

Por outro lado, a implementação da Estratégia de Exploração de Hidrocarbonetos irá permitir a avaliação do potencial petrolífero existente e, conseqüentemente, o aumento dos recursos de Gás Natural. Para isso preconiza-se a celebração de contratos para a exploração e produção de blocos com recursos de Gás Natural nas zonas terrestres e marítimas das Bacias do Baixo Congo, Kwanza, Benguela e Namibe a médio e longo prazos.

Esses recursos, uma vez convertidos em reservas, contribuirão, em grande medida, para o desenvolvimento da cadeia do Gás Natural e a expansão da sua utilização em todo o território nacional.

Meta 1: Avaliar os recursos prospectivos de Gás Natural estimados em cerca de 56,23 TCF, estando apenas disponibilizado para oferta a longo prazo devido o grau de maturidade.

Os recursos prospectivos de Gás Natural estimados em cerca de 56,23 TCF, em caso de sucesso, poderão ser transformados em contingentes e reservas a médio-longo prazos. Alguns destes recursos encontram-se em áreas livres e outros em áreas em desenvolvimento.

Acções: Bacia de Baixo Congo | 32,23 TCF prospectivos

Avaliar os recursos prospectivos estimados em 4,59 TCF de Gás Natural na Bacia do Baixo Congo do NCG, nos Blocos 1, 2, 3 e 15/14, a curto, médio e longo prazos; avaliar os recursos prospectivos em cerca de 27,64 TCF nos Blocos 0, 1/14, 2, 3, 14 e 15/06 a médio e longo prazos (AMP/ALP).

Acções: Bacia de Kwanza | 6,28 TCF prospectivos

Avaliar os recursos prospectivos de 6,28 TCF de Gás Natural na Bacia do Kwanza nos Blocos 19 e 21, a curto, médio e longo prazos (ACP/AMP/ALP);

Acções: Bacia de Benguela | 117,72 TCF prospectivos

Promover licitação e avaliar os recursos prospectivos estimados em 17,72 TCF de Gás Natural na Bacia de Benguela, a curto, médio e longo prazos (ACP/AMP/ALP)

No que tange a avaliação, os recursos descobertos avaliados em 38,74 TCF *in place*, encontram-se em áreas livres e áreas em desenvolvimento nas Bacias do Baixo Congo, Kwanza e Benguela que serão reavaliados e desenvolvidos a curto-médio prazos.

Meta 2: Reavaliar os recursos descobertos (GIIP) estimados em 38,74 TCF de gás e maximizar o fornecimento de Gás Natural para a liquefação e mercado local a curto, médio e longo prazos.

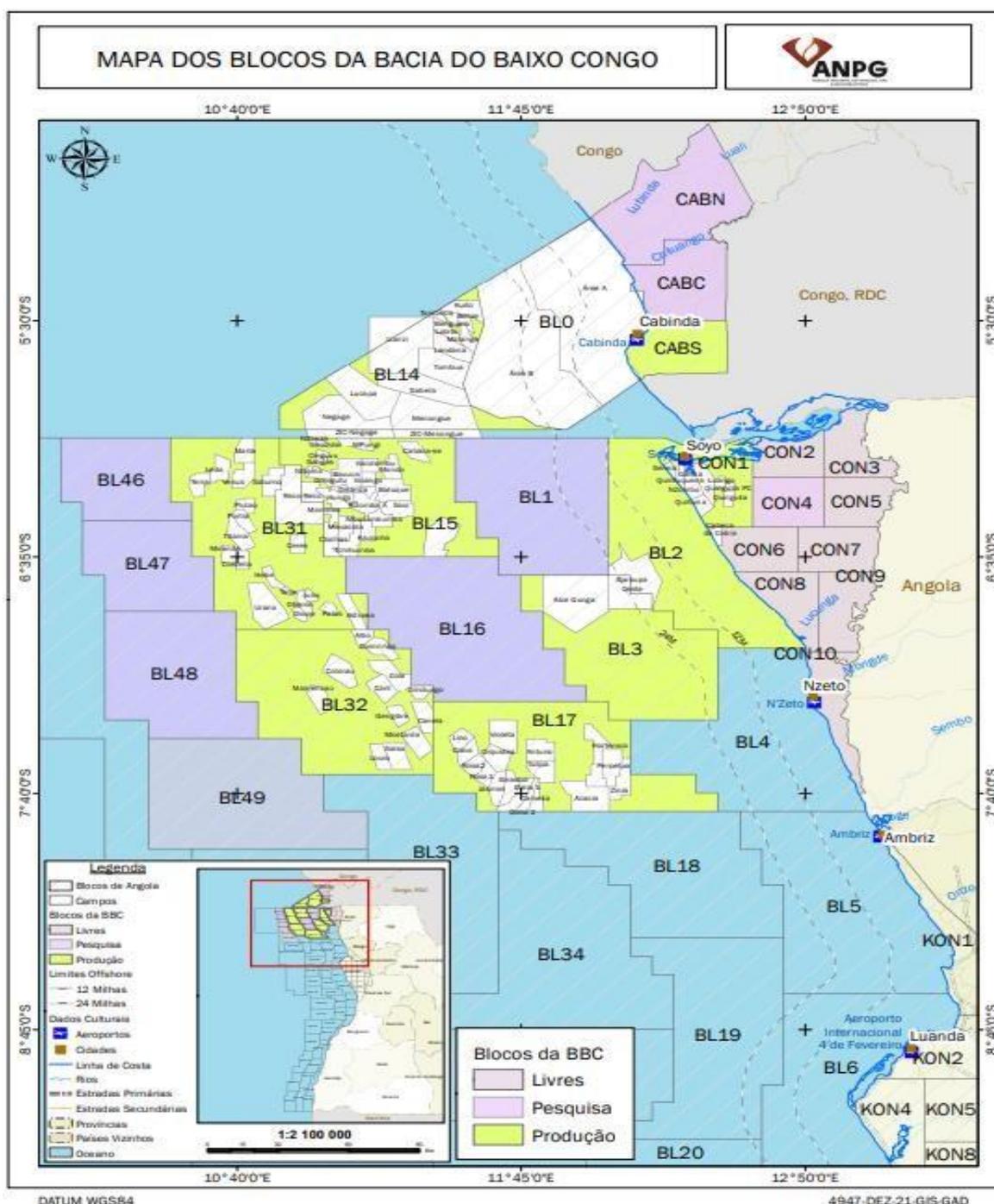
Acções: Baixo Congo 116,54 TCF descobertos

Na Bacia do Baixo Congo, os recursos descobertos de gás estão localizados em 14 blocos, sendo os recursos estimados em 5,38 TCF de gás associado e 11,15 TCF de gás não associado, *in place*.

- a) Reavaliar os recursos descobertos de 5,38 TCF de gás associado existentes na Bacia do Baixo Congo, Blocos 0, 16, 17/06, 18, 31, 32 e Cabinda Sul a curto, médio e longo prazos;
 - b) Promover reavaliação dos recursos descobertos estimados em 11,15 TCF de gás não associado, na Bacia do Baixo Congo e dos Blocos do NCG, 1, 2, 3, 14,15, 15/06, 15/14 e Lombo a curto prazo;
- «Após a avaliação dos recursos, seguem algumas acções para o desenvolvimento»
- c) Garantir o fornecimento de Gás Natural à ALNG na sua capacidade máxima, a curto, médio e longo prazos. (ACP/AMP/ALP);
 - d) Desenvolver os recursos estimados em 1,96 TCF de gás *in place*, da Bacia do Baixo Congo, do NCG, no Bloco 1, a curto prazo (ACP);
 - e) Desenvolver os recursos estimados em 7,1 TCF de gás *in place*, da Bacia do Baixo Congo, do NCG, nos Blocos, 2, 3/15, 15/14, a médio e longo prazos (AMP/ALP);
 - f) Desenvolver os recursos estimados em 0,364 TCF de gás *in place* da Bacia do Baixo Congo do Bloco 18 e reavaliar os recursos do Bloco 31, a curto prazo (AGP);
 - g) Desenvolver os recursos estimados em 2,68 TCF de gás *in place*, da Bacia do Baixo Congo dos Blocos 17/06 e 32 a curto prazo (ACP) e do Bloco 16 a médio prazo;
 - h) Desenvolver os recursos estimados em 2,12 TCF de gás *in place*, da Bacia do Baixo Congo dos Blocos 0 e 14 a médio e longo prazos (AMP/ALP);
 - i) Desenvolver os recursos estimados em 1,20 TCF de gás da Bacia do Baixo Congo dos Blocos Cabinda Sul, 15, (15/06) e do Lombo, a médio e longo prazos (AMP/ALP).

A produção actual do gás associado excedentário é fornecida à Fábrica Angola LNG, no Soyo, a partir dos Blocos 0, 14, 15, 17, 18, 31 e 32. É essencial o fornecimento contínuo de gás na sua capacidade de funcionamento da Fábrica ALNG para manter e garantir o DOMGAS e o retorno das partes interessadas. Para a ALNG, a curto prazo, prevê-se o aumento provável dos volumes

de recursos recuperáveis de 1,5 TCF (1,96 TCF GI1P) dos Blocos 1 e 2 do NCG referentes aos Campos Quiluma & Maboqueiro e um potencial adicional de recursos recuperáveis de 1,95 TCF (2,33 TCF GIIP) dos Campos Atum, Polvo e Enguia. Por outro lado, a médio-longo prazos existe o potencial de recursos recuperáveis provável acima de 5 TCF distribuídos pelos outros campos nos blocos atribuídos ao NCG, Blocos 0, 16 e 17/06 na Bacia do Baixo Congo que poderá ser fornecido às Províncias do Zaire (3,5 TCF) e Cabinda (1,5 TCF).



Mapa 3 - Blocos da Bacia do Baixo Congo

O gráfico abaixo representa um volume de recursos recuperáveis superior a 11 TCF, incluindo reservas de 5,27 TCF de gás alocadas a Fábrica de LNG.

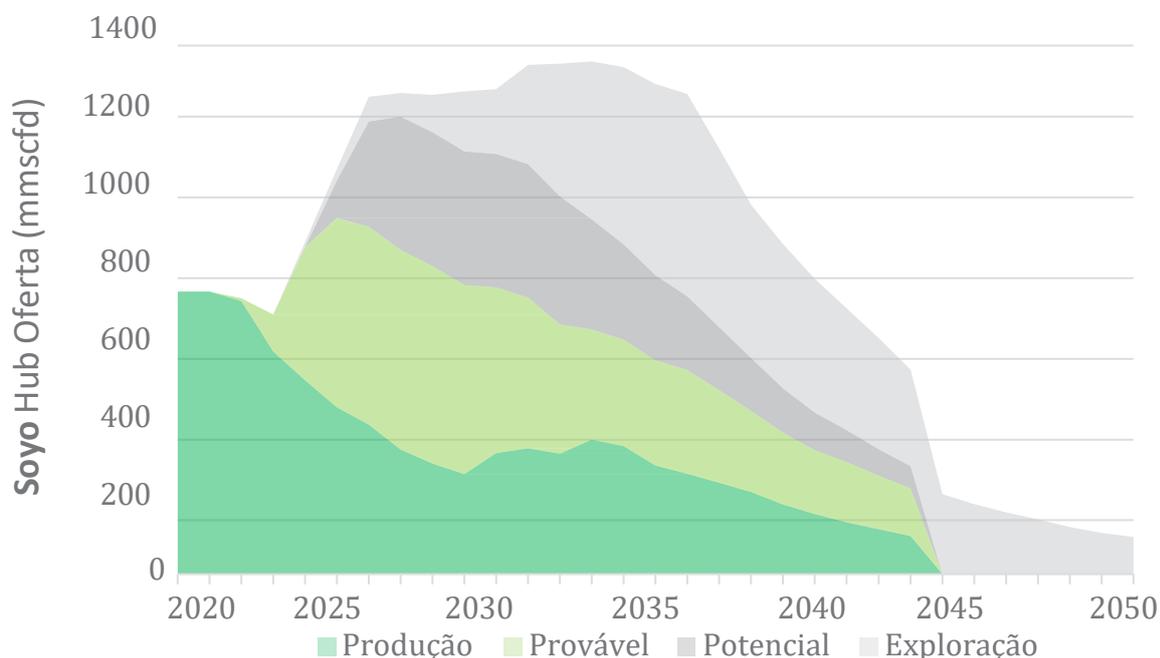


Gráfico 3 - Previsão de Fornecimento de Gás para o Soyo

O gráfico abaixo representa um volume de recursos recuperáveis em cerca de 1.5 TCF.

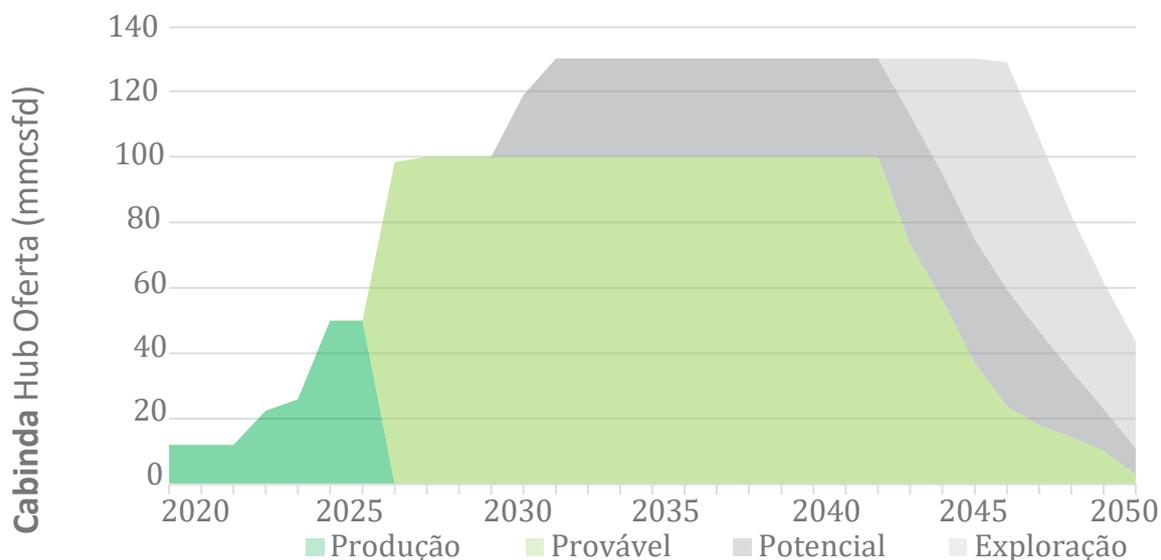
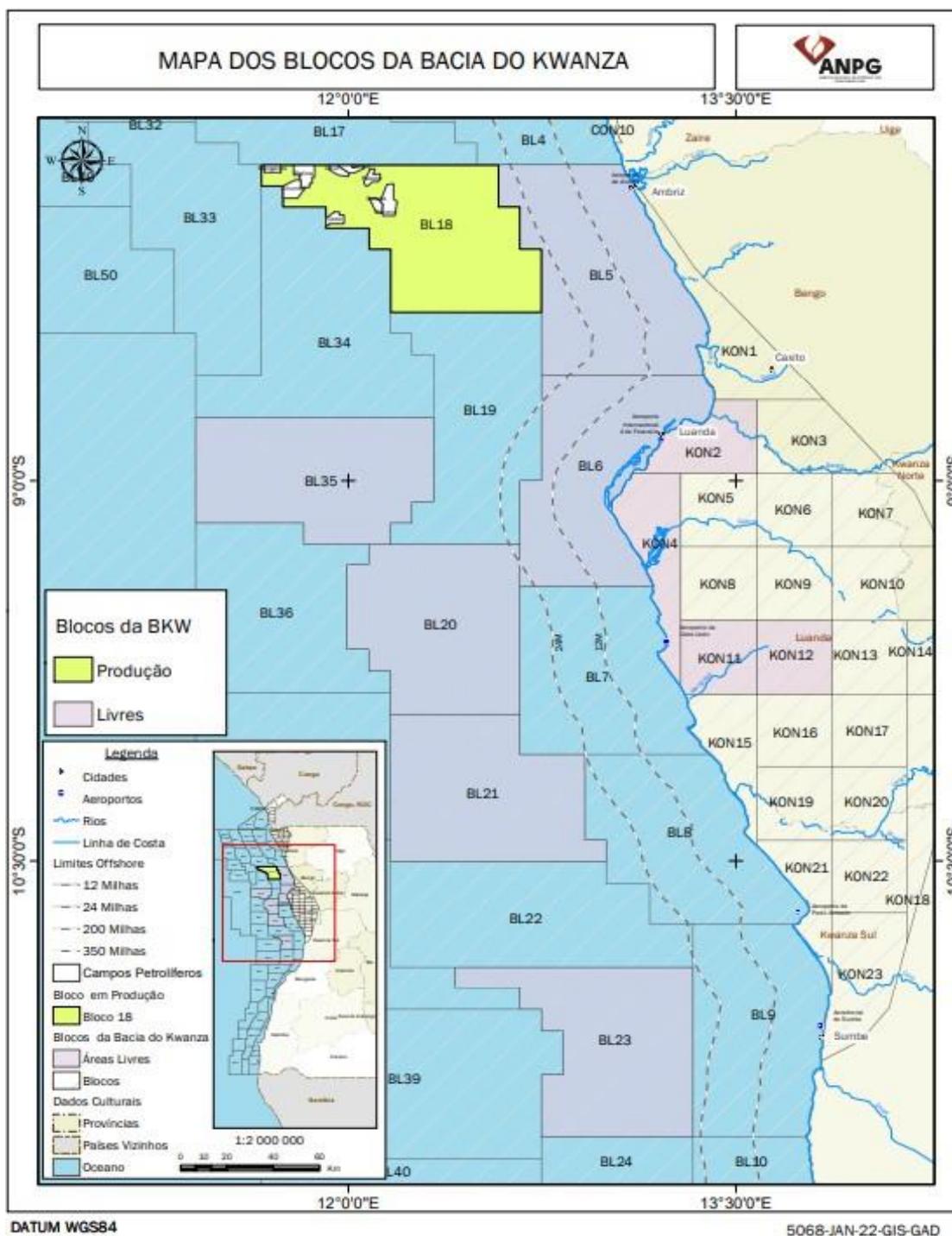


Gráfico 4 - Previsão de Fornecimento de Gás para a Província de Cabinda

Na Bacia do Kwanza, os recursos descobertos *in place* estão estimados em 13,94 TCF. Estes recursos descobertos de Gás Natural estão localizados nos Blocos 19, 20, 21, 22 e 37, estimados em 4,72 TCF de gás associado, bem como nos Blocos 20 e 21 estimados em 9,22 TCF de gás não associado.



Mapa 4 - Blocos da Bacia do Kwanza

Acções: Bacia de Kwanza | 13,94 TCF descobertos

Na Bacia do Kwanza, os recursos de Gás Natural descobertos, *in place*, estão localizados em 5 (cinco) Blocos, constituídos por gás associado, com recursos estimados em 4,72 TCF e Gás não Associado com recursos estimados em 9,22 TCF.

- a) Promover licitação e desenvolver os recursos descobertos da Bacia do Kwanza com recursos estimados em 1,54 TCF dos Blocos 19, 22 e 37, curto-médio prazo;
- b) Reavaliar e desenvolver os recursos descobertos da Bacia do Kwanza com recursos estimados em 12,42 triliões de pés cúbicos (TCF) dos Blocos 20, 21, curto-médio prazo.

A Bacia do Kwanza possui um volume de recursos recuperáveis acima de 3,6 TCF, conforme o gráfico abaixo.

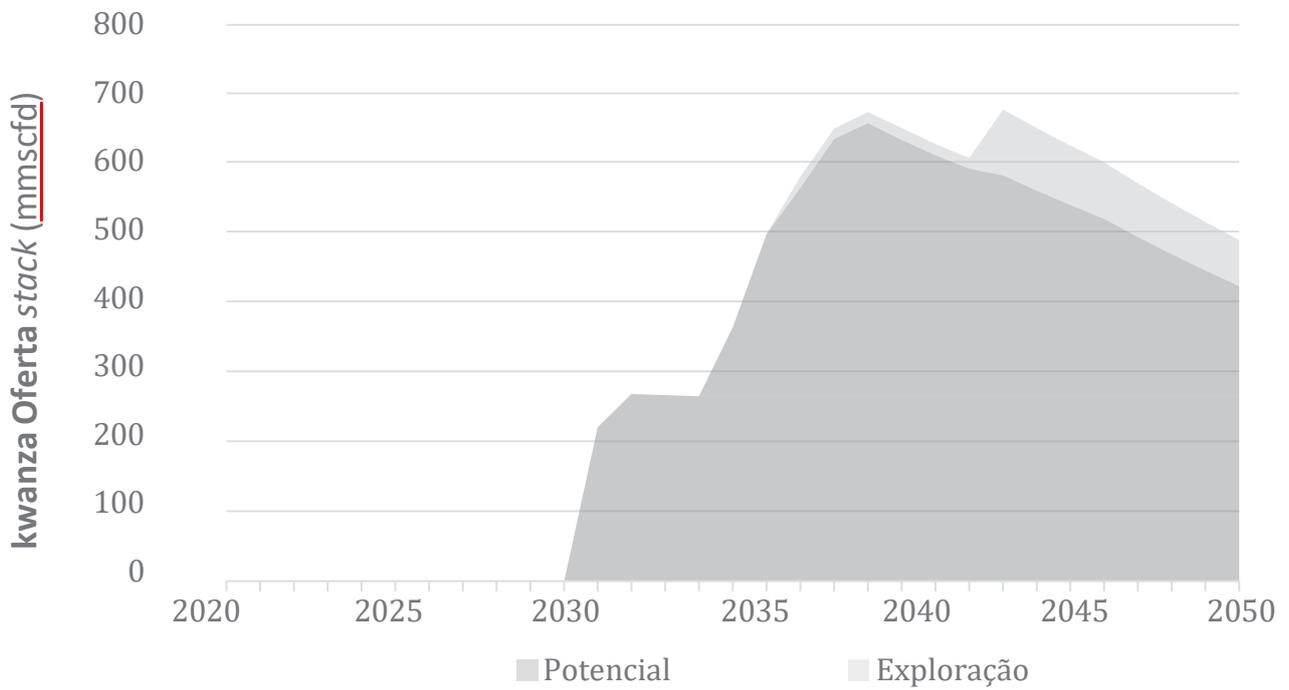
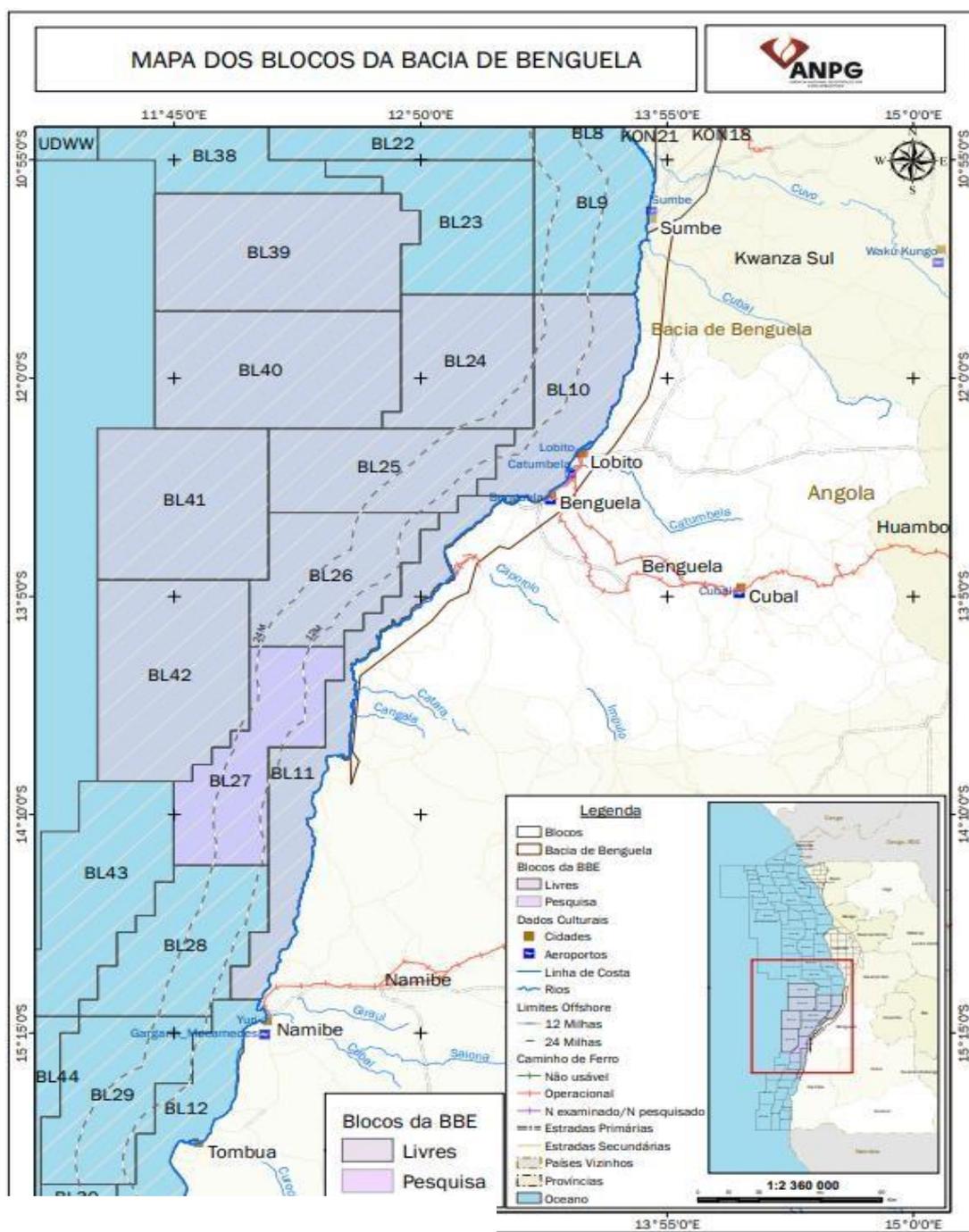


Gráfico 5 - Previsão de Fornecimento de Gás Natural da Bacia do Kwanza

Na Bacia de Benguela, os recursos descobertos estão estimados em 8,26 TCF, in place: os recursos de Gás Natural descobertos estão localizados em dois blocos com recursos estimados em 8,26 TCF.



Mapa 5 - Blocos da Bacia de Benguela

Acções: Bacia de Benguela | +8,26 TCF descobertos

Na Bacia de Benguela, os recursos de Gás Natural descobertos, *in place*, estão localizados em 2 Blocos, constituídos por gás não associado, com recursos estimados em 8,26 TCF.

a) Incentivar a reavaliação e o desenvolvimento dos recursos descobertos de gás localizados nos Blocos 24 e 25 da Bacia de Benguela com recursos estimados em 8,26 triliões de pés cúbicos (TCF) de gás, (ACP/AMP/ALP);

b) Para um fornecimento contínuo, ou seja, livre de interrupções e o desenvolvimento de recursos com alto índice de contaminantes (ex.: CO2) seguem as seguintes acções:

Promover a propagação de tecnologias de captura, utilização e armazenamento de dióxido carbono (CCUS) ACP.

A Bacia de Benguela apresenta um volume de recursos recuperáveis estimado em 4 TCF, ver gráfico 7.

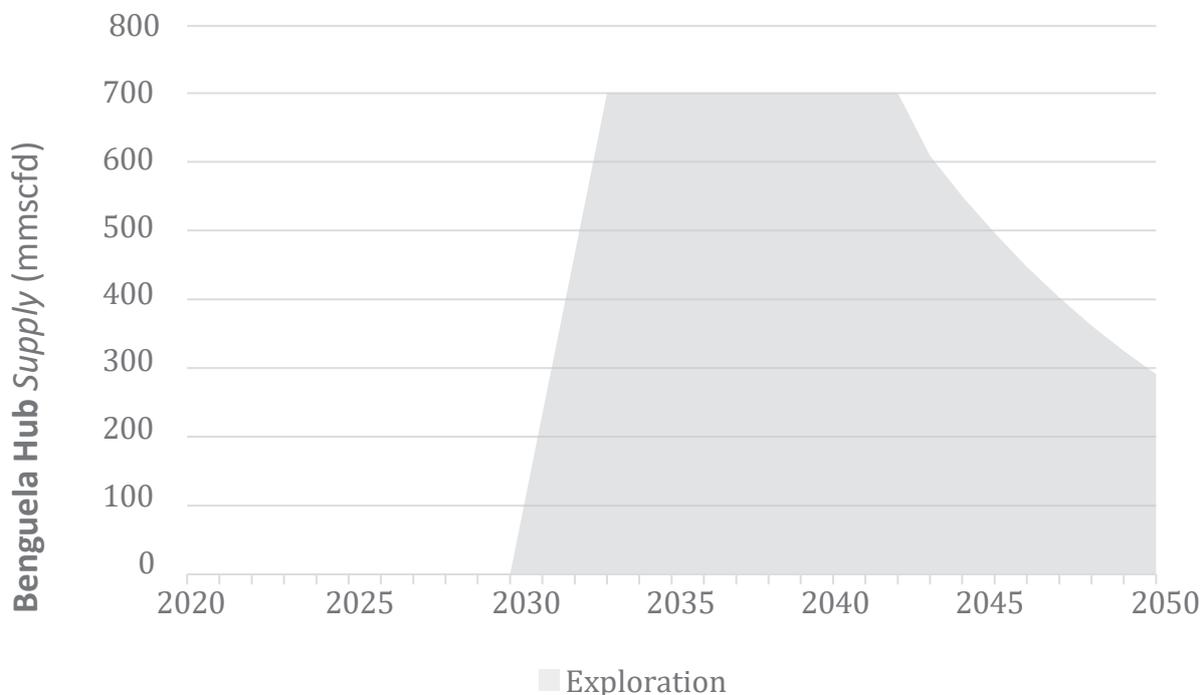
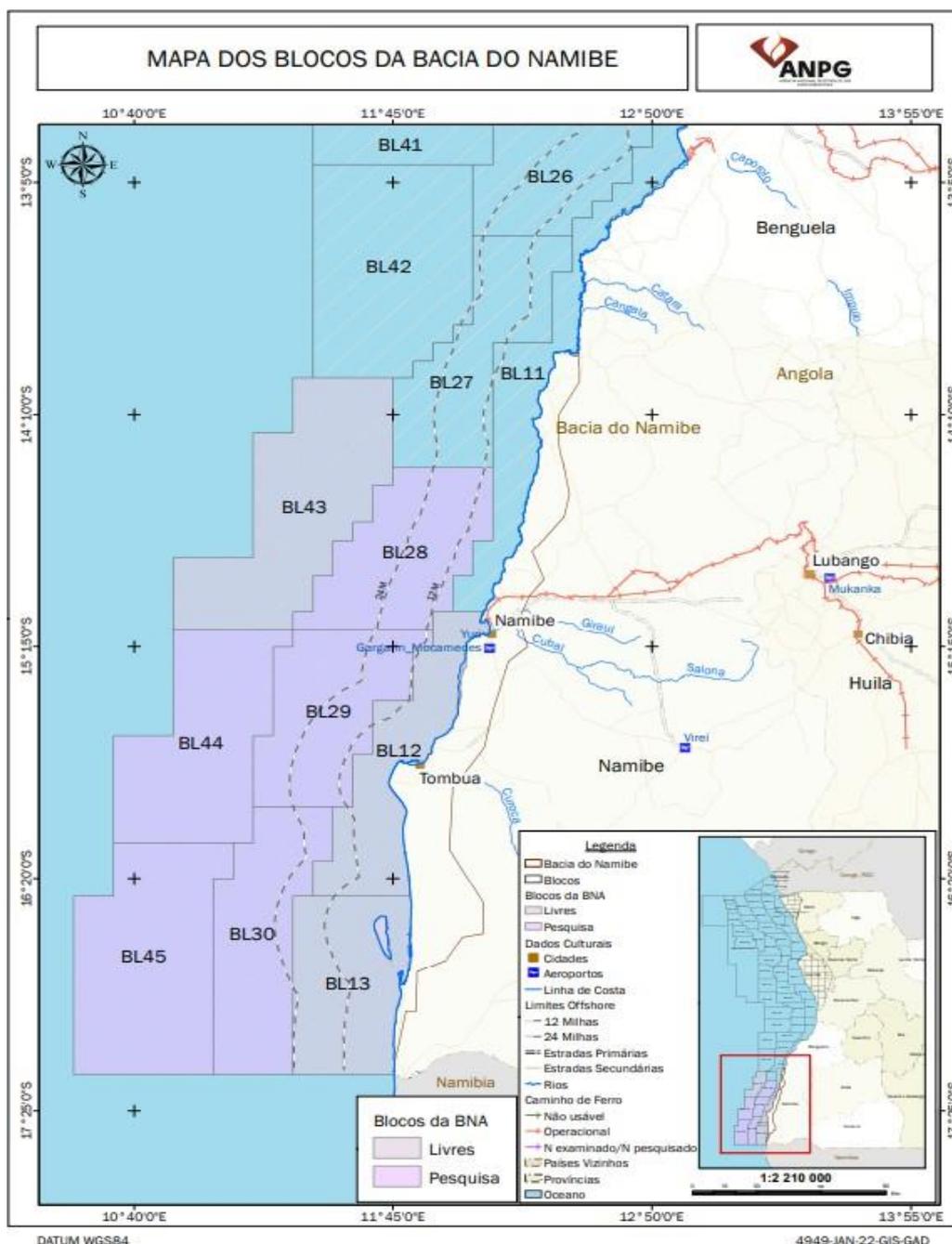


Gráfico 6 - Previsão de Fornecimento de Gás da Bacia de Benguela

A Bacia do Namibe tem um potencial inexplorado, porém, as pesquisas preliminares indicaram existir um potencial de gás natural. Os blocos da Bacia do Namibe abaixo ilustrados constam da Estratégia Geral de Atribuições de Concessões Petrolíferas para o período 2019-2025.



Mapa 6- Blocos da Bacia do Namibe

Em resumo, existem reservas de gás estimadas em 5,8 TCF em Angola alocadas à ALNG até 2043 e deste volume aproximadamente 600 BCF, isto é 11,6% destas reservas correspondentes ao «DOMGAS». Para a ALNG, a curto prazo prevê-se aumento de recursos prováveis de 2,5 TCF de algumas áreas NAG nos Blocos 1 e 2 a serem desenvolvidos pelo NCG.

Por outro lado, a médio-longo prazos existe o potencial aumento de recursos recuperáveis acima de 5 TCF distribuídos pelos restantes campos dos blocos do NCG e pelos Blocos 0, 16, 17/06 da Bacia do Baixo Congo que, uma vez produzidos, poderão ser escoados para as Províncias do Zaire (3,5 TCF) e de Cabinda (1,5 TCF).

Adicionalmente, existem também recursos prováveis superiores a 8 TCF distribuídos pelos Blocos 20, 21, 24 nas Bacias do Kwanza e Benguela, e poderão ser enviados para a região centro do País. Esse volume de gás poderá contribuir para o equilíbrio entre a procura e a oferta. Contudo, dos 38,74 TCF de recursos descobertos (GIIP) referenciados na Tabela 3 — Recursos de Gás Natural, em Angola. Fonte: ANPG, estimam-se recursos recuperáveis acima de 15 TCF de gás, distribuídos pelas Bacias do Baixo Congo, Kwanza e Benguela, a serem desenvolvidos a curto, médio e longo prazos.

A tabela abaixo ilustra o programa de licitações da ANPG, em curso, para a concessão e exploração de novos blocos de petróleo e gás.

Ano	2019	2020	2021	2023	2025
Blocos	Bloco 10	CON-1	Bloco 7	CON-2	Bloco 22
	Bloco 11	CON-5	Bloco 8	CON-3	Bloco 23
	Bloco 12	CON-6	Bloco 9	CON-7	Bloco 24
	Bloco 13	KON-5	Bloco 16	CON-8	Bloco 25
	Bloco 27	KON-6	Bloco 31	KON-1	Bloco 26
	Bloco 28	KON-8	Bloco 32	KON-3	Bloco 35
	Bloco 29	KON-9	Bloco 33	KON-7	Bloco 36
	Bloco 41	KON-17	Bloco 34	KON-10	Bloco 37
	Bloco 42	KON-20		KON-13	Bloco 38
	Bloco 43			KON-14	Bloco 39
				KON-15	Bloco 40
				KON-19	
				Bacias Interiores	

Tabela 5 – Programa de Licitações para o Período 2019-2025

3.2. Importação de Gás Natural

O Estado Angolano, no âmbito da sua estratégia, deve assegurar o normal abastecimento de Gás Natural ao mercado interno. Todavia, havendo défice de fornecimento de Gás Natural, deve-se garantir a flexibilidade da compra do Gás Natural à Fábrica da Angola LNG para o uso local (AGP). Outra alternativa é o recurso à importação de Gás Natural para a satisfação da procura interna. Para tal, será necessário promover parcerias público-privada para a construção de infra-estruturas de recepção do Gás Natural importado.

Em caso de necessidade de importação de Gás Natural em determinado período, existe um elevado potencial de oferta de gás na região da África Austral (SADC), especialmente em Moçambique e na Tanzânia e em outros Países, tais como Nigéria, EUA e Qatar.

4. MERCADO DO GÁS NATURAL

O Gás Natural é uma solução de referência para a Transição Energética, por se tratar de uma fonte de energia mais limpa do que outras fontes de energia fósseis. O mesmo é utilizado como combustível de baixo custo, para o fornecimento de calor, geração de electricidade,

nas indústrias de cerâmica, vidro, têxtil, metalo-mecânica, farmacêutica, celulosa, bem como matéria-prima nos Sectores Químico e Petroquímico, especialmente na produção de fertilizantes (amónia, ureia), metanol, combustível líquido e derivados. Também é usado na Indústria Siderúrgica e beneficiamento dos mineiros de ferro e alumínio.

Em Angola, o mercado do Gás Natural encontra-se numa fase incipiente. entretanto, tendo em vista o desenvolvimento da sua cadeia de valor e as necessidades futuras do mercado, o Executivo deverá promover a criação de um ambiente de negócio propício com base em regras transparentes que reflectam um mercado aberto, competitivo e integrado, de modo a estimular a concorrência e atracção do investimento para o sector.

O consumo do Gás Natural, metano (CH4) e etano (C2H6), excluindo LPG e condensados, representa menos de 3% do gás excedentário, sendo o remanescente exportado na forma de LNG.

Para além do uso do Gás Natural para consumo residencial e geração de energia eléctrica, existem outras utilizações que serão estratégicas e relevantes para a industrialização de Angola.

A matriz energética em Angola tem gradualmente estado a sofrer transformações com a coabitação crescente de várias fontes de energia no âmbito da Transição Energética* (Diesel-Gás Natural). É razoável assumir, que, nos próximos anos, teremos oportunidades crescentes de negócios no segmento do Gás Natural.

A criação de um mercado de gás natural em Angola obriga a massificação do seu uso através do aumento do fornecimento de gás aos consumidores locais e a definição de centros de consumo por regiões.

O surgimento das energias renováveis representa concorrência directa ou alternativa aos combustíveis líquidos e ao Gás Natural como fonte de energia, e o contexto ou desenvolvimento global impõe tal coabitação, conforme gráfico 8.

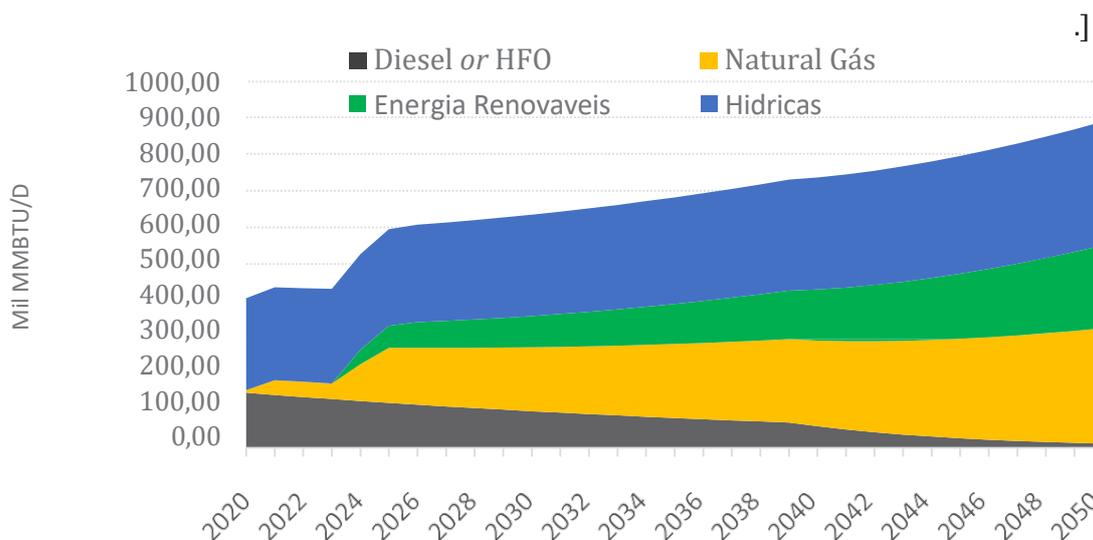


Gráfico 7 - Transição Energética: Ciclo da coabitação das várias fontes de energia (informação por analisar/validar MINEA, MIREMPET)

*Transição Energética: Este Tema, de tamanha importância, será em tempo oportuno endereçada a coordenação da elaboração do PDGA, para de forma transversal e alargada promover a captação de inputs (contribuições adicionais) de outras entidades e departamentos ministeriais, com igual interesse no tema.

Angola é parte do Potocolo de Quioto desde 2007 e a Resolução n.º 29/20, de 14 de Julho, aprova a adesão de Angola à Emenda de Doha ao Protocolo de Quioto, e deste modo participar na redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), com base em estratégias que não impactem o crescimento socioeconómico do País. Neste âmbito, têm estado em curso acções para a substituição dos combustíveis fósseis mais poluentes (gasóleo, HFO) por gás natural, com menores níveis de emissão, reconhecendo assim a necessidade da Transição Energética.

A partir de 2025, prevê-se uma capacidade instalada de cerca de 5,9 GW, provenientes das principais fontes de energia (hídrica cerca de 66%, térmica alimentadas por gás natural 19%, cerca de 8% renováveis e outras 7%) em concordância com a Transição Energética. Neste âmbito, prevê-se uma redução dos combustíveis fósseis mais poluentes, em benefício dos mais limpos e das fontes renováveis.

Por outro lado, pelo seu carácter renovável devido ao seu ciclo de produção e uso, o Biogás pode ser utilizado para geração de energia eléctrica, contribuindo como energia renovável.

A meta infra ilustra a projecção de Angola para os próximos 25 anos em conformidade com a Transição Energética.

Meta: Aumentar o fornecimento e o consumo de Gás Natural para o uso Meta dos diversos consumidores locais até 30% do gás excedentário, a curto, médio e longo prazos.

4.1. Oferta de Gás Natural em Angola

O fornecimento de Gás Natural ocorre por via do gás associado, considerando uma produção comercial com reservas de cerca de 5.8 TCF, dos quais (11,6%) correspondentes ao «DOMGAS» para o uso no mercado doméstico. Para maximizar a oferta de Gás Natural ao mercado doméstico, a curto prazo, é essencial o alinhamento com a ALNG.

No entanto, conforme demonstrado na secção Recursos de Gás Natural, considerando os recursos descobertos in situ, existe o potencial recuperável superior a 15 TCF distribuídos nas Bacias do Baixo Congo, Kwanza e Benguela para produção e fornecimento ao mercado a curto, médios-longos prazos.

4.2. Procura de Gás Natural em Angola

A análise de fornecimento ao mercado indica que, até 2030, haverá uma procura de Gás Natural estimada entre 450-500 MMSCFD (ver Tabela 6, 7 e 8). Assim sendo, de modo a satisfazer a procura acima referida, deverão ser identificadas fontes alternativas, tais como a possibilidade de aquisição de gás no mercado externo.

O Sector Petrolífero tem recebido diversas manifestações de interesse de empresas dos Sectores da Siderurgia, Petroquímica e Indústria para a aquisição de Gás Natural a curto e médio prazos. Para satisfazer essa procura, o PDG preconiza uma meta a curto-médio prazo de fornecimento de 240 MMSCFD de gás, representando recursos acima de 2,1 TCF para um período de 25 anos (ver visão da utilização do Gás Natural, Tabela 2).

Por outro lado, a possibilidade de surgimento de polos industriais nas Províncias de Cabinda e Zaire, áreas de produção de gás bem como o Parque Industrial de Benguela constituem oportunidades para a implementação de diversas indústrias, ao abrigo da Lei n.º 10/18, de 26 de Junho, que estabelece os princípios e as bases gerais do investimento privado na República

de Angola. As considerações sobre o transporte e distribuição de gás até aos consumidores podem ser encontradas na secção sobre infra-estruturas de Gás Natural.

4.2.1. Região Norte — Procura de gás nos Polos de Cabinda e Zaire

Para satisfazer a procura de gás em Cabinda (Malembo e Polo Industrial do Fútila) a médio prazo, preconiza-se o fornecimento a partir do Bloco 0 de recursos acima de 200 MMSCFD para a geração de energia, petroquímica e outros usos, como ilustra o perfil provável a seguir:

Para o desenvolvimento energético e industrial da Província de Cabinda prevê-se, como prioridade, a disponibilidade de recursos de gás com base nos indicadores de procura considerados a seguir:

50 a 85 MMSCFD para a Central Térmica de Malembo;

50 a 70 MMSCFD para a Indústria Petroquímica;

Outras utilizações e indústrias.

Para que os fornecimentos acima referenciados sejam viáveis, prevê-se que os preços do gás variem entre \$0.7 a \$3 /MMBTU, considerando os custos do novo gasoduto, infra-estruturas e operações para entrega do gás próximo do Polo Industrial do Fútila. Para a monetização do gás deve ser considerado igualmente o custo da produção do gás e a margem e/ou preço *netback*.

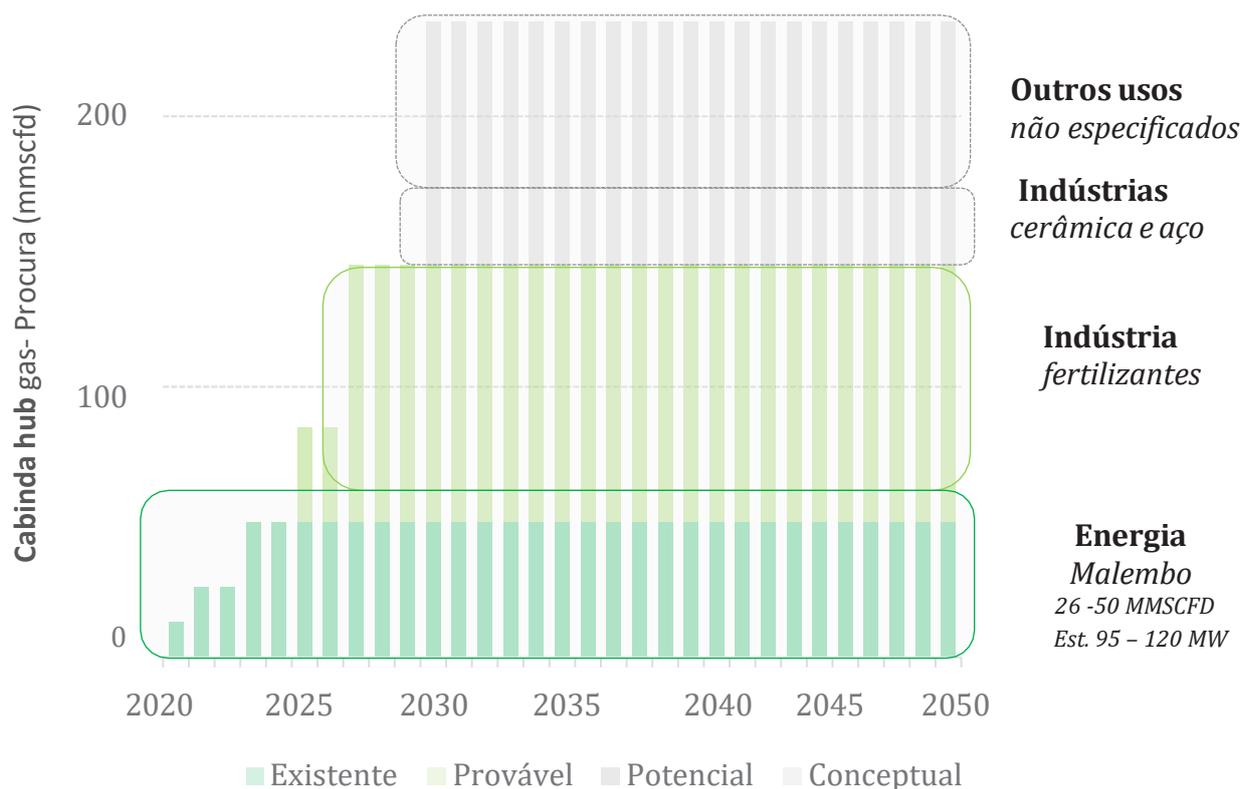


Gráfico 8 - Procura de GN do Mercado Local, em Cabinda

Para a Província do Zaire, o Estado deve fornecer entre 800-1.075 MMSCFD para a ALNG, que contratualmente deve garantir 125 MMSCFD de gás para a Central de Ciclo Combinado do Soyo para a geração de energia eléctrica como se ilustra a seguir. Porém, são necessários volumes adicionais para alimentar a Indústria Petroquímica e outros projectos a curto, médio e longo prazos.

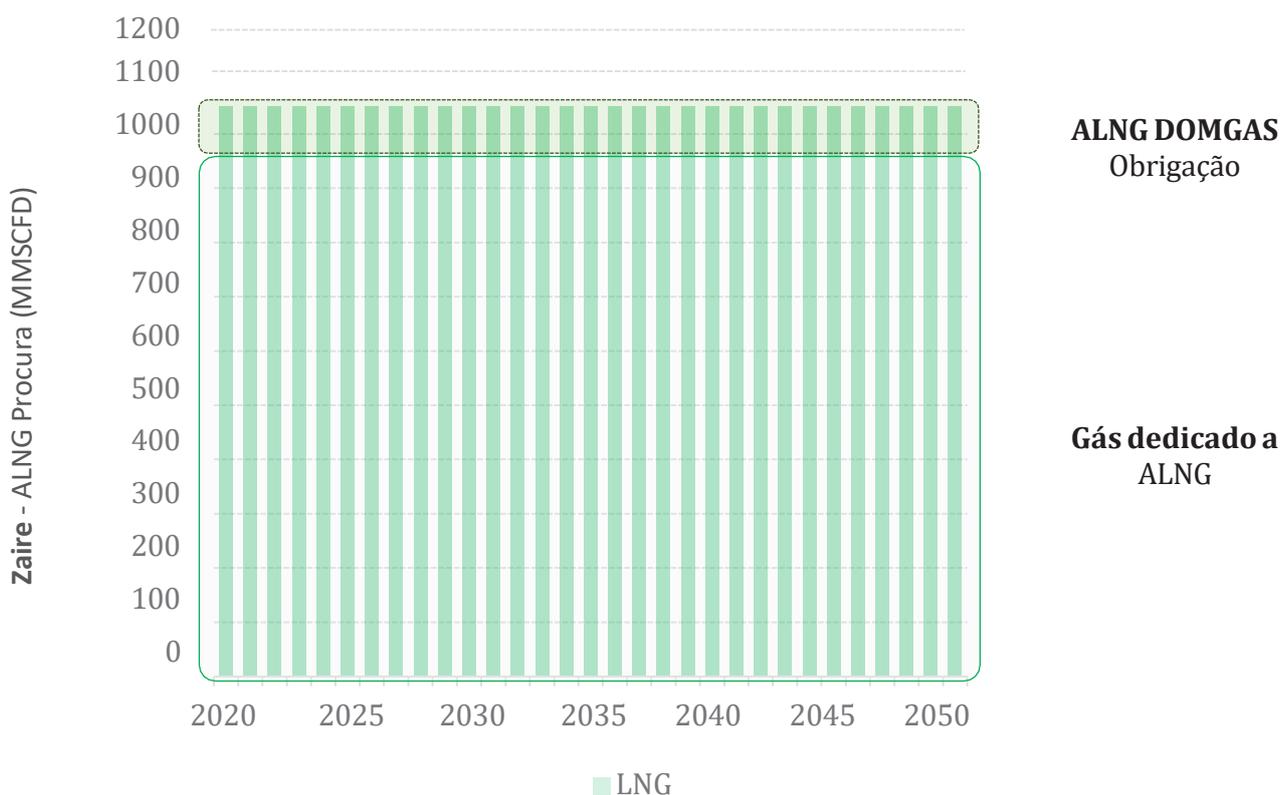


Gráfico 9 - Procura de Gás da fábrica ALNG, Soyo

Ao contrário da Província de Cabinda, para o fornecimento de gás ao Soyo já existem infra-estruturas para entrega do gás à ALNG e Central de Ciclo Combinado; porém, existe a necessidade de extensão do pipeline até a Zona Industrial Reservada no Soyo (ver gráfico 10). O gás para esta zona deverá estar dentro das seguintes especificações: C1 (Metano): 85%, C2 (etano):6,88%, C3 (propano): 3,92%, C4 (Butano): 0,69%, C4 (Iso-Butano): 1,29%, C5 (Iso pentano): 0,34%, C5 (N-pentano): 0,32%: C6 (N-hexano+) 0,37%, contendo HO2: 0%, CO2: 1,26% e H2S: 0%.

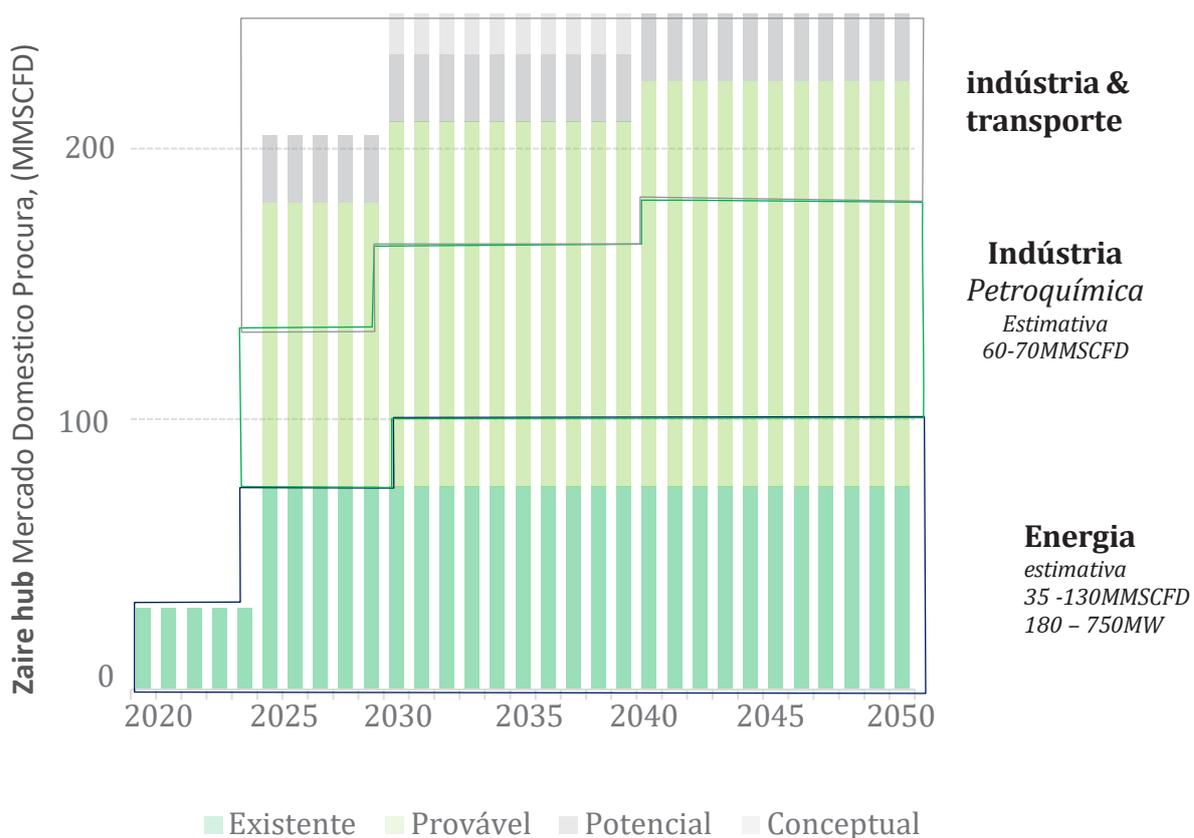


Gráfico 10 - Procura de GN do Mercado Local, no Soyo.

Para a monetização do gás natural deverão ser considerados o CAPEX e o OPEX, incluindo margem e/ou preço *netback* do LNG.

Para o desenvolvimento da indústria petroquímica a curto e médio prazo na Província do Zaire, há a necessidade de se rever as prioridades de utilização dos volumes do DOMGAS (125 MMSCFD) entregues a SNL pela ALNG. Para este fim, propõe-se a seguinte distribuição:

75 MMSCFD para a Central de Ciclo Combinado do Soyo;

50 MMSCFD para a indústria petroquímica e outras utilizações.

Quanto ao desenvolvimento energético e industrial do Soyo, na Província do Zaire, preconiza-se como prioridade a disponibilidade de volumes até 133 MMSCFD para a Energia e 75 MMSCFD para petroquímica a curto-médio prazos.

4.2.2. Região Centro — Procura de gás nas Províncias de Luanda e Benguela

Para a procura de gás a Sul de Luanda e Benguela, preconizam-se volumes acima de 100 MMSCFD a partir da Bacia de Benguela, essencialmente para a geração de energia e para a indústria. A seguir apresenta-se o perfil provável da Bacia de Benguela a médio prazo:

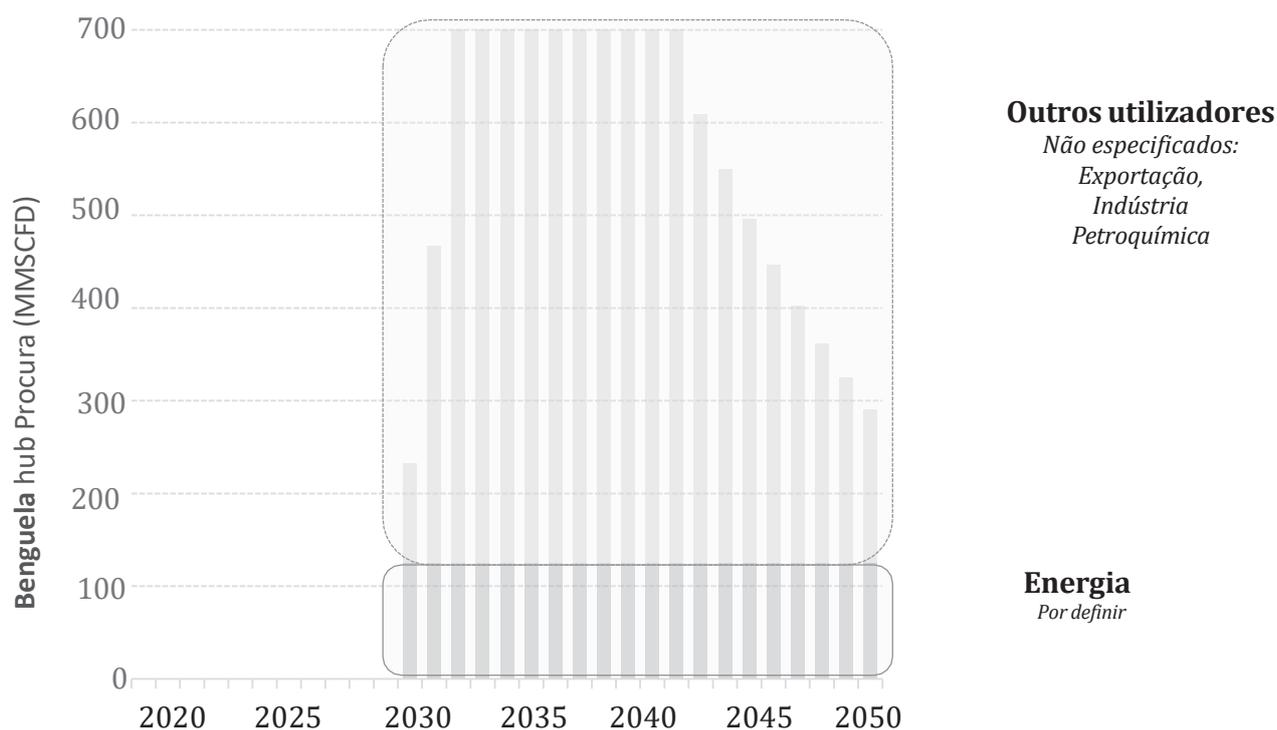


Gráfico 11 - Procura de GN das províncias de Luanda e/ou Benguela

O fornecimento destes volumes de gás a Sul das Províncias de Luanda e Benguela poderá ser mais acessível aos polos industriais, tendo em conta a proximidade dos recursos e os baixos custos de infra-estruturas e operacionais. Para a monetização do gás, poderá ser considerado o custo de desenvolvimento e produção, incluindo margem e preço *netback*.

O Gás Natural poderá ser usado para a produção de energia, petroquímica, LNG e transporte para os locais mais distantes no interior e exterior do País, criando com isso a flexibilidade de comercialização do produtor a montante.

4.3. Procura de Gás Natural por Sectores

4.3.1. Sector Energético — Centrais Termoeléctricas

Actualmente, o Gás Natural que contratualmente cabe ao Estado Angolano tem como utilização principal a produção de electricidade nas centrais termoeléctricas. O desenvolvimento do Gás Natural abre novas perspectivas para o País, em particular, no domínio energético. A sua complementaridade à energia hídrica afigura-se fundamental para que o País tenha, não só um sistema seguro, mesmo em anos de seca, mas também competitivo.

MATRIZ ENERGÉTICA 2025

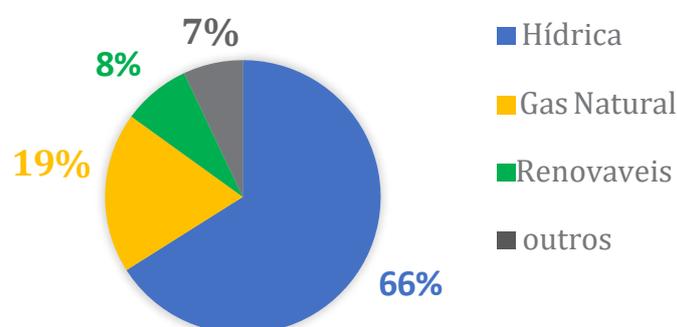


Gráfico 12: Visão Energética 2025, Angola
(Fonte: MINEA)

De acordo com o Plano Energético do MINEA, a partir do ano de 2025, prevê-se uma participação de 19% do Gás Natural na matriz energética do País que representa uma capacidade estimada de 1.9 GW.

Existem cerca de 42 centrais térmicas em Angola, com capacidade instalada de 2.193 MW¹³. As centrais de maior capacidade estão localizadas nas Províncias do Zaire com 772 MW, Luanda com 538 MW, Benguela com 214 MW e Huíla com (ver-MINEA) MW e mais de 80% dessas centrais são exclusivamente alimentadas a gásóleo, conforme ilustra o Mapa 3.

¹³ Dados Estatísticos Actuais (2021): <https://www.minea.gv.ao/index.php/prodel>

A procura de Gás Natural para geração de energia eléctrica após 2030 registará um aumento de volumes na ordem dos 242 MMSCFD para assegurar a substituição do gasóleo pelo Gás Natural, conforme ilustra a Tabela 6 — Estimativa das Necessidades de Gás Natural para a Geração de Energia até 2030.

Estimativa das Necessidades de Gás Natural até 2030					
#	Descrição (Geração de Energia Térmica)	Capacidade de (MW)	Previsão da Procura (MMSCFD)	Localidade	Início de Fornecimento
1	* Central Térmica Soyo (CCCS)	750	70	Zaire	2018
2	Central Térmica Malembo	195	34	Cabinda	2016-2020
3	Central Térmica Fútila	25	18	Cabinda	Curto Prazo
4	Central Térmica Quileva	0	0	Benguela	ND
5	* Central Térmica Xitoto	56	9	Namibe	ND
6	* Central Térmica Lubango	50	7	Huíla	ND
7	* Central Térmica Ondjiva	50	7	Cunene	ND
8	* Central Térmica Cuebe	56	4,5	Cubango	ND
9	Central Térmica (CCCS-2)	750	70	Zaire	ND
10	Central Térmica do Tômbwa	28	4,5	Namibe	ND
11	Central Térmica do Belém	50	7	Huambo	ND
12	Central Térmica do Dundo III	22	4	Lunda Norte	ND
13	Central Térmica do Tchicumina II	25	7	Lunda Sul	ND
	Total	2 057	242		

* Assume-se 50% da capacidade instalada devido ao funcionamento intercalar com outras fontes de geração de energia eléctrica

Tabela 6 - Estimativa das necessidades de Gás Natural para geração de Energia até 2030

Para além das Centrais Térmicas mencionadas no quadro acima, existe na Província de Luanda 4 (quatro) centrais, nomeadamente Central Térmica do Cazenga — 36 MW, Central Térmica do CFL—125 MW, Central Térmica do Camama e Morro Bento, ambas com 50 MW de potência instalada, devido ao excesso de geração hídrica no sistema norte não foram incluídos no quadro.

Neste contexto, para satisfazer a procura acima referida, existe um plano de infra-estruturas delineado por regiões e preconiza-se o seguinte:

Meta: Promover a disponibilidade de Gás Natural acima de 150 MMSCFD¹⁴ para a geração de energia, médio e longo prazos¹⁵.

Acções:

- a) Promover a coordenação entre MIREMPET, MINEA e ANPG para o uso eficiente do Gás Natural como âncora para o fornecimento contínuo a curto prazo;

¹⁴ Considerando cerca de 50% de factor de carga para geração de energia eléctrica.

¹⁵ Deve-se considerar a média anual. O Gás para a geração de energia é possível com a gestão eficiente da procura e plano de uso com base nos períodos de necessidade, considerando as cláusulas habituais *take or pay* típicas nos contractos de fornecimento de gás e a necessidade de cobertura dos altos custos de infra-estruturas e logística para entrega do gás.

- b) Promover a implementação de projectos de conversão das centrais térmicas existentes para sistemas híbridos (gasóleo e Gás Natural), considerando o fornecimento por gasodutos ou terminais de regaseificação de LNG no Namibe para locais remotos sem energia de fonte hídrica (ACP/AMP);
- c) Promover a ampliação da capacidade de geração de energia térmica com a construção de mais uma Central de Ciclo Combinado (CCCS-2), de 750 MW, com um fornecimento médio anual de 70 MMSCFD de gás, a curto prazo (AMP);
- d) Promover a ampliação das Centrais Térmicas de Malembo (195 MW) e Fútila (25 MW), em Cabinda com um fornecimento médio anual de cerca de 50 MMSCFD de gás a curto prazo (ACP);
- e) Promover a conversão das Centrais Térmicas no Sul do País, nomeadamente Xitoto (56 MW), no Namibe, Arimba 2 (50 MW), no Lubango, Ondjiva (50 MW) no Cunene e Cuebe (56 MW), no Menongue, com um fornecimento médio anual de cerca de 32 MMSCFD de gás, a curto prazo (ACP);
- f) Promover a conversão da Central Termoeléctrica (CT) do Quileva, no Lobito, para híbrida (gás e gasóleo) (GTP), com uma potência de 174 MW e um fornecimento médio anual de cerca de 30 MMSCFD de gás, a médio prazo (AMP);
- g) Promover a elaboração de um inventário das necessidades de Gás Natural, em especial nas zonas remotas sem acesso à energia eléctrica gerada por fontes hídricas, a curto prazo (ACP);
- h) Promover a construção de terminais de regaseificação em terra, para atender às necessidades da zona Leste, considerando inicialmente, o gás proveniente da Fábrica ALNG e do exterior (ACP/AMP);
- i) Promover a criação de novos terminais e áreas de armazenamento natural e artificial, de forma a tornar economicamente viável o desenvolvimento e aproveitamento do Gás Natural (ACP/AMP).

4.3.2. Sector Petroquímico — Fertilizantes, Metanol e Olefinas (Etileno e Propileno)

Apesar do Continente Africano deter um potencial considerável de recursos de Gás Natural, o Sector Petroquímico encontra-se pouco desenvolvido. Este sector tem uma importância notável no Produto Interno Bruto (PIB) de vários Países como por exemplo a Singapura que, tendo inaugurado no ano 2000 uma fábrica, é actualmente o 8.º maior exportador de produtos químicos, contribuindo com cerca de 60 mil milhões de dólares americanos para o PIB desse País.

Plantas petroquímicas de escala mundial consumiriam entre 80 e 140 MMSCFD de gás e oferecem preço *netbacks* entre \$ 2,1 e \$ 6,4/MMBTU com base no padrão das expectativas de retorno.

A figura abaixo ilustra o potencial uso do gás natural no Sector Petroquímico.

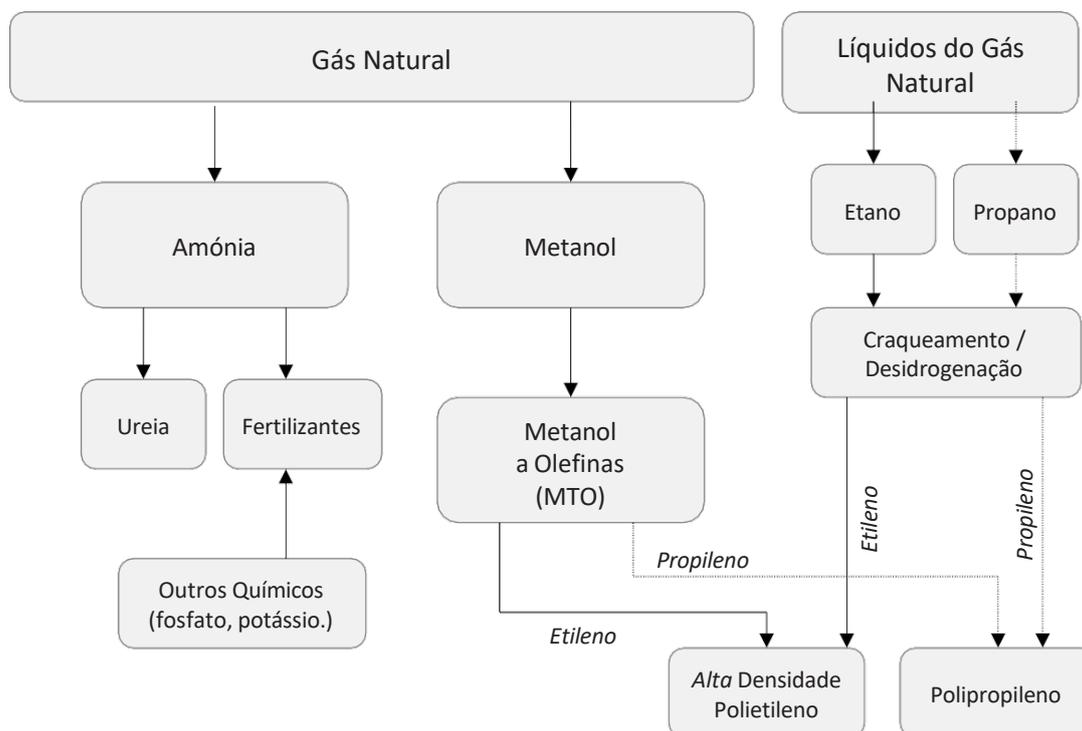


Figura 12- Potencial uso do Gás Natural no sector Petroquímico

O Sector Petroquímico encontra-se em franco crescimento em Angola e, actualmente, o mercado local apresenta um número considerável de indústrias de petroquímica de 3.ª geração que usam matéria-prima importadas provenientes da petroquímica de 2.ª geração para a produção de produtos acabados, como tubos de PVC, plásticos, detergentes e outros utensílios. Para reverter a importação de matéria-prima, recomenda-se um estudo de viabilidade económica para a criação de polos petroquímicos de 1.ª e 2.ª gerações.

Em 2019, o País gastou 779 MMUSD com a importação de produtos químicos, 540 MMUSD com a importação de plásticos, borrachas e couro e 413 MMUSD com a importação de têxteis e vestuário.

Ainda em 2019, a importação de polietileno esteve avaliada em cerca de 55 MMUSD, polipropileno em cerca de 51 MMUSD; e PVC avaliado em cerca de 14 MMUSD.

Os dados acima referidos indicam a existência de oportunidades de investimento no Sector Petroquímico em Angola, que podem ser materializadas do seguinte modo:

- Criação de polos petroquímicos (produção de metanol, polietileno e polipropileno para a indústria transformadora petroquímica e exportação);
- Substituição gradual das importações.

Por outro lado, devido ao crescimento da produção agrícola, o País importou acima de 140 mil toneladas de fertilizantes por ano entre 2016 e 2017¹⁶. O fornecimento de 50 a 140 MMSCFD de gás poderá permitir a produção acima de 1 milhão de toneladas ano de amónia e fertilizantes nitrogenados como Ureia. Segundo o Ministério da Agricultura e Florestas,

¹⁶ Importação de fertilizantes atinge números máximos <https://www.jornaldeangola.ao/ao/noticias/detalhes.php?id=373223>. Acesso em 2020.

Angola consome cerca de 60 mil toneladas/ano de fertilizantes para uma área de aproximadamente 4,1 milhões de hectares que representa menos de 15 kg/hectare, porém o recomendável pelo Banco Mundial¹⁷ é de 50 — 100 kg/hectare de fertilizantes. Considerando uma expansão das áreas agrícolas para 15 milhões de hectares a médio-longo prazos, será necessária a importação de volumes significativos, ou seja, acima de 750 mil toneladas ano.

Adicionalmente a produção nacional de fosfato ou a sua importação poderá servir para a produção de outros tipos de fertilizantes, como ilustra a figura 13. Uma série de oportunidades para projectos voltados para a exportação podem ser impulsionadas pela disponibilidade de gás a longo prazo, e a baixo custo.

Para reduzir estes níveis de importação, com base na produção local, prevê-se o fornecimento de gás natural para os projectos prioritários, conforme ilustra na Tabela 7.

Projectos e Perspectivas de Fornecimento de Gás Natural					
#	Descrição	Capacidade (MMTA)	Procura (MMSCFD)	Localidade	Início de Fornecimento
1	Fertilizante 1 (20 anos)	1,5	70,00	Cabinda	a 6 anos
2	Fertilizante 2 (20 anos)	1,2	60,00	Zaire - Soyo	3 a 5 anos
3	Petroquímica (20-30 anos)	N/A	70-100	Lobito	N/A
			210 -240		

Tabela 7 Perspectivas de fornecimento de Gás Natural ao sector petroquímico. Fonte: SNG/ANPG

Foram registadas manifestações de interesse de aquisição de Gás Natural acima de 130 MMSCFD, para um período de 30 anos, para a produção de amoníaco e fertilizantes.

Meta: Promover a disponibilidade de aproximadamente 130-210 MMSCFD de Gás Natural para o Sector Petroquímico (fertilizantes) a curto, médio e longo prazos, para um período de 30 anos, que representa cerca de 1,4-2,2 TCF de gás.

Acções:

- a) Garantir a disponibilização, a curto prazo, de 50-75 MMSCFD de Gás Natural para a implementação de uma fábrica de produção de fertilizantes com capacidade de 1,2 toneladas métricas ano, através do redimensionamento do DOMGAS fornecido pela ALNG;
- b) Garantir o fornecimento de 70 MMSCFD de Gás Natural do Bloco 0, a médio-longo prazo, para a implementação de uma fábrica petroquímica, com o desenvolvimento dos recursos descobertos;
- c) Garantir o incremento de DOMGAS em 30 MMSCFD com o desenvolvimento do projecto de Gás Natural não associado (NAG) para aumento da capacidade de produção petroquímica a médio prazo;
- d) Garantir o fornecimento de 100 MMSCFD com desenvolvimento dos projectos de Gás Natural das Bacias do Kwanza e Benguela a longo prazo.

¹⁷ Uso de Fertilizantes na Agricultura em África. Lições aprendidas para países africanos, by World Bank

Produção de Metanol, Etileno e Propileno

O Gás Natural (metano e etano) poderá ser usado como matéria-prima para a produção de metanol que é essencial para as operações petrolíferas no País e podendo também ser usado para outros fins. As operações petrolíferas, em Angola, para a gestão das paragens de produção, reparação e não só, consomem anualmente acima 20 mil metros cúbicos de metanol. Considerando o intervalo de preço do metanol entre \$1.6 por litro e \$2.5 por litro, no mercado livre, este consumo equivale a despesas acima de 30 MMUSD (trinta milhões de dólares americanos) por ano.

Adicionando as mais valias acima expostas, a produção local de metanol abre uma porta para agregação de valor e criação de mais empregos, directos e indirectos e a consolidação de uma indústria petroquímica e outras complementares. O metanol poderá ser usado como matéria-prima para produzir aditivos de combustíveis, formaldeído, ácido acético, plásticos (PVC — Policloreto de Vinil), resinas, líquidos de refrigeração, tintas, fibras têxteis, outros plásticos e espumas especiais. A produção de metanol poderá servir o Sector Petroquímico e posteriormente a indústria transformadora, reduzindo a importação de matérias-primas que ocorre actualmente. De igual modo, a utilização de matérias-primas adicionais que serão provenientes das futuras refinarias localizadas nas Províncias de Cabinda, Zaire e Benguela, e da Refinaria de Luanda poderão proporcionar maiores oportunidades de fabricação de derivados, incluindo resinas de estireno e outros.

A produção local de matéria-prima para indústria transformadora em Angola está alinhada com o programa do fomento da produção da indústria¹⁸, bem como o programa de apoio à produção, substituição das importações e diversificação das exportações¹⁹.

Resumindo, a produção local de metanol é essencial para atender as necessidades das operações petrolíferas, assim como a redução da importação de matérias-primas necessárias para a industrialização do País.

Os aspectos acima descritos contribuem essencialmente para a definição das políticas de fornecimento de gás aos futuros projectos, conforme a meta abaixo descrita:

Meta: Disponibilizar 30 MMSCFD de Gás Natural adicional, a médio prazo, para a produção de metanol, por um período de 30 anos, representando cerca de 330 BCF de gás.

Acções:

- a) Promover a viabilidade da produção de metanol, através do gás doméstico não utilizado, de forma a reduzir a sua importação para as operações petrolíferas (ACP/AMP);
- b) Identificar a procura local da indústria transformadora de produtos como o policloreto de vinil (PVC), polietileno, polipropileno para o fabrico de acabados como material hospitalar, embalagens, copos, tubos, baldes, entre outros, (ACP);

¹⁸ Programa 2.3.10: Programa da Produção da Indústria Transformadora descrito no Plano de Desenvolvimento (PDN) 2018-2022, metas e acções prioritárias. Página 148.

¹⁹ Programa 2.3.1: Programa de Apoio à Produção, Substituição das Importações e Diversificação das Exportações, descrito no Plano de Desenvolvimento (PDN) 2018-2022, metas e acções prioritárias. Página 133.

- c) Promover a produção de olefinas como polietileno, polipropileno, essenciais para o fabrico de plásticos (ACP/AMP);
- d) Promover o investimento na indústria transformadora de 2.ª e 3.ª geração para a produção de aditivos de combustíveis, formaldeído, ácido acético, têxteis, resinas, anticongelantes, componentes automotivos, fibras têxteis, outros plásticos e espumas especiais (ACP/AMP);
- e) O MIREMPET e a ANPG deverão promover sessões de auscultação com a participação de investidores no sentido de informar a existência de oportunidades de negócio nesta área.

O gás natural e respectivos líquidos do gás — LGN/NGLs (o etano, LPG e condensados) disponíveis poderão apoiar projectos petroquímicos de escala mundial para produção de amónia/fertilizantes, metanol e olefinas/polímeros. A figura a seguir ilustra um modelo de uma fábrica de produção de fertilizantes e metanol e outros produtos.

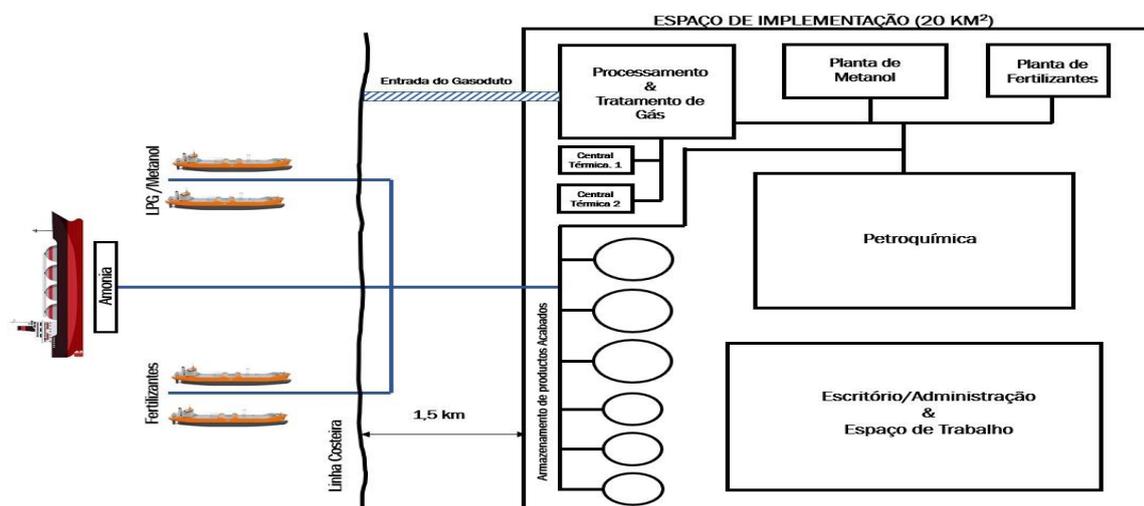


Figura 13 - Modelo integrado de Desenvolvimento de polo de gás (Energia, Petroquímico e Exportação)

Produção de Hidrogénio «Azul»

Como nova tendência, o hidrogénio «azul» pode ser produzido através do gás natural com a Captura e Sequestro do Carbono (CCS) que é devolvido aos campos esgotados identificados no *offshore* e *onshore*. Com base nas políticas verdes esperadas, a Europa e algumas economias asiáticas deverão recorrer a importações de hidrogénio limpo até 2030 e essa necessidade crescerá progressivamente para atingir as metas de zero carbono até 2050. Com base na competitividade de exportação para a Europa, Angola poderia oferecer *netbacks* de gás relativamente baixo, com a produção e exportação de hidrogénio azul com base nos custos de produção europeus. Para a produção de hidrogénio azul seria crucial reduzir os custos de adaptação dos reservatórios de campos de petróleo e gás esgotados para armazenamento de CO₂.

O hidrogénio azul pode ser encaminhado para plantas de produção de amónia ou de metanol, conforme referido na secção sobre petroquímica. O País poderia ter como objectivo a

exportação de amónia ou metanol azul. Todavia, se esses produtos tivessem de ser reconvertidos em hidrogénio nos Países importadores, os benefícios seriam eliminados. Este facto traz ao mercado de hidrogénio azul uma serie de incertezas.

4.3.3. Sector Industrial: Siderurgia, Cerâmica e Cimento

As indústrias nacionais poderão utilizar o Gás Natural como matéria-prima e fonte de calor em fornos de grande porte, reduzindo o custo da produção do ferro, cimento, vidro, alumínio, plástico, etc. Por exemplo, os complexos mineiros de Cassinga, na Província da Huíla, e ADA Aceria de Angola, na Barra do Dande, Província do Bengo, poderão produzir acima de 500.000 toneladas de aço com custos relativamente baixos. O projecto de Cassinga prevê a produção de minério de ferro e outros metais que serão transformados em produtos semiacabados para o mercado nacional, bem como a exportação de concentrado de ferro. A implementação deste projecto ocorrerá em fases distintas, pelo que se estima uma necessidade diária de Gás Natural em torno de 40-45 MMSCFD.

O Projecto Siderúrgico do Cuchi, localizado em Menongue, na Província do Cubango, preconiza a instalação de dois fornos de grandes dimensões, que permitirão triplicar a produção anual para 420 mil toneladas de ferro gusa. Estes fornos poderão ser alimentados por gás com vista a proporcionar um melhor aproveitamento do minério. Com este projecto, existe a possibilidade de instalação de uma Central Termoeléctrica para o fornecimento de electricidade a siderurgia e zonas próximas. Esta Central poderá ser abastecida com gás e alternativamente com gasóleo.

O potencial para a utilização do gás nas indústrias siderúrgica, mineira, vidreira e cimenteira é elevado. Deste modo, torna-se necessário aumentar a oferta de Gás Natural para atender a procura dessas indústrias, conforme apresentado na Tabela 8 — Estimativa de procura de Gás Natural para o Sector Industrial.

Estimava das Necessidades de Gás Natural até 2030					
#	Descrição	Procura (MMSCFD)	Previsão de Arranque	Localidade	Matéria Prima
2	Siderurgia ADA	52,61	Médio Prazo	Bengo, Barra do Dande	Ferro
3	Fabrica de Cimento	1,60	Curto Prazo	Cuanza Sul, Sumbe	Cimento
4	Complexo Mineiro de Cassinga	45,00	Médio Prazo	Huíla, Jamba Mineira	Ferro e Ouro
		100			

Tabela 8 - Estimativa de procura de Gás Natural para o Sector Industrial

Meta: Disponibilizar 40 a 50 MMSCFD de Gás Natural para o Sector Industrial (siderurgia, cimento, etc.) a curto-médio prazo, (ACP/AMP/ALP).²⁰

²⁰ Deve-se considerar a media anual. O Gás para a geração de energia é possível com a gestão eficiente da procura e plano de uso com base nos períodos de necessidade considerando as cláusulas habituais *take or pay* típicas dos contratos de fornecimento de gás e a necessidade de cobertura dos altos custos de infra-estruturas e de logística para entrega do gás.

Acções:

- a) Garantir o fornecimento de 40 MMSCFD de Gás Natural para as indústrias acima mencionadas a curto prazo e de 50 MMSCFD de acordo com a previsão da procura, a médio-longo prazo (ACP/AMP/ALP);
- b) Promover a elaboração de estudo sobre a procura de gás nas regiões Norte, Centro e Sul do País a médio-longo prazo (AMP/ALP);
- c) Identificar vias de fornecimento e distribuição de gás (rodoviários, marítimos e gasodutos) às siderurgias e Indústrias de Angola (ACP);
- d) Criar condições para promoção do investimento privado em infra-estruturas de gás (plantas, unidades de processamento de gás, gasodutos, regaseificadores, cisternas de transporte de GNC e LNG);
- e) Avaliar a relação custo benefício para a implementação de projectos nestas regiões, tendo em conta o preço de mercado.

4.3.4. Sector dos Transportes — Gás Combustível para Automóveis

O Sector dos Transportes é um excelente candidato para uso do Gás Natural e deve-se iniciar com modelos pequenos e consolidados.

O uso do Gás Natural, como combustível alternativo à gasolina e o gasóleo vai reduzir o volume de importação desses combustíveis. O PDG identifica a oportunidade do uso do Gás Natural nas várias formas (CNG, LPG e LNG) e considera viável a conversão, uma vez que o custo do *kit* varia entre USD 300 a USD 700, de acordo com as empresas certificadas. Poder-se-á dinamizar um novo segmento de consumo, abrindo espaço para um novo mercado, próximo de unidades autónomas de regaseificação, liquefacção e bombas de combustível. Angola possui mais de 3 (três) principais companhias de transporte e mais de 1.500 autocarros movidos a gasóleo. Por outro lado, existem 3 (três) troços ferroviários, com capacidade de transporte e escoamento dos produtos provenientes das indústrias, que estão ligados até aos terminais portuários nas províncias costeiras (Luanda: Caminho-de-Ferro de Luanda — CFL, Benguela: Caminho-de-Ferro de Benguela — CFB e Namibe: Caminho-de-Ferro de Moçâmedes — CFM). Para a sustentabilidade dessa oportunidade, dever-se-á considerar um plano integrado com o MIREMPET, MINTRANS e MINOPUH para a identificação da necessidade de gás combustível a curto, médio e longo prazos, bem como permitir uma logística eficiente no transporte do Gás Natural e produtos acabados das demais indústrias.

Meta: Promover a disponibilidade de 10 MMSCFD a 30 MMSCFD de Gás Natural, a curto-médio prazo, (ACP/AMP)²¹ e de 65 MMSCFD, a longo prazo para o Sector dos Transportes. O que perfaz, por um período de 30 anos, cerca de 110 BCF a 330 BCF de gás.

²¹ Deve-se considerar a média anual. O Gás para geração de energia é possível com a gestão eficiente da procura e plano de uso com base nos períodos de necessidade, considerando as cláusulas habituais *take or pay* típicas dos contratos de fornecimento de gás e necessidade de cobertura dos custos altos de infra-estruturas e logística para entrega do gás.

Acções:

- a) Promover estudos sobre o uso do Gás Natural no Sector dos Transportes (rodoviário, ferroviário e marítimo), de acordo com a previsão da oferta/procura, a médio-longo prazo (ACP/ AMP);
- b) Viabilizar, por via de incentivos, a conversão de automóveis a gasolina e gasóleo para Gás Natural (ACP/AMP);
- c) Promover, em coordenação com o Ministério dos Transportes e outros órgãos afins, a avaliação do potencial de uso do Gás Natural nos transportes de passageiros e de carga, bem como nas viaturas do Estado.

4.3.5. Sector Residencial/Comercial — LPG-Gás Butano e Gás Natural

O gás natural e o gás butano diferenciam-se tanto na sua natureza, como na sua forma de fornecimento. Em Angola, a distribuição do gás butano avançou rapidamente de modo que, actualmente, o País pode beneficiar desta fonte de energia.

LPG — Gás Butano

No período entre 2022 e 2030, o mercado de gás butano deverá crescer anualmente em média 2,94%, enquanto a oferta terá um incremento médio anual de 5,74%, que pressupõe a existência de um diferencial médio anual de 1.28% entre o potencial de mercado e a oferta, no referido período.

A partir do ano de 2031 até 2050, estima-se que o mercado terá um crescimento médio anual de 3,98% e a oferta de LPG, terá anualmente uma variação média positiva de 5,61%. Os pressupostos que serviram de referência para a elaboração das projecções relativo ao segmento de LPG para o período de 2021 a 2050, foram os seguintes:

Potencial da procura de LPG;

Projecção Populacional do INE 2014-2050;

Consumo de gás de 70% da população Urbana e 45% da população rural;

Previsão de consumo mensal de um Agregado Familiar, com 5 (cinco) membros, é de aproximadamente 1 (uma) garrafa e meia de 12 kg de gás butano.

Tabela 9 — Previsão de Potencial de Mercado vs. Consumo de LPG 2021 – 2050

Oferta vs. Procura de LPG 2021 – 2050 (TM)				
Ano	Procura Global (1)	Oferta (2)	Previsão de Consumo de LPG	
			Residencial (Engarrafado)	Indústria (Granel)
2021	767 655	412 717	312 201	100 516
2022	791 547	445 735	337 177	108 558
2023	815 789	481 393	364 151	117 242
2024	840 383	519 905	393 283	126 622
2025	865 361	561 497	424 746	136 752
2026	890 753	583 396	443 381	140 015
2027	916 563	606 731	461 116	145 616
2028	942 795	631 001	479 561	151 440
2029	969 448	655 610	498 263	157 346
2030	996 421	681 178	517 696	163 483
...				
2035	1 134 577	797 339	605 978	191 361
...				
2040	1 278 502	950 604	722 549	228 145
...				
2045	1 425 831	1 396 750	1 005 660	391 090
...				
2050	2 184 608	2 052 284	1 477 644	574 640

Previsão de Consumo de LPG : Residencial vs Industrial - TM

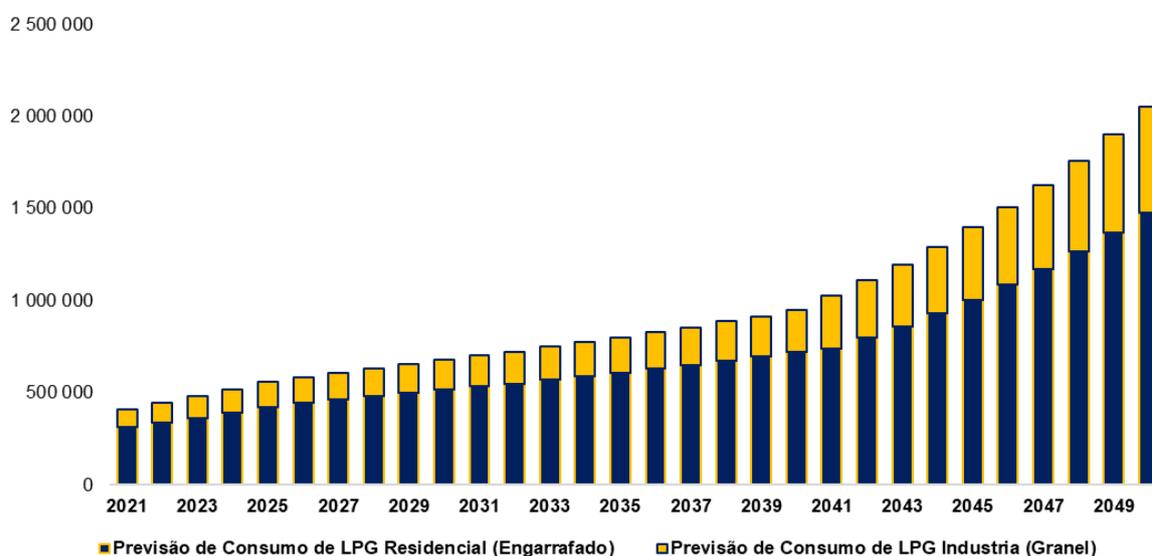


Figura 14 - Previsão de Consumo de LPG Residencial vs. Industrial

Meta: Garantir a cobertura de 70% do mercado nacional até 2030 e um crescimento médio de 5% para os quinquênios seguintes até 2050.

Acções:

- Importação de novas garrafas de LPG;
- Substituição da importação com início de produção nacional de garrafas de aço;

c) Melhoria da Eficiência Operacional — intervenções a nível das principais Instalações do País;

d) Angariação de revendedores do LPG a granel e novos clientes no mercado.

Gás Natural (seco) e/ou LNG

De acordo com o crescimento de consumo que se espera do País, será necessário a diversificação da oferta para garantir maior disponibilidade de Gás Natural para o mercado interno. Para a criação de um mercado de gás interno, preconiza-se a construção de um gasoduto principal/transporte com a capacidade de satisfazer o aumento da procura futura resultantes de novas utilizações domésticas. O gás metano canalizado é uma fonte de energia mais limpa, consistente e segura. O aumento faseado de volumes de gás para o consumo em condomínios e edifícios é uma excelente oportunidade para a distribuição do gás metano canalizado.

Meta: Promover a disponibilidade de mais de 30 MMSCFD Gás Natural (gás metano – CH₄), canalizado, a médio-longo prazo, (AMP/ALP)²² para o Sector Residencial. O que equivale a cerca de 440 mil milhões de pés cúbicos de gás para um período de 30 anos.

Acções: Elaborar estudos sobre o uso do Gás Natural (seco) no Sector Residencial (condomínios, edifícios, e não só), considerando os polos de autoconsumo visando a redução da emissão de gases de efeito estufa, bem como a diversificação da fonte de gás residencial/comercial (LPG/Gás Natural), a curto e médio prazos, (ACP/AMP).

De acordo com a ANPG e SNL, existem actualmente manifestações de interesse consubstanciadas numa procura estimada em cerca de 500 MMSCFD distribuída pelos seguintes sectores: energia (150 MMSCFD), petroquímica (130 MMSCFD), indústria (100 MMSCFD), transporte (10 MMSCFD) e residencial (30 MMSCFD) que poderá aumentar a longo prazo. A figura abaixo ilustra o plano de utilização do Gás Natural por sectores, tendo como base 2020.

²² Deve-se considerar a média anual. O Gás para geração de energia é possível com a gestão eficiente da procura e plano de uso com base nos períodos de necessidade, considerando as cláusulas habituais *take or pay* típicas nos contratos de fornecimento de gás e necessidade de cobertura dos custos altos de infra-estruturas e logística para entrega do gás.

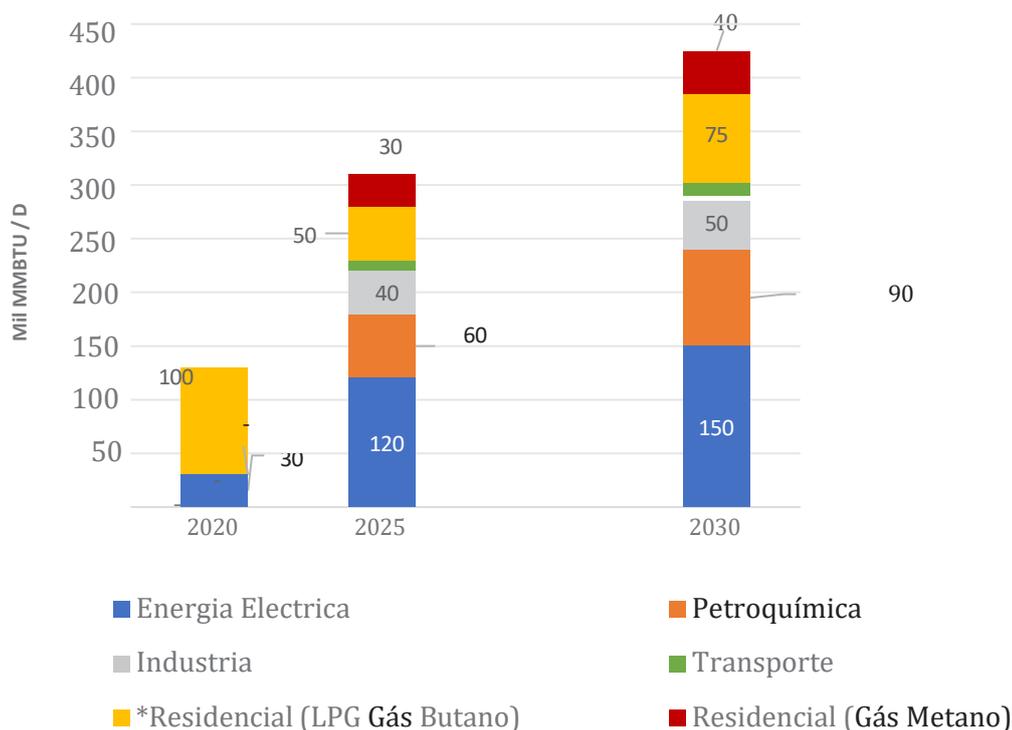


Gráfico 13 - Plano de Utilização do Gás Natural, Angola. Fonte: * ANPG

OBS (*): Os valores do plano de utilização acima ilustrado na figura, deverão ser validados pelos respectivos organismos (MINEA, MINDCOM, MINTRANS, SNL, IRDP).

4.4. Oferta e Procura de Gás Natural em Angola

De acordo com a meta de curto prazo, o fornecimento de Gás Natural necessário para uso doméstico de energia eléctrica, petroquímica, indústria, transporte e residencial, é de aproximadamente 300 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD) o que constitui recursos entre 3 TCF a 3,5 TCF para um período de 30 anos. Para atingir esta meta, existem, em Angola, reservas de gás de cerca de 5,8 TCF alocadas à ALNG até 2043, e desse volume o «DOMGAS» representa aproximadamente 673 BCF correspondentes a 11,6% dessas reservas.

Para o alcance da meta de curto prazo e considerando as reservas existentes no País, é essencial a participação da Fábrica ALNG em futuros acordos para o fornecimento local de cerca de 2,5 a 3,0 TCF de gás para um período de curto a médio prazos, que em caso de indisponibilidade, recorrer-se a importação de gás no curto prazo.

Em contrapartida, a médio-longo prazo existem os recursos contingentes recuperáveis acima de 6 TCF distribuídos pelo NCG, Blocos 0 e 17/06 na Bacia do Baixo Congo e Blocos 20, 21 e 24 nas Bacias do Kwanza e Benguela.

Os gráficos a seguir ilustram os planos de procura e oferta de Gás Natural nas Regiões Norte, Centro e Sul do País para os próximos 10 anos.

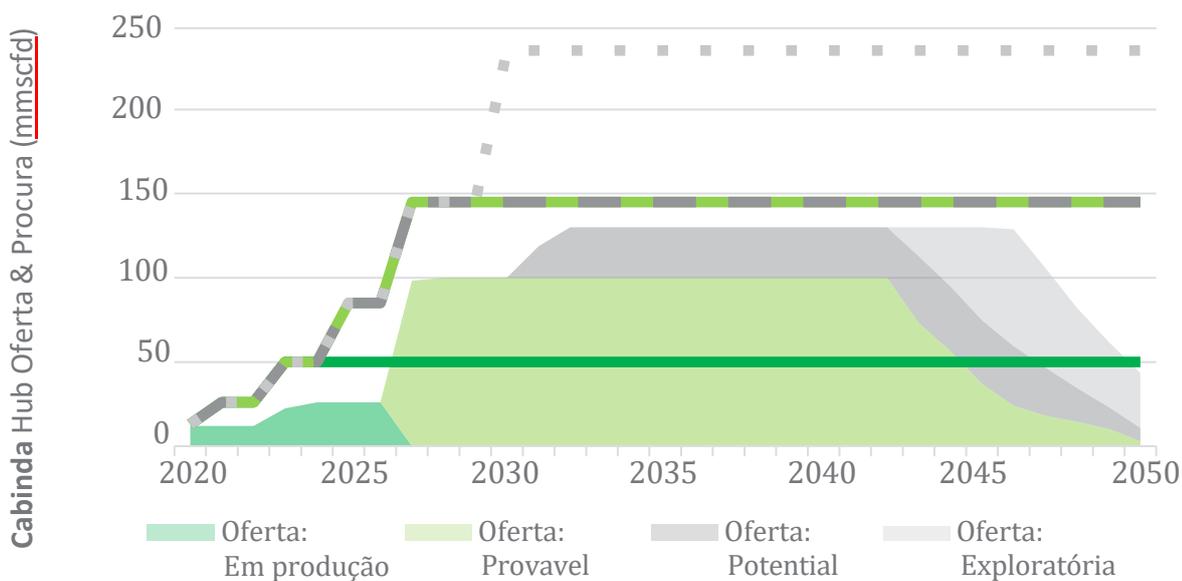


Gráfico 14 - Procura versus Oferta de Gás a partir de Cabinda

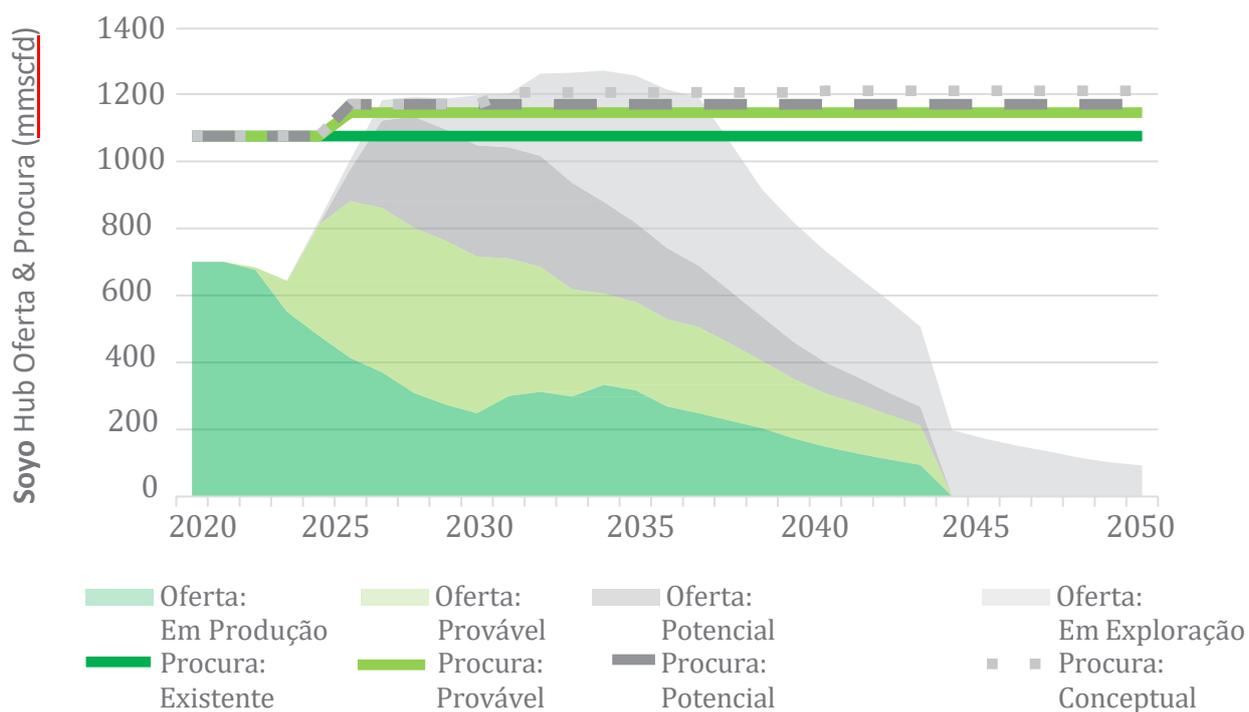


Gráfico 15 - Procura versus Oferta de Gás a partir do Soyo

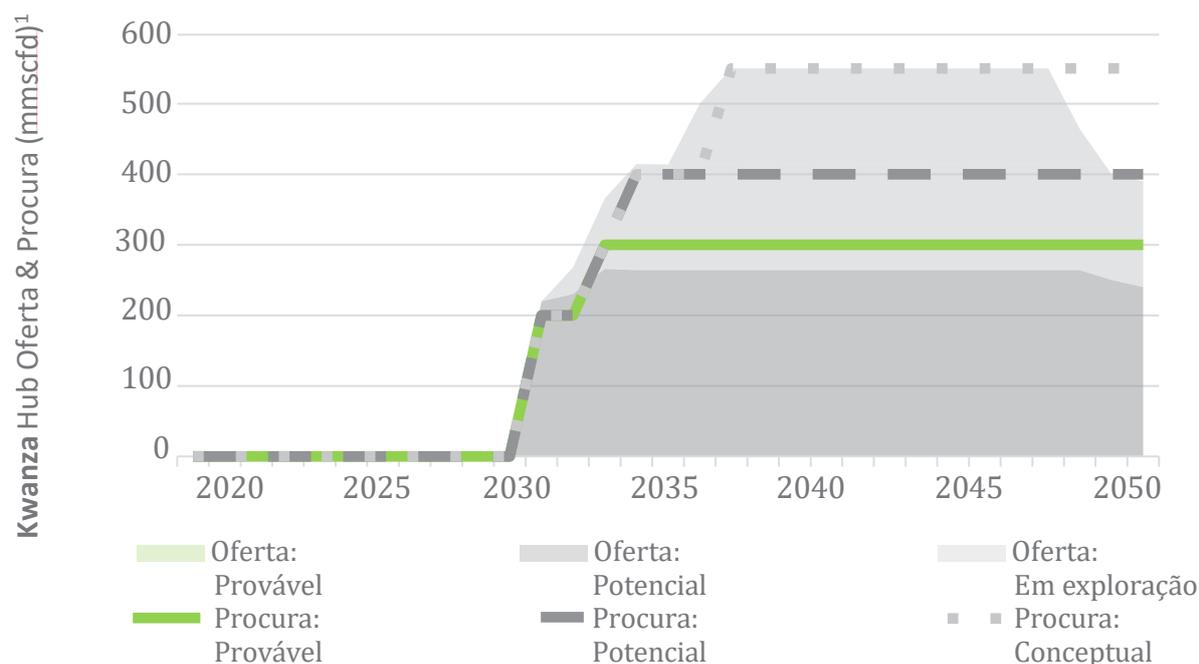


Gráfico 16: Procura versus Oferta de Gás a partir do CS

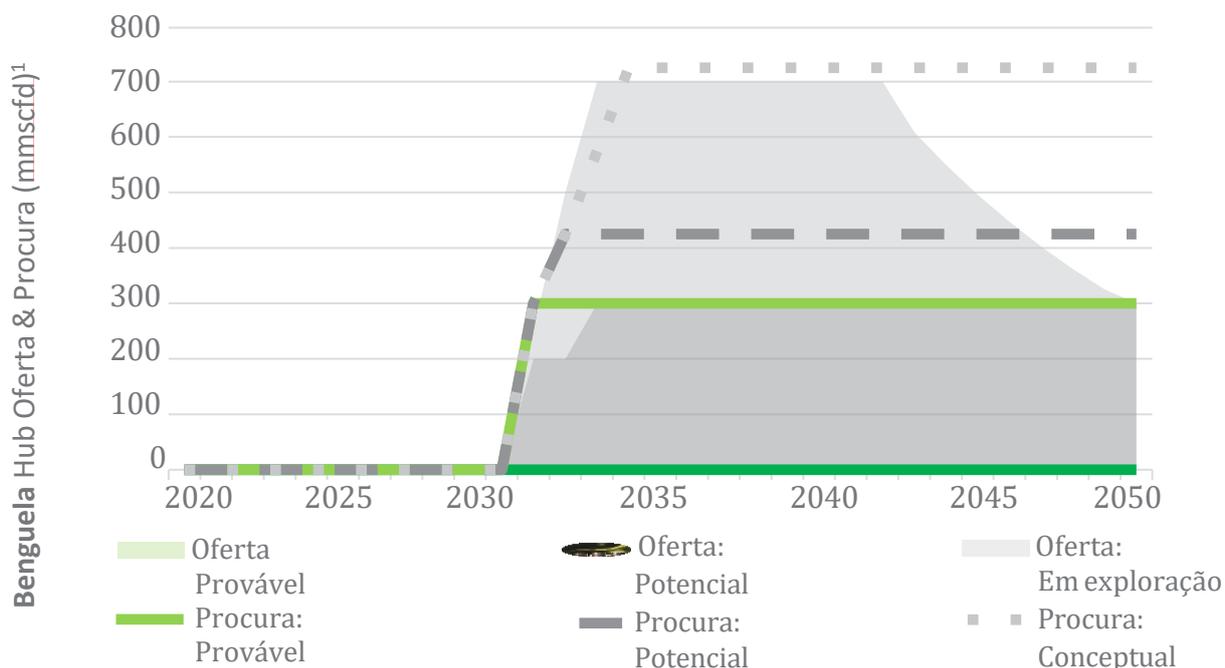


Gráfico 17: Procura versus Oferta de Gás a partir de Benguela-Lobito

Contudo, para satisfazer a procura, tendo em conta o cenário base, existe a oportunidade de expansão das infra-estruturas existentes e a criação de novas infra-estruturas nas províncias identificadas no País. A implantação de infra-estruturas de Gás Natural será possível com a participação de empresas públicas, privadas e partes interessadas, considerando modelos

de financiamento como BOT (*Build-Operate-Transfer*), DBOT (*Design Build-Operate-Transfer*) e outros descritos na Secção sobre Investimento e Financiamento.

5. INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

A construção e expansão da rede de gasodutos existente serão realizadas sempre em função da procura do Gás Natural, quer seja para geração de electricidade, quer para o uso industrial: fertilizantes, metanol, siderurgia, cimento e outras. Será também necessário efectuar a avaliação das infra-estruturas existentes, como rede de gasodutos, instalações de processamento, armazenamento e distribuição.

Os investimentos avultados para a construção e expansão da rede de gasodutos requerem uma avaliação da sustentabilidade dos investimentos, considerando a procura dos futuros sectores de utilização do Gás Natural, a longo prazo.

No curto prazo, é essencial que o transporte do Gás Natural seja feito por via de gasodutos virtuais (transporte rodoviário e ferroviário para o GNC e o GNL), para os consumidores internos (zona industrial e centrais térmicas), localizados distantes das fontes de produção. Essa via irá permitir o surgimento de novos mercados, principalmente, nas províncias do Sudeste e Centro do País.

Deste modo, esse sistema de abastecimento implementado de forma alternativa e antecipada compensará a ausência de gasodutos físicos cuja instalação é inviável a curto prazo. Todavia, a médio-longo prazo, a distribuição do Gás Natural por gasodutos físicos será necessária, uma vez que permitirá reduzir o preço de forma sustentável e garantir maior competitividade dos Sectores Industrial, Transportes, Comercial e Residencial. Ver Figura 7 — Cadeia de Valor do Gás Natural, em Angola. (Futuras Oportunidades; Fonte-ANPG), pág. 22.

5.1. Cenários de Movimentação do Gás Natural de Angola

O escoamento do Gás Natural das zonas marítimas das Bacias do Baixo Congo, Kwanza, Benguela e Namibe para o mercado doméstico nas Regiões Norte, Centro e Sul, foram analisados 3 cenários:

Cenário 1: desenvolvimento de centros (*hubs*) independentes.

O desenvolvimento de três centros/*hubs* independentes poderá assegurar o foco na industrialização do País por região, mas será um desafio garantir o investimento.

Vantagens: o limite de exportação adicional de gás para além da capacidade de produção de LNG existente permite concentrar-se na utilização de recursos de gás para o desenvolvimento da economia de Angola; redução da escala de desenvolvimento de infra-estruturas; desenvolvimento de uma cadeia de valor economicamente eficiente por região.

Desvantagens: incapacidade de confiar nos desenvolvimentos existentes noutros pontos do País para a segurança do abastecimento de gás aos consumidores; incapacidade de beneficiar do abastecimento de gás de outras bacias para reduzir o risco de volume; único ponto de fornecimento, maior o risco de falha na oferta, transporte e satisfação da procura de gás.

Cenário 2: desenvolvimento de *hubs* e gasoduto de exportação.

Exportação de gás por gasoduto para a Zâmbia poderá estimular a exploração, produção e desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural, mas vai exigir um investimento significativo em infra-estrutura.

Vantagens: a exportação de gás para a Zâmbia fornecerá receitas fiáveis aos investidores e ao Estado — especialmente se ancorados a investidores privados do sector; investimento a montante (*Upstream*) nas Bacias do Kwanza, Benguela e Namibe estimulado pela oportunidade de servir os centros de procura existentes no Sector Mineiro da Zâmbia e local; incentivo ao desenvolvimento da procura interna ao longo da rota do gasoduto de exportação e oportunidades para o Sector Industrial Angolano.

Desvantagens: a exportação de gás por gasoduto para a Zâmbia exigirá um investimento significativo de capital para o desenvolvimento de infra-estrutura de transporte de gás em larga escala; limitação de volumes de gás para a procura interna, devido a volumes de gás significativos para a exportação.

Cenário 3: desenvolvimento de *hubs* interligados entre si e Zâmbia.

O acesso a ALNG e ao mercado zambiano pode estimular a montante investimento e criação de um mercado interconectado e facilitar a sustentabilidade.

Vantagens: assegurar a sustentabilidade da ALNG a longo prazo e receitas de exportação fiáveis; acesso aos preços internacionais do gás para todos os desenvolvimentos a montante/*upstream*; desenvolvimento de mercado interno interligado/único limitaria os riscos de volume em toda a cadeia de valor.

Desvantagens: um mercado interno interligado exigiria um investimento de capital significativo na infra-estrutura de transporte de gás, o que iria adicionar custos na cadeia de valor; uma parte dos volumes de gás produzidos fora da Bacia do Baixo Congo seria utilizada para exportações, parcialmente; limita a extensão do desenvolvimento da procura interna; complexidade comercial/contratual e disponibilidade no acesso ao ALNG (especialmente para recursos de gás de terceiros).

O gasoduto principal apresenta numerosas vantagens, como integração, a implementação do gasoduto para as zonas mineiras da Zâmbia e República Democrática do Congo (RDC) deve seguir o traçado do Caminho de Ferro de Benguela para permitir o acesso ao gás e desenvolvimento das cidades angolanas (Huambo, Cuito e Luena). Este gasoduto poderá bifurcar na fronteira da RDC e Zâmbia.

Considerando a transição energética e competição do mercado regional, o cenário 2 supracitado deve ser analisado logo após a aprovação do PDG, com base num estudo de viabilidade técnico-económica.

Os cenários 1 e 2 podem ser mais adequados para a fase inicial e estimular o desenvolvimento, enquanto o cenário 3 para a fase de médio-longo prazo, e adequado para assegurar a sustentabilidade da ALNG a longo prazo, mas com custos mais elevados. Todavia, a implementação dos cenários deve ser faseada considerando o cenário 2.

A figura a seguir ilustra o Cenário 3, contemplando os segmentos do *upstream*, *midstream* e *downstream*, assim como procura dos produtos acabados. Esses produtos acabados poderão substituir a importação, contribuindo o excesso exportado para o aumento da balança comercial do Estado.

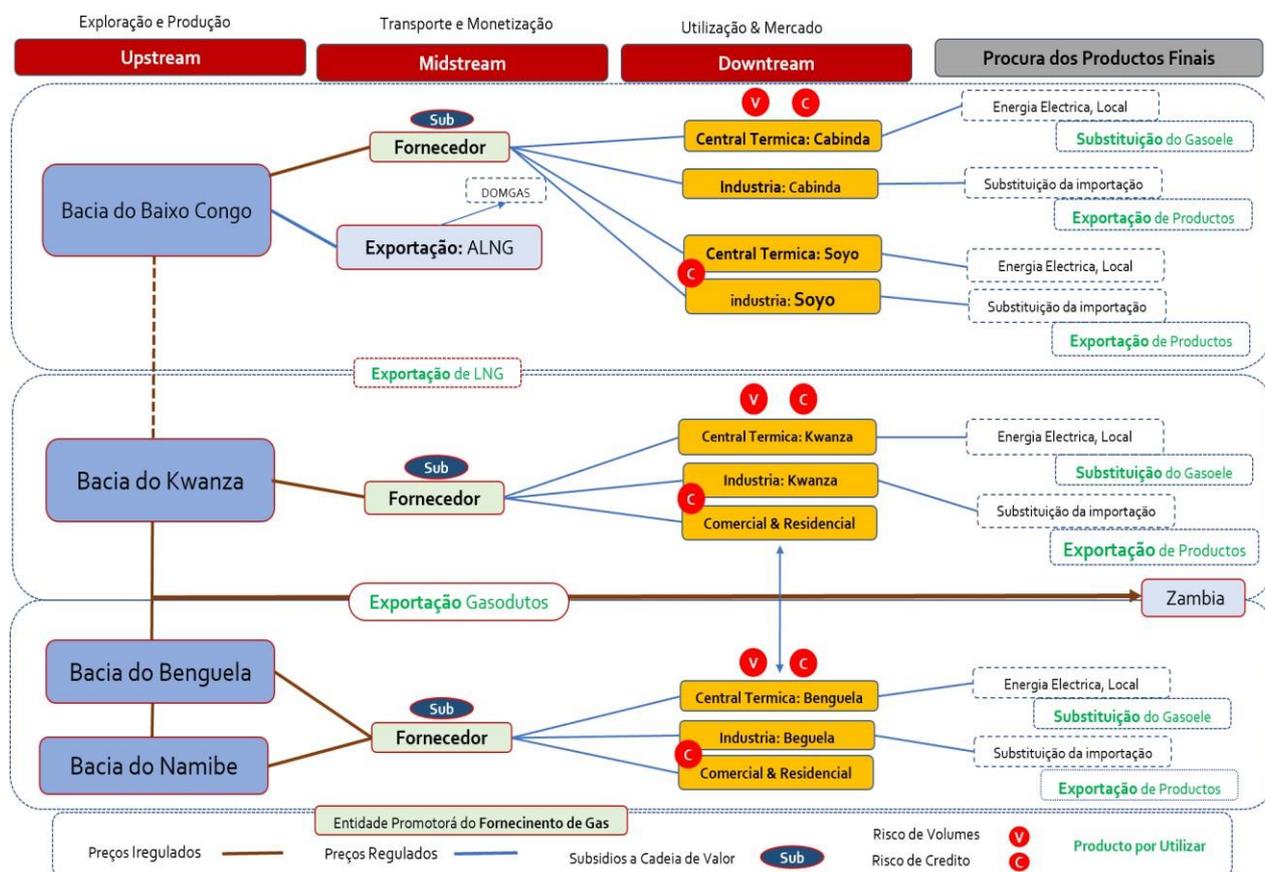


Figura 15 – Alternativa de Escoamento de Gás das Zonas Marítimas das Bacias Sedimentares, Angola.

Estimativas de custo de fornecimento de gás do *upstream* ao *downstream*, o que poderá variar com base no conceito de desenvolvimento por projecto/bacia/hub, e no mecanismo de definição de preço:

Previsão de Custo de Fornecimento de Gas, <i>Upstream</i>		
\$1,5/MMBTU	\$3,0/MMBTU	\$5,5/MMBTU

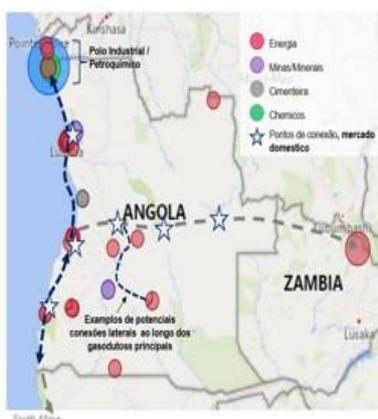
Para o transporte do Gás Natural aos consumidores finais, foram analisados três modelos alternativos.

5.2. Modelos Alternativos da Cadeia de Valor do Gás Natural em Angola

De acordo com as melhores práticas internacionais, para permitir a viabilidade adequada dos diferentes modelos de desenvolvimento e avaliação de risco, os investidores, quer sejam do *upstream*, *midstream* ou *downstream*, conduzirão estudos alternativos e opções de rotas para a cadeia de valor do gás doméstico. A seguir apresenta-se a análise preliminar dos diferentes casos do modelo da cadeia de valor, vantagens e desvantagens.

Opção 1: Produção de gás (Upstream) — Gasoduto — Consumidor final

Este modelo pressupõe a construção de um gasoduto a partir do upstream até ao consumidor final, o que garante a ausência de interrupções ao longo da cadeia. Esta opção da cadeia de valor do Gás Natural encontra-se abaixo ilustrada.



- Um gasoduto evita a liquefação dispendiosa, transporte de LNG e regaseificação, o que poderia reduzir o custo em até US \$ 5 / MMBtu;
- O gasoduto que liga melhor o upstream/produtores aos consumidores provavelmente custará menos de US \$ 1,50 / MMBtu, dependendo da utilização da capacidade.
- A rede de gasodutos oferece aos consumidores a mais alta segurança de abastecimento e minimiza a necessidade de combustível secundário, por interrupções;
- A custo baixo de gás, Angola se beneficiará com o baixo custo de energia e tornaria **viáveis as indústrias de mineração e conversão de gás** (ou seja, GTL, Metanol, Amônia, DME, etc.)
- Esta opção é, provável que resulte numa maior contribuição para o crescimento económico.



Figura 16 –Cadeia de Valor do Gás Natural (gasoduto ao consumidor), Angola

Na opção 1, assumiram-se custos estimados do *upstream* em \$3/MMBTU e do transporte por gasoduto em \$1,5/MMBTU, o que perfaz um preço total estimado abaixo de \$5/MMBTU, como ilustra o gráfico a seguir.

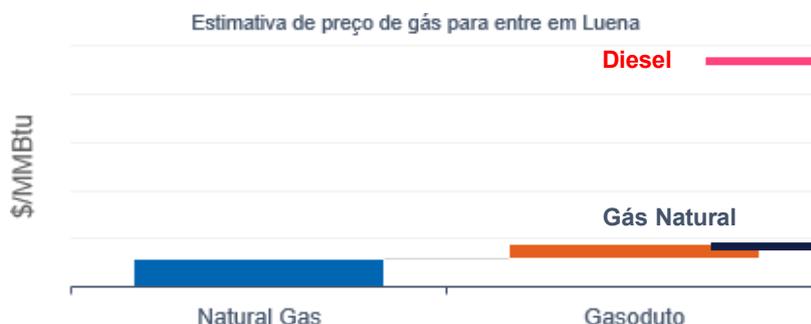


Gráfico 18 - Estimativa de Preço de Venda do Gás Natural com Gasoduto,

Opção 2: LNG — Terminal de regaseificação — Gasoduto — Consumidor Final

O preço do LNG provavelmente estará referenciado ao índice internacional (i.e: HH, JKM, TTF, NBP, etc.). Esse custo levará em consideração a liquefação e o transporte. O índice internacional expõe os consumidores do gás doméstico à volatilidade e aos altos preços de gás.

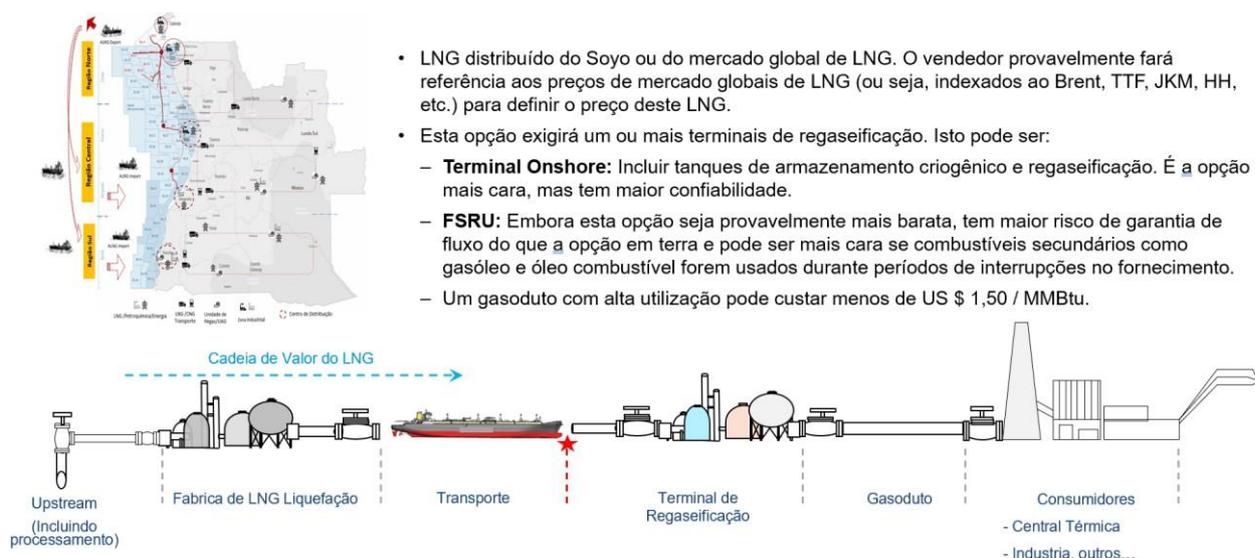


Figura 17: Cadeia de Valor do LNG, em Angola

Esta opção assume um preço do mercado global de LNG entre (~\$8 - 9,5/MMBTU) que deve ser adicionado (~\$2/MMBTU) relativo ao custo do Terminal de regaseificação e mais \$1,5/MMBTU referente ao custo do gasoduto, perfazendo um total estimado de cerca de \$12-13/MMBTU, correspondente ao preço para o consumidor final, conforme ilustra o gráfico abaixo.

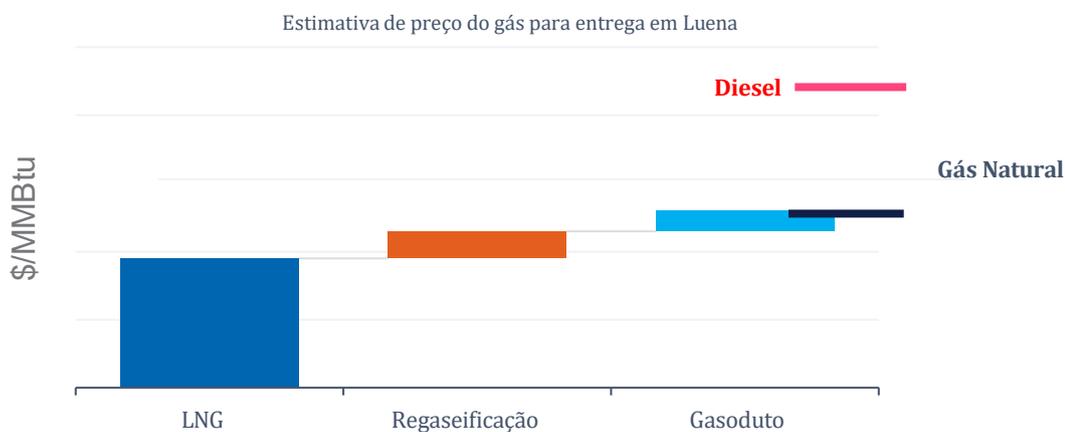


Gráfico 19 - Estimativa de preço do gás natural na cadeia de valor de LNG, Angola

Opção 3: LNG — Unidade de Armazenamento Flutuante (FSU) — Transporte por Cisternas/Vagões (gasoduto virtual) — Unidade de Regaseificação — Consumidor Final

O transporte por cisternas/vagões (pipeline virtual) implica um risco acrescido na cadeia de abastecimento, obrigando os consumidores a ter combustível de reserva em caso de interrupções no abastecimento. As interrupções no fornecimento resultarão no uso de gasóleo e/ou óleo combustível caros.

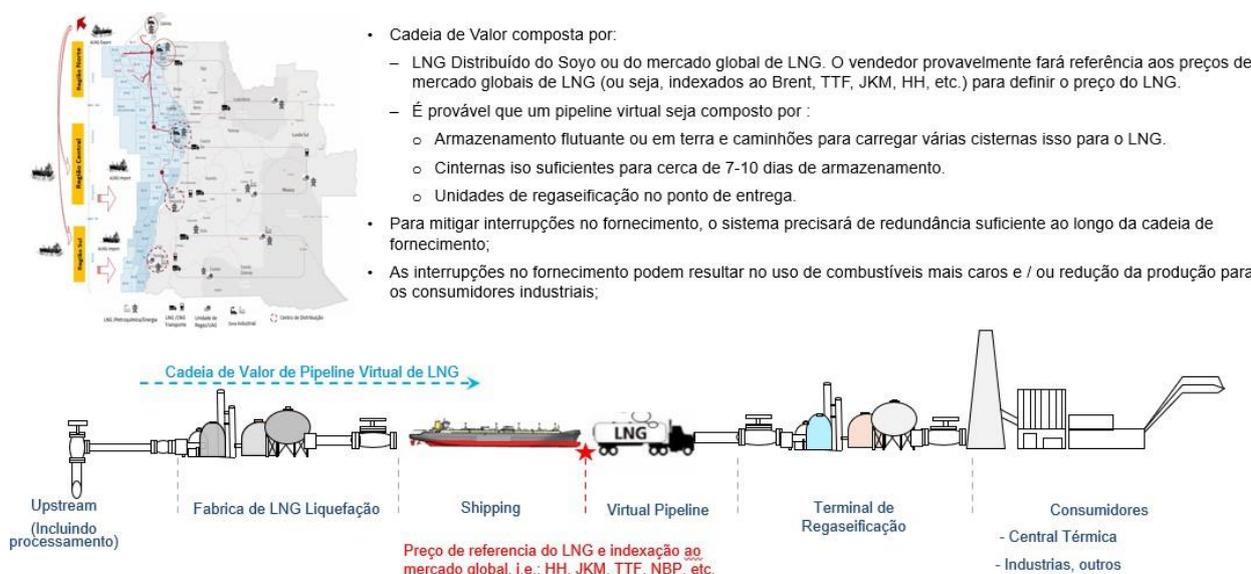


Figura 18: Cadeia de Valor do LNG com transporte por cisternas /vagões (gasoduto virtual), Angola

A opção 3: Assume custos estimados de mercado global de LNG entre (~\$8-9,5/MMBTU), acrescido de (\$ 3 a \$5/MMBTU) relativos aos custos de transportação por Cisterna-ISO & Caminhão, mais ~\$2/MMBTU referentes a regaseificação que totaliza \$16-17/MMBTU correspondente ao preço para o consumidor final, conforme mostra a figura abaixo:

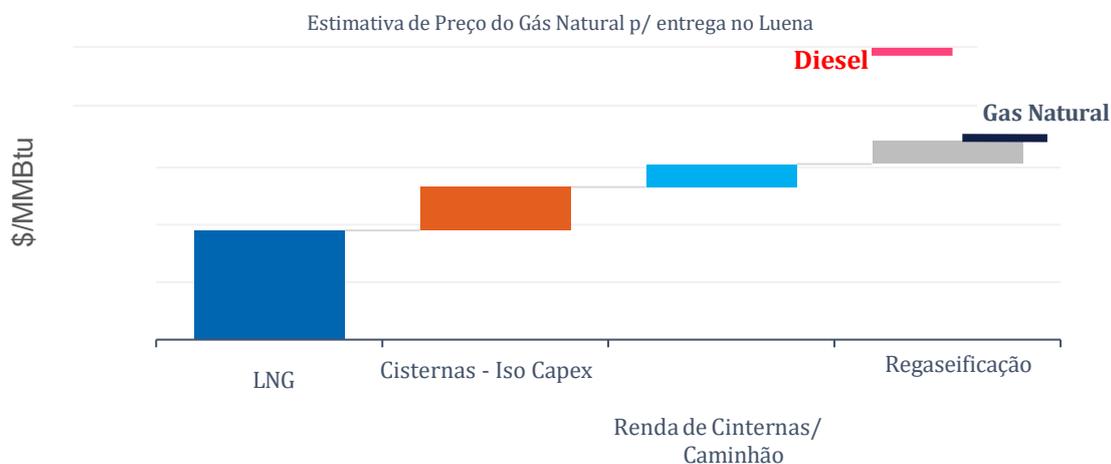


Gráfico 20 - Estimativa do Preço do Gás Natural na Cadeia de Valor do LNG com Gasoduto Virtual, Angola

Para melhor acompanhamento e gestão da construção e expansão das infra-estruturas de gás, será essencial a elaboração de um Plano de Construção e Expansão da Rede de Transporte e Distribuição (PCERTD) de gás.

De forma genérica, é estrategicamente recomendável a implementação de diversas iniciativas/projectos de melhoria e ou investimentos nas várias regiões do País, conforme reflecte a tabela em anexo «Previsão dos Projectos de Melhoria e de Novos Investimentos», permitindo assim maior flexibilidade no processo de transporte, armazenagem, distribuição e entrega do Gás Natural.

5.3. Desenvolvimento Ordenado e Faseado de Infra-Estrutura de Gás

O fornecimento de gás para o mercado interno constitui o principal objectivo do governo, e para tal, é necessário o desenvolvimento de uma infra-estrutura comercial e financeiramente viável com base na procura doméstica e regional. Para a execução desse objectivo torna-se necessário a elaboração de uma análise económica para aferir o volume potencial de consumo do Gás Natural que garante a sustentabilidade financeira de toda a cadeia de valor.

As políticas de infra-estrutura devem reconhecer que pequenos mercados levarão algum tempo para desenvolverem-se e para os primeiros anos de desenvolvimento do mercado, os clientes mais prováveis para o gás doméstico serão os consumidores em grande escala do Sector de Energia e das Indústrias Intensivas em Energia (centrais térmicas e indústria mineira). O gráfico abaixo representa o modelo de desenvolvimento de infra-estruturas de gás.

Ao contrário de um contrato *take or pay de LNG*, com um ou vários grandes clientes, a integridade dos sistemas de cobrança de pagamentos de contas envolvendo milhares ou milhões de usuários finais representa um desafio para a gestão do risco de crédito. No entanto, os mercados doméstico e regional, com uma estrutura adequada e um mecanismo de contratação robusto e financiável, serão uma solução atraente e viável para comercializar reservas de gás.

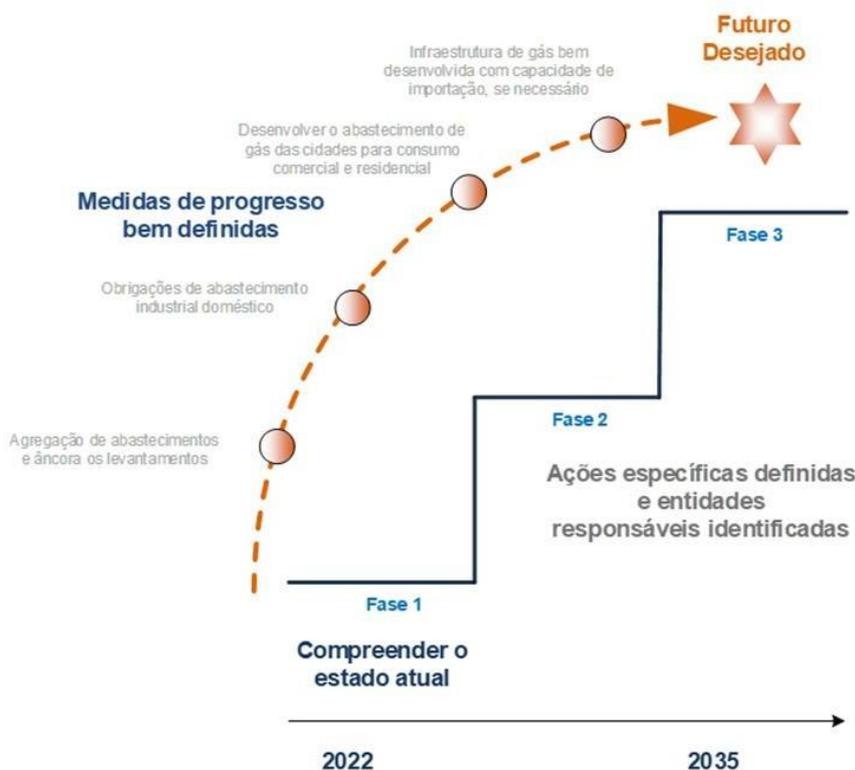


Figura 19 - Plano Modelo de Desenvolvimento de Infraestruturas de Gás

Este plano ilustrado na figura acima, representa as 3 fases de desenvolvimento de infra-estruturas de gás, assim como as acções específicas definidas e entidades responsáveis identificadas, sendo igualmente descrito na figura abaixo.

Os princípios orientadores do Plano de Desenvolvimento Ordenado de Infra-Estruturas são: Fornecer gás aos consumidores com o menor custo possível, garantindo infra-estrutura de transporte eficiente;

Assegurar aos compradores a garantia de fluxo de gás necessária para que os fornecedores possam tomar decisões de investimento com o objectivo de aumentar ou sustentar a produção. A entrega confiável de gás com base em contratos de longa duração de venda de gás, catalisará o desenvolvimento do *upstream*. Assim sendo, a segurança do abastecimento contínuo eliminará o risco de realização de grandes investimentos a jusante/*downstream* (geração de energia, produtos químicos ou consumo da indústria pesada);

Os investidores devem estar cientes de que os benefícios resultantes da mudança do diesel para o Gás Natural superam a próxima melhor alternativa e os riscos ambientais e financeiros.

A abordagem acima exposta pressupõe que se deve evitar que a construção de fábricas e equipamentos, como centrais de energia, sejam executadas antes da instalação de gasodutos, para que não se coloque em risco os investimentos em toda a cadeia de valor do Gás Natural. A incapacidade de um comprador de cumprir com a sua obrigação pode impactar e desestimular novos investimentos.

5.3.1. Plano Principal para as Infra-Estruturas

Um mercado local e regional eficiente pode ser o factor decisivo para o desenvolvimento acelerado das infra-estruturas de gás para atender a procura. Para atingir esse objectivo é fundamental que o acesso as infra-estruturas seja igual para todos os intervenientes da cadeia. O plano principal pode ser dividido em 3 fases, conforme ilustra a figura abaixo:

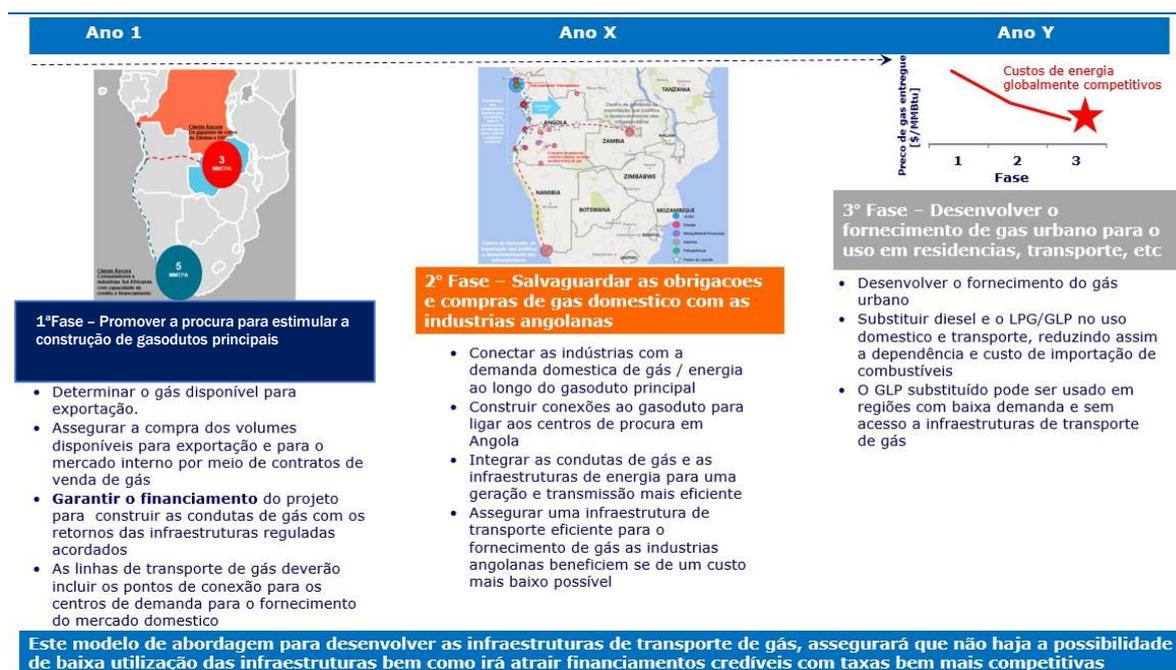


Figura 20 – Fases de Desenvolvimento Ordenado da Cadeia de Gás Natural

5.3.2. Promoção da Procura de Gás para Estimular a Construção de Gasodutos Principais

À semelhança dos projectos de exportação de LNG, os projectos de infra-estruturas de distribuição de gás doméstico carecem de acordos básicos para garantir o investimento necessário. Normalmente, os Estados têm como política suprir os mercados domésticos e para tal existe a tendência de se direccionar o desenvolvimento das infra-estruturas para esses mercados, porém esta tendência pode resultar em projectos que não realizam todo o seu potencial e são subutilizados.

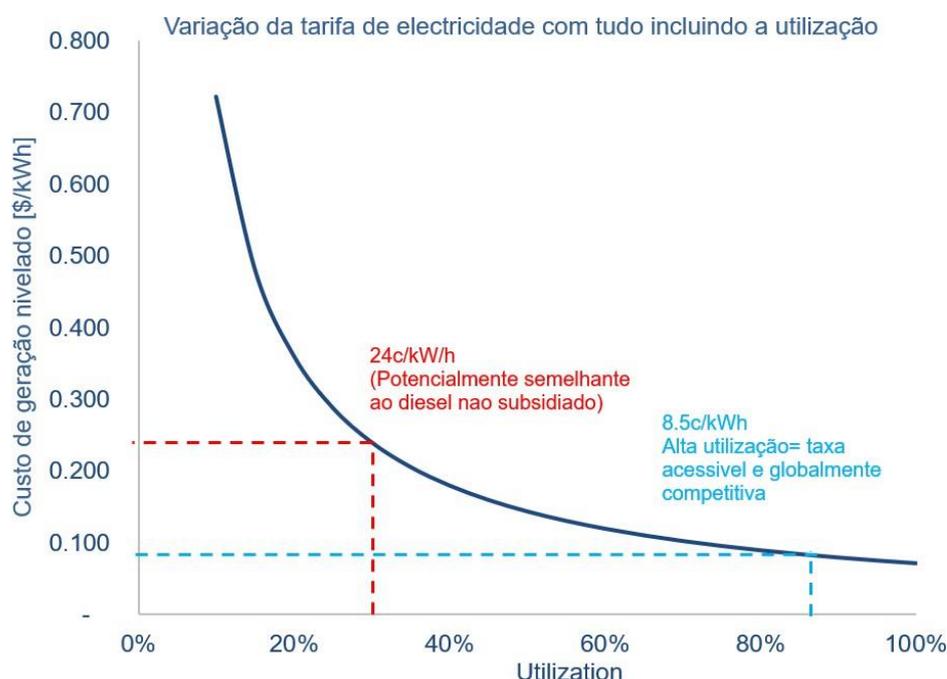


Gráfico 21 - Variação da tarifa de electricidade versus taxa de utilização de instalação

O desenvolvimento inicial das infra-estruturas requer a identificação de centros de procura com grande poder de crédito e clientes industriais com *offtake* suficiente para viabilizar o investimento em infra-estruturas de interconexão. Para os mercados locais e regionais em África, devido a falta de consumidores com uma posição de crédito pré-existente que sejam capazes de suportar os requisitos de financiamento, estabelecer um comprador com capacidade de crédito (cliente âncora) representa desafios complexos. A título de exemplo apresenta-se a seguir dois grupos de potenciais clientes-âncora:

Mineração em Grande Escala — *Copperbelt*: O déficit de energia no *Copperbelt* da Zâmbia e da RDC está estimado entre 3 GW a 10 GW. Há também um grande potencial para substituir o diesel, o HFO e o LPG. Esse mercado pode consumir 3-10 MMTPA. Além disso, a introdução de electricidade e gás acessíveis reduziria a necessidade de exportar concentrado e fabricar mais produtos acabados nesses Países.

Western Cape cujo consumo potencial de gás está estimado em 5 MMTPA e tem terminais de LNG em Saldana e Mossel Bay. Um gasoduto oferecerá gás a preços mais competitivos a África do Sul, considerando igualmente o acesso ao potencial descoberto na Namíbia.

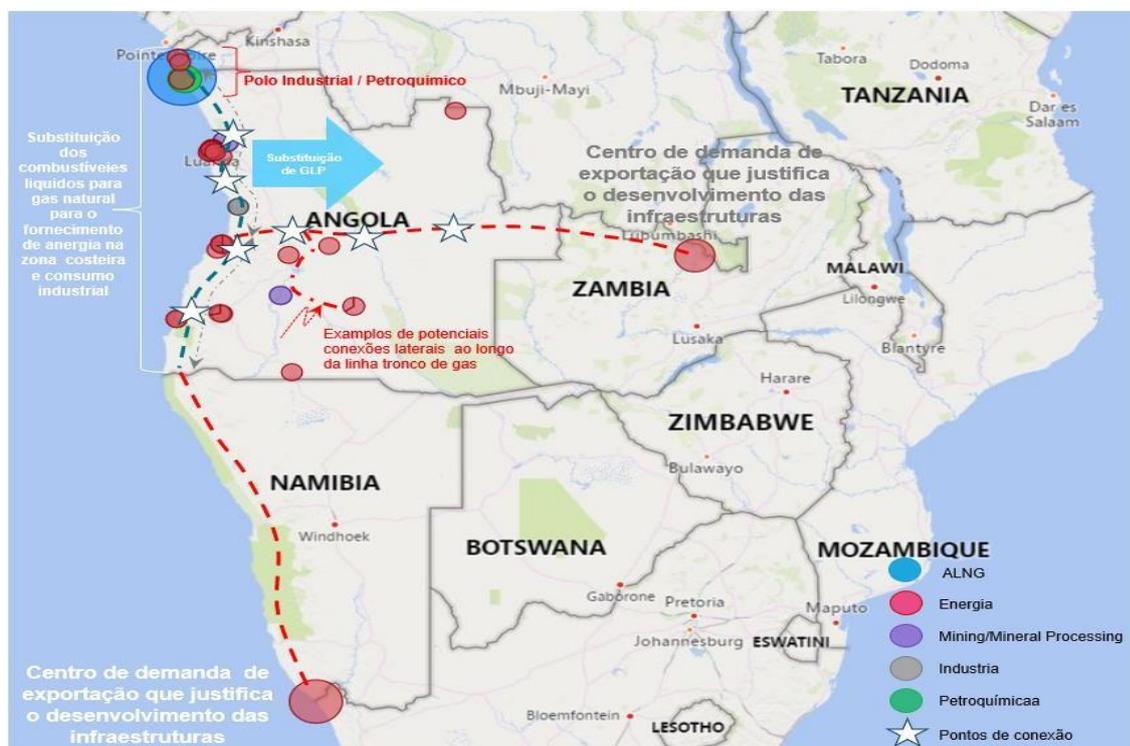


figura 21 - Consumidores de gás local e regional

Descrição	Preço de gás entregue [\$/MMBtu]	Tarifa esperada de electricidade [c/KWh]	Tarifa média atual de electricidade [c/KWh]
Copperbelt-Zâmbia & DRC (Médio prazo)	4.60 – 7.20	6.60 – 8.40	10.35
Western Cape, SA (Longo prazo)	4.80 – 7.40	7.00 – 8.80	8.95

Tabela 10 – Previsão preliminar de preço de gás e tarifa de electricidade

Esses «Clientes Âncora» podem viabilizar o desenvolvimento das infra-estruturas por terem grande capacidade de crédito em mercados de exportação com necessidade de energia e podem oferecer a segurança necessária para atrair financiamento acessível para construir os gasodutos principais. As tarifas para o transporte do gás por gasoduto provavelmente serão menores do que o custo de liquefação (ou seja, US \$ 3 /MMBtu). A construção de gasodutos principais de transporte estimulará a procura em Angola, aumentará a geração de energia confiável e acessível que impulsionará o Sector Industrial e não só.

É provável que a procura de gás para a exportação por entidades com capacidade de crédito atraia o financiamento de projectos, o que aliviará o Estado do encargo de financiar este desenvolvimento de infra-estruturas de gás, como a implantação de gasodutos, a partir das suas receitas fiscais ou da emissão de obrigações. O *Project Finance* (e outras soluções financeiras semelhantes) para infra-estruturas concede financiamento com base no balanço patrimonial e na governança necessária para garantir a compra e o fornecimento confiável. O financiamento e a estrutura de governança fornecerão uma base sólida para o desenvolvimento das infra-estruturas de distribuição de gás, fundamental para o sucesso das fases subsequentes do projecto.

5.3.2.1. Salvaguarda das Obrigações e Compras de Gás Natural pelas Indústrias

A construção de gasodutos principais e o acesso ao Gás Natural são condições necessárias para atrair potenciais investidores em indústrias intensivas em energia ao longo do traçado dos gasodutos ou nos centros de maior consumo. A ANPG informará sobre a disponibilidade de gás doméstico ao mercado, e quando necessário e economicamente viável, promover a construção de gasodutos adicionais, interligando os novos consumidores com os gasodutos principais.

Além disso, será importante que o Plano de Desenvolvimento de Energia (PDE) de 2018 seja revisto para incluir o desenvolvimento desta infra-estrutura, pois isso terá impacto sobre como a rede eléctrica será configurada e desenvolvida.

As tarifas do gasoduto principal provavelmente estarão na faixa de \$ 1,50 a \$ 2,00/MMBtu que poderá reduzir progressivamente à medida que mais usuários domésticos forem conectados ao referido gasoduto, conforme ilustra o gráfico abaixo:

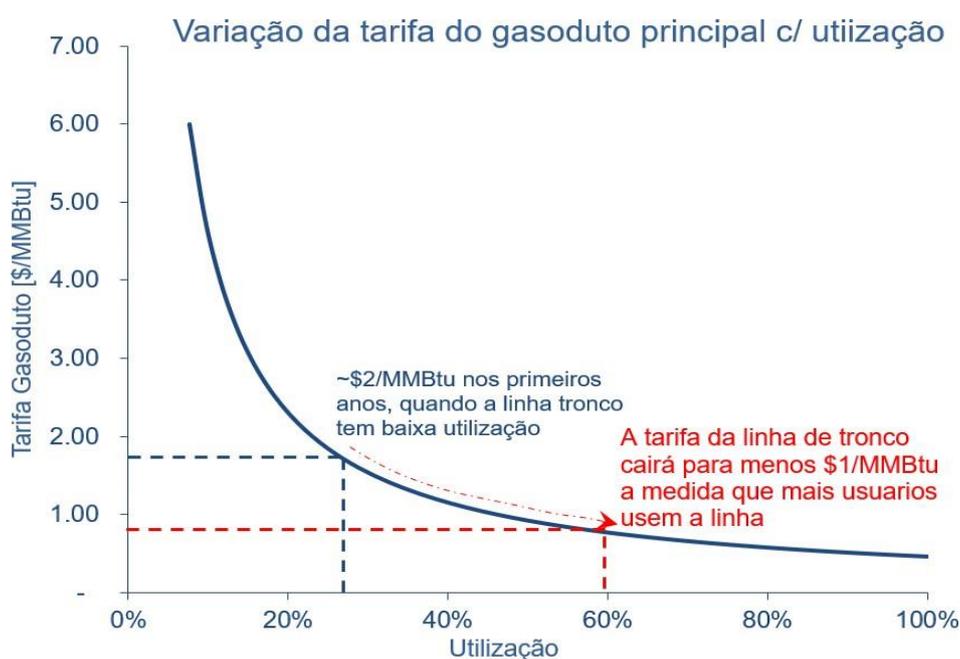


Gráfico 22: Variação da tarifa do gasoduto de transporte

Os preços do gás resultante da taxa de utilização do gasoduto e as tarifas de energia correspondentes são as seguintes:

Taxa utilização	Preço de gas entregue [\$/MMBtu]	Tarifa de electricidade [c/KWh]
Inicial	4.00 – 6.50	5.40 – 7.20
60%	3.00 – 5.60	4.70 – 6.50

Tabela 11 – Preço de gás resultante da tarifa de energia

Progressivamente, a expansão dos gasodutos e da utilização do gás irá reduzir o custo de entrega do gás e da energia e pode influenciar positivamente a economia angolana.

Este impacto económico, pode reduzir o esforço do Estado com os subsídios nas tarifas de energia, uma vez que se espera que os encargos em Angola sejam globalmente competitivos:

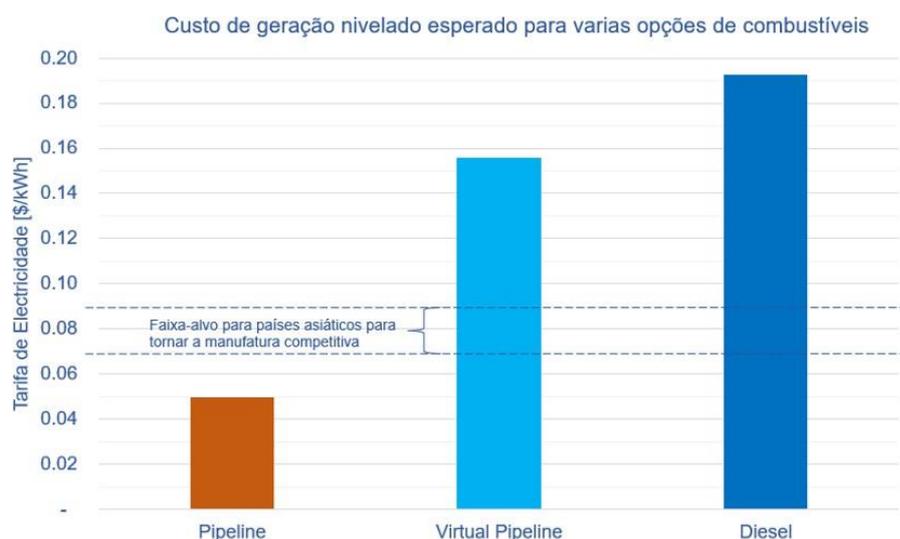


Gráfico 23 - Impacto económico e redução de subsídios com base no preço de transporte

5.3.2.2. Fornecimento de Gás Natural para uso em Residências, Transporte e Outros

Em 2013, a KOGAS da Coreia do Sul formou uma *joint venture* com a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos de Moçambique (ENH) para construir a rede de distribuição de gás em Maputo, com um custo inicial de aproximadamente \$ 40 milhões, que permitiu a interligação dos campos de gás de Pande e Temane em Moçambique com a Cidade Secunda, na África do Sul.

A semelhança da experiência moçambicana, podemos considerar a realização de investimentos nas cidades costeiras de Angola. Com a construção do gasoduto principal, existirão pontos de ligação para o mercado interno, como por exemplo a Zona Mineira da Jamba, na Província da Huíla, bem como para a geração de energia eléctrica no Cunene.

De acordo com a Figura 22, o desenvolvimento urbano nas províncias com maior densidade populacional e consumidores como Luanda, Benguela, Huíla, entre outras, poderá viabilizar o investimento em infra-estruturas, com as seguintes etapas:

1. Escoamento do gás natural para os centros de procura no litoral, de forma e otimizar o investimento em gasodutos e garantia de fluidez p/ grandes consumidores (Polo petroquímico, industrial);
2. Identificação da necessidade de gás (consumidores nas províncias no interior e desenvolver infra-estruturas de acordo a procura (Plano de Necessidades);
3. Construção de gasodutos eficientes, em termos de custo, para os consumidores domésticos através dos pontos de ligação (PCERETD).

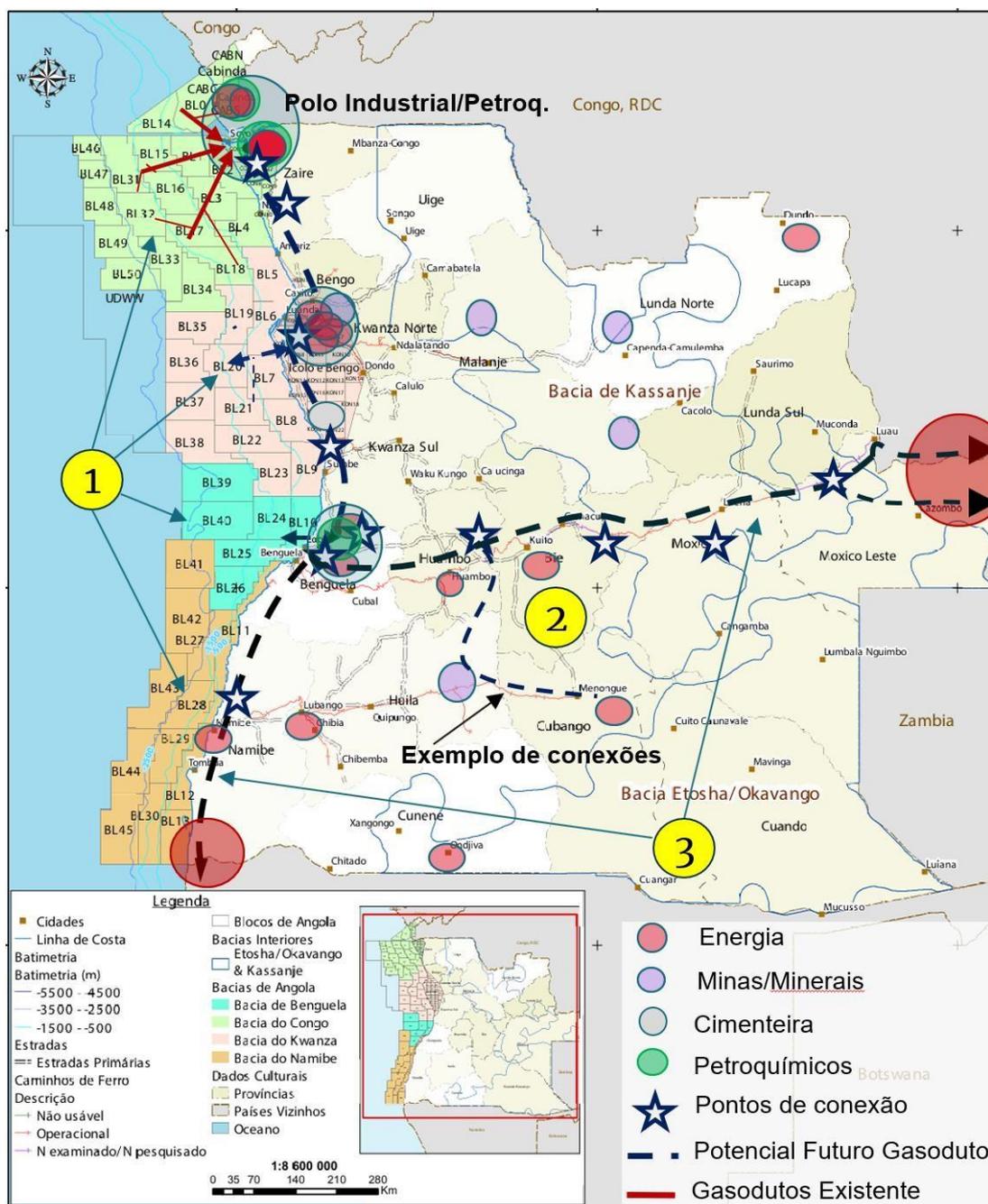


Figura 22 – Modelo de desenvolvimento de gasoduto de transporte, Angola

O aumento do consumo do Gás Natural por via do gasoduto principal reduzirá os custos de entrega do gás e da energia aos consumidores, tornando a actividade industrial competitiva o que poderá proporcionar maior crescimento económico.

A massificação do uso do Gás Natural criará a oportunidade de expansão da distribuição de LPG produzido localmente para as zonas remotas do País onde a procura de gás ainda é baixa para justificar a construção de um gasoduto lateral.

5.3.3. Infra-Estruturas na Região Norte (Bacia do Baixo Congo)

Considerando os centros (*hubs*) identificados, torna-se necessário definir como serão construídas as infra-estruturas para o desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural para satisfazer as necessidades dos consumidores. Todavia, será importante que a implantação das referidas infra-estruturas seja realizada por via de uma acção coordenada com a construção de centrais de produção e distribuição de electricidade, assim como outras infra-estruturas necessárias, com envolvimento de outras entidades interessadas.

Nos locais onde não for viável o transporte de gás por gasoduto por inexistência de produção de gás ou de grandes consumidores que justifiquem o investimento de capital, a alternativa seria a construção de terminais de regaseificação e/ou Unidades Autónomas de Gás (UAG)²³, ou fornecimento de LPG, garantindo assim a segurança e o abastecimento contínuo.

Para o LPG, de acordo com as perspectivas de crescimento de consumo acima referidas, prevê-se o aumento da capacidade de enchimento e armazenamento através da instalação de novas infra-estruturas, reabilitação e modernização das instalações existentes, assim como novos projectos de redes de gás canalizado, de modo a permitir o crescimento do mercado, conforme descrito na Tabela anexo (SONANGOL-EP).



Figura 23 — Tanques de armazenagem de LPG (Terminal de Malongo — Cabinda)

²³ Unidades Autónomas de Gás (UAG) são sistemas de armazenamento (depósitos) que permitem abastecer redes de distribuição ou grandes clientes (dedicados). São instaladas em zonas do País onde não existe rede de transporte de Gás Natural e abastecidas por via rodoviária (camiões-cisterna). O custo de implantação de UAG depende da capacidade de armazenamento e distribuição. Há registo de custo de UAG na ordem de 3 MUSD.

Preconiza-se, com o potencial identificado, aumentar o interesse dos investidores para implementação de projectos estruturantes no *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*.

Para os projectos de transporte de gás do upstream para o *downstream*, pressupõe-se que o investimento seja assegurado pela produção petrolífera dos blocos de modo a garantir a viabilidade dos projectos e incentivar o investimento a jusante.

A figura abaixo mostra o mapa de Angola com as potenciais rotas de transporte e distribuição do Gás Natural.

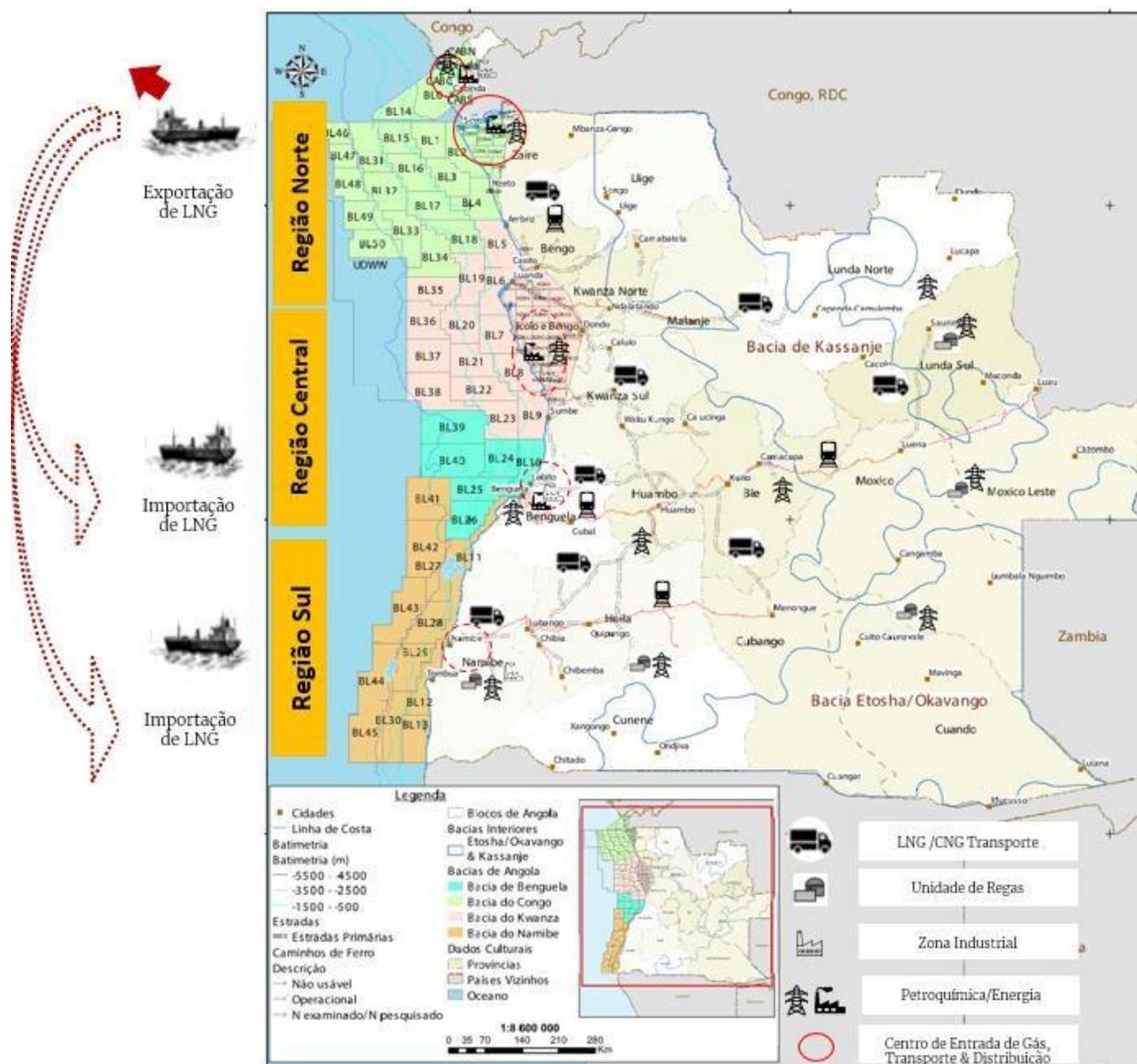


Figura 24 - Mapa de Transporte e distribuição de Gás em Angola por 3/4 pontos de entrada.

Meta: Implantação de infra-estruturas de transporte e armazenagem para o fornecimento do Gás Natural aos consumidores locais a curto, médio e longo prazos (ACP/AMP/ALP).

Acções:

- a) Identificar as necessidades e locais para a implementação de infra-estruturas (gasodutos) de forma planificada e sustentável (ACP);

- b) Promover a construção de gasodutos de alta pressão ligando zonas identificadas e alavancar a actividade industrial, considerando o Plano de Construção e Expansão da Rede de Transporte e Distribuição (PCERETD) de gás (ACP);
- c) Promover a criação de condições para o transporte e distribuição do Gás Natural em todo o País (cisternas de GNC e LNG), bem como para a implantação das UAG's para a distribuição do gás por gasodutos de baixa pressão, a curto e médio prazos (ACP/AMP/ALM);
- d) Classificar a rede de gasodutos conforme mercado sua evolução (transporte, transferência, escoamento, distribuição etc) (ACP).

A Bacia do Baixo Congo, sendo a mais desenvolvida em termos de actividade petrolífera, possui infra-estruturas de produção, transporte e processamento, bem como infra-estruturas para a utilização do Gás Natural. No entanto, com a implementação de projectos de Gás Associado e Gás Não Associado será crucial a expansão das referidas infra-estruturas.

A possibilidade de existência de consumidores de longo prazo, na Região Norte e Nordeste (Cabinda, Zaire, Uíge e Lunda-Norte), deverá garantir a atractividade de investimentos e a instalação de novos gasodutos para satisfazer a procura. O mapa abaixo ilustra opções de transporte e distribuição de gás nas regiões acima referidas.

As oportunidades de desenvolvimento dos Blocos 1, 2, 17/06, 31 e 32, a curto prazo, são cruciais para o fornecimento contínuo de gás ao norte do País. A ligação a rede existente de transporte do gás na Bacia do Baixo Congo, poderá ser feita nos pontos de entrega, em Cabinda e Zaire-Soyo, como ilustram as Figuras 24, 25 e 26.

Para o escoamento do gás produzido no Bloco 0 até ao mercado local, em Cabinda, prevê-se a instalação de um gasoduto com uma extensão de cerca de 58 km, para o fornecimento de volumes de cerca de 120 MMSCFD. O investimento para a instalação do referido gasoduto poderá ser suportado pela produção petrolífera do bloco ou transportador, de forma a garantir a viabilidade dos projectos e incentivar o investimento no *downstream*.

Em Cabinda, existe um ponto de ligação (gate 2) e o traçado do gasoduto estende-se até à Central Térmica do Malembo, conforme ilustrado na Figura 26. A implantação de novos gasodutos em Cabinda deverá considerar a procura de gás da zona industrial (Polo Industrial do Fútila com 2.344 hectares)²⁴ das fábricas de cimento, petroquímica e outras.

²⁴ Polo de Desenvolvimento Industrial (PDI).

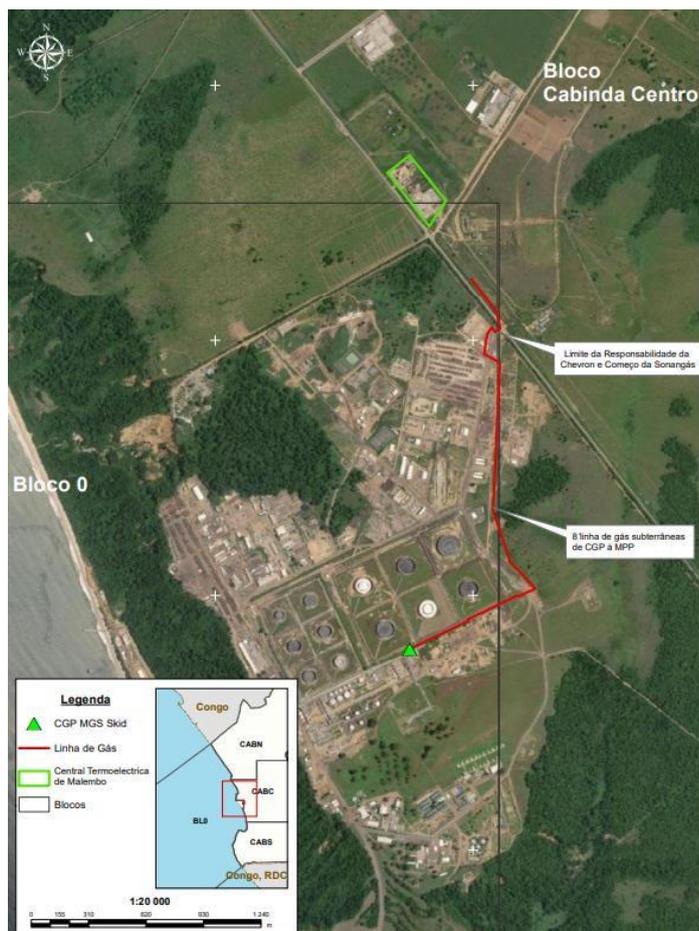


Figura 25 - Ponto de Entrada e ligação de gasodutos à Central Malembo em Cabinda, Fonte: ANPG.

Para o transporte do Gás Natural para Cabinda, nos níveis de procura, será essencial materializar os estudos de viabilidade realizados no *upstream* e implantar novos gasodutos.

Por outro lado, para a produção e escoamento do gás dos blocos a sul do rio Congo, planeia-se a instalação de um gasoduto adicional, em terra, no Soyo, para o fornecimento de gás ao mercado local. O investimento para esse efeito, será assegurado pela produção petrolífera dos blocos de modo a garantir a viabilidade dos projectos e incentivar o investimento no *downstream*.

Para a ligação de novos gasodutos no Soyo, a jusante da BVS (*Beach Valve Station*), ilustrada na Figura 26, existe uma zona prevista para o desenvolvimento da indústria petroquímica e não só.

A instalação de Unidade de Recepção e Distribuição de Gás (URDG), fase 2 do Projecto Falcão e a construção de gasodutos essencial para levar o gás aos novos consumidores e a zona industrial reservada. A figura abaixo, ilustra o mapa do espaço reservado para futuros consumidores de gás na proximidade das infra-estruturas existentes.

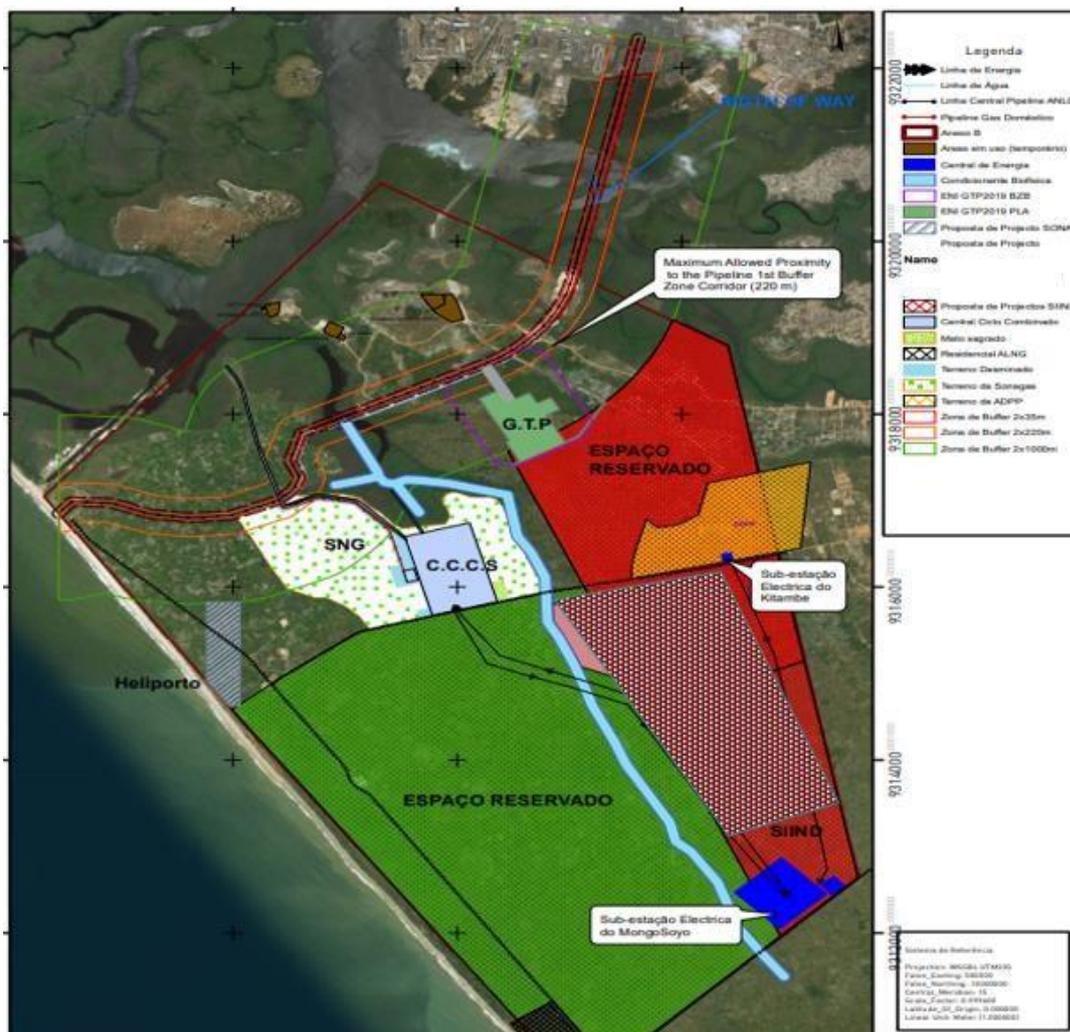


Figura 26 - Mapa de espaço reservado para zona industrial no Soyo. Fonte: SNG

A implementação de projectos pilotos, tais como redes de gasodutos para a distribuição de gás a zona industrial, condomínios, edifícios e não só, a partir das Unidades Autónomas de Gás (UAG) será uma opção promissora a curto-médio prazo.

A implantação das UAG's permitirá abastecer as redes de gasodutos de distribuição ou grandes clientes identificados ao longo do corredor Norte. Essas unidades poderão ser instaladas em determinadas zonas do País até que sejam criadas redes de gasodutos de transporte. O abastecimento de gás a essas unidades, poderá ser, inicialmente, efectuado por via rodoviária (camiões-cisterna) para o interior, assim como ilustra a Figura 24 — Mapa de Transporte e distribuição de Gás em Angola, acima.

Meta: Expandir infra-estruturas, tais como gasodutos e SSLNG para o transporte de gás para as regiões Norte e Nordeste do País, a médio e longo prazos (AMP/ALP).

Acções:

- a) Promover, no *up-midstream*, a ligação de novos gasodutos dos Blocos 0, 1, 2 e 17/06 a rede de gasodutos existente, (ACP);
- b) Promover o desenvolvimento de zonas industriais com serviços de integrados, com base na disponibilidade de Gás Natural produzido na Bacia do Baixo Congo (ACP);

- c) Promover a expansão das infra-estruturas e criação de condições (técnicas, económico-financeira e jurídicas) de transporte do Gás Natural via gasodutos, em Cabinda, a curto e médio prazos (ACP/AMP);
- d) Promover o investimento em infra-estruturas (gasodutos) para o transporte do Gás Natural até a zona industrial reservada no Soyo (petroquímica, indústria transformadora), a curto prazo (ACP);
- e) Promover o investimento de (SSLNG) Small Scale LNG de forma a permitir o carregamento de LNG em cisternas e tanques criogénicos;
- f) Promover o investimento em infra-estruturas de transporte (camiões-cisternas, caminho de ferro) para levar o Gás Natural até ao consumidor, interligando a uma rede de gasodutos a projectos pilotos de fornecimento de gás a condomínios e edifícios, a curto médio prazo (AMP);
- g) Promover a expansão das infra-estruturas (Unidades Autónomas de Gás e gasodutos, vias rodoviárias e ferroviárias), para o transporte do Gás Natural as Regiões Norte e Nordeste do País, essencialmente Bengo, Uíge e Lunda-Norte, a curto e médio prazos (ACP/AMP);
- h) Promover a conclusão do projecto de instalação da Unidade de Recepção e Distribuição do Gás URDG (Falcão 2), (ACP).

5.3.4. Infra-Estruturas na Região Centro (Bacia do Kwanza e Benguela)

Na região Centro, foram realizadas descobertas de Gás Natural nos Blocos 19, 20, 21 e 24 localizadas nas Bacias do Kwanza e Benguela, respectivamente. Contudo, para o desenvolvimento das referidas descobertas, torna-se necessário a realização de estudos adicionais para a avaliação dos respectivos volumes.

Esta região não dispõe de infra-estruturas de Gás Natural, mas possui um potencial de recursos de Gás Natural considerável que poderá constituir uma oportunidade para atrair investidores, considerando os resultados dos estudos e análises preliminares realizados. No entanto, enquanto não forem desenvolvidos os recursos de gás descobertos e as infra-estruturas necessárias na região Centro, em particular no Cuanza-Sul e Benguela a curto prazo, a promoção de investimento em infra-estruturas (terminais e unidades de regaseificação) de Gás Natural necessárias para o fornecimento as centrais térmicas, projectos industriais como petroquímica, em especial a produção de fertilizantes, metanol ou siderurgia, poderá ser estratégica para o desenvolvimento do corredor e no longo prazo, a criação de condições para que o gás fosse fornecido a partir da produção das Bacias do Kwanza e Benguela.

A procura de Gás Natural por um período longo, para a geração de energia eléctrica e fins industriais, implicará a existência de infra-estruturas de transporte de gás entre o Cuanza-Sul e Benguela. A conversão da Central Térmica do Quileva em Benguela, (174 MW) para gás é uma alternativa económica e pode ser a âncora para o fornecimento de gás à zona industrial.

Considerando a instalação inicial de terminais para o armazenamento e distribuição a Luanda e Benguela, o gás poderá ser transportado, por via rodoviária ou ferroviária, para futuros consumidores na região Centro e Nordeste do País que abrange as Províncias de Malanje, Huíla, Bié, Huambo, Lunda-Sul, Moxico e Moxico-Leste, considerando a instalação de UAG's em algumas dessas províncias. A região Centro é de crucial importância, considerando a Zona Industrial da Catumbela (Benguela) e a existência do Corredor Ferroviário do Lobito até a Zâmbia. A interligação da Região Norte, a partir do Soyo, com o Centro do País permitirá igualmente o escoamento de gás por via do potencial gasoduto Lobito-Zâmbia, proporcionando opções de mercado de gás a nível regional.

Meta: Implantar infra-estruturas e condições de transporte do Gás Natural via Meta gasodutos e SSLNG, para a região Centro e Leste do País, a médio-longo prazo (ACP/AMP/ALP).

Acções:

- a) Promover estudos (MIREMPET/ANPG) de viabilidade para o transporte do Gás Natural das Bacias do Kwanza (Blocos 20 e 21) e Benguela (Blocos 24 e 25) até ao Sul de Luanda e/ou Benguela, constituindo assim um novo polo de gás (ACP);
- b) Promover estudos para a implantação de UAG's nas províncias da região Centro e Nordeste, nomeadamente nas Províncias de Malanje, Huíla, Bié, Huambo, Lunda-Sul, Moxico e Moxico-Leste(ACP);
- c) Promover a conversão das centrais térmicas a gasóleo para Gás Natural para a geração de energia eléctrica, nas províncias da região Centro e Nordeste do País, nomeadamente Malanje, Huíla, Bié, Huambo, Lunda-Sul, Moxico e Moxico-Leste(ACP);
- d) Promover a criação de condições para o transporte (rodoviário, ferroviário) de gás a partir do Cuanza-Sul e/ou Benguela, considerando UAG's, (ACP);
- e) Promover estudos para a implementação de projectos pilotos para a canalização de gás em edifícios e condomínios, diversificando o uso do gás residencial (metano canalizado), no corredor central, (ACP);
- f) Promover a implantação de projectos privados a Sul de Luanda e/ou Benguela, «novo polo de gás», com vista à utilização do gás proveniente das Bacias do Kwanza e Benguela, com a entrada em produção dos Blocos 20, 21 e futuramente do Bloco 24 (ACP).

5.3.5. Infra-Estruturas na Região Sul (Bacia do Namibe)

A Bacia do Namibe é inexplorada e, conseqüentemente, a avaliação do potencial de Gás Natural existente requer estudos adicionais. Foram adjudicados 6 (seis) blocos em 2020 que, em caso de sucesso exploratório, a produção de hidrocarbonetos não deverá acontecer antes de 2030. A Região Sul possui escassos recursos hídricos e uma eventual descoberta de Gás Natural nessa bacia, representaria uma excelente oportunidade para a geração de energia eléctrica e para outras aplicações industriais. Este facto, constitui uma oportunidade de investimento para o desenvolvimento de infra-estruturas de transporte e distribuição para o fornecimento de gás no corredor Sul, com base na procura identificada.

Prevê-se, a curto prazo, a intenção de se converterem para gás as Centrais Térmicas do Namibe, Lobito, Ongiva e Menongue, bem como satisfazer a procura de Gás Natural para alimentar o Complexo Mineiro de Cassinga, na Huíla.

Meta: Implantar infra-estruturas e criar condições de transporte do Gás Natural via gasodutos e SSLNG, para as Regiões Sul e Sudeste do País, a curto, médio e longo prazos (ACP/AMP/ALP)

Acções:

- a) Promover a realização de estudos de viabilidade para fornecimento de gás liquefeito (LNG) a Província do Namibe, via Unidade de Regaseificação e Armazenamento Flutuante, FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) ou em terra (ACP);
- b) Promover estudos para a implantação de UAG's nas províncias do corredor Sul do País, nomeadamente Namibe, Huíla, Cunene, Cuando e Cubango (ACP);
- c) Promover a conversão das Centrais Térmicas a gásóleo para Gás Natural nas Províncias do Namibe, Huíla, Cunene, Cuando e Cubango (ACP);
- d) Promover condições para o transporte do Gás Natural aos consumidores identificados nas Províncias do Namibe, Huíla, Cunene, Cuando e Cubango (ACP);
- e) Promover o investimento para a implantação de infra-estruturas para o transporte e fornecimento de gás ao Complexo Mineiro de Cassinga, na Huíla (ACP);
- f) Promover estudos para implantação de projectos pilotos de gás canalizado em edifícios e condomínios nas Províncias do Namibe, Huíla, Cunene, Cuando e Cubango (ACP);
- g) Envolver e dar a conhecer aos Governos Locais e Administrações sobre o processo de expansão da rede de gasodutos, tendo em conta o acesso a terra (ACP/AMP).

5.4. Sustentabilidade do Plano Director do Gás Natural

O carácter finito do Gás Natural obriga a que este recurso seja usado de forma racional, na melhoria do bem-estar e da qualidade de vida dos cidadãos, obedecendo a preservação do meio ambiente.

Assim, a sustentabilidade do PDG deve estar associada as questões de natureza legal, económica, social e ambiental, visando a melhoria do ambiente de negócios para a atracção do investimento estrangeiro e nacional e, conseqüentemente, alavancar o crescimento económico.

Para a realização dos avultados investimentos necessários para a construção e implantação de novas infra-estruturas para o Gás Natural, é importante a participação e interacção dos Ministérios, cujos sectores e seus planos e necessidades são determinantes para a execução das acções contidas neste PDG, nomeadamente o MINEA, MINDCOM, MAT, MINTRANS, MINOPOT, MINAMB, MINFIN, MED e MINTTICS, sendo por isso crucial a aprovação do PDG pelo Titular do Poder Executivo. O PDG será um instrumento crucial para desbloquear a aplicações de investimento em *project finance*, pelos bancos locais.

Entre outras acções, pretende-se uma definição de critérios que salvaguardem os interesses do Estado com a promoção de uma indústria integrada em que os recursos de gás sejam essencialmente direccionados ao mercado doméstico considerando as seguintes prioridades:

- i. Utilização do Gás Natural no mercado local e criação de uma indústria de suporte com um modelo de negócio atractivo;

- ii. Apoio ao desenvolvimento das indústrias locais (agricultura, pesca, energia, indústria petroquímica, siderúrgica entre outras);
- iii. Fomento da formação de quadros nacionais especializados;
- iv. Promoção do comércio inter-regional por via da importação e exportação entre os Países vizinhos.

6. INVESTIMENTO E FINANCIAMENTO

O PDG tem como um dos objectivos específicos a criação de um ambiente de negócio propício que favorece o investimento e o fomento de uma cadeia de valor do Gás Natural dinâmica e sustentável.

Neste sentido, o desenvolvimento sustentável dos recursos de Gás Natural e a sua utilização no mercado interno contribui para a transição energética e a diversificação da economia nacional, maximizando os benefícios para o Estado e assegurando o retorno dos investidores.

O investimento e o financiamento dos projectos da cadeia de Gás Natural podem ocorrer de várias formas:

1. Investimento Privado;
2. Financiamento Bancário;
3. Financiamento Governamental;
4. Parceria Público-Privada (PPP);
5. Financiamento Multilateral (por exemplo: Banco Mundial e Banco Africano de Desenvolvimento);
6. Mercado de Capitais (Acções ou títulos);
7. Fundos Soberanos.

Adicionalmente, para várias formas de investimento acima referidas, o Estado poderá proporcionar isenções e Incentivos Fiscais.

Com a implementação do PDG, espera-se atrair grandes empresas e investimentos superiores a 30 mil milhões de dólares (CAPEX) com benefícios acima de 150 mil milhões de dólares, geração de milhares de empregos, crescimento das indústrias de 1.ª, 2.ª e 3.ª geração, considerando os investimentos na cadeia de valor do Gás Natural, ou seja, desde a exploração ao consumidor final, conforme abaixo se detalha.

O investimento em actividades de prospecção, pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção e venda. O regime fiscal aplicável às actividades de prospecção, pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção e venda de Gás Natural em Angola é estabelecido pelo Decreto Legislativo Presidencial n.º 7/18, de 18 de Maio, traduzindo-se assim num estímulo ao investimento no *upstream* da cadeia de valor do Gás Natural. Dessa forma, para a exploração, desenvolvimento dos recursos recuperáveis avaliados acima de 15 TCF, localizados nas Bacias do Baixo Congo, Kwanza e Benguela, estimam-se investimentos E&P superiores a 90 mil milhões de dólares norte-americanos.

Adicionalmente, sempre que não for presencial a construção de gasodutos de escoamento/ transporte do gás natural para o mercado local ao abrigo do Plano de Desenvolvimento do Bloco concedido, a Concessionária poderá promover outros meios alternativos, considerando amortização a longo prazo, habitualmente presente nos projectos de gás natural.

Adicionalmente, nas actividades de transporte e armazenamento do Gás Natural, o Estado, por meio da ANPG, promoverá investimentos nestas actividades desde o ponto de produção até ao ponto de entrega aos grandes consumidores, em todo território nacional, promovendo a expansão da Rede de Transporte e Distribuição de Gás (RTD). Conforme a Lei n.º 26/12, de 22 de Agosto, sobre o transporte e armazenamento de petróleo e gás natural, este investimento poderá ser igualmente realizados por sociedades comerciais ou por consórcios, obedecendo as regras e procedimentos do concurso público previstos no Decreto Presidencial n.º 86/18, de 2 de Abril, para o Sector de Petróleo. O transporte de gás considerando o gasoduto principal conforme Desenvolvimento Ordenado e Faseado de Infra-Estrutura de Gás, estima-se em cerca de 7 mil milhões de dólares americanos para as infra-estruturas de transporte de gás. Este montante é um indicador aproximado do esforço financeiro que o Estado terá que fazer a médio prazo, para o desenvolvimento das infra-estruturas de transporte e distribuição geradoras de benefícios económicos e sociais para o País, na ordem de 90 mil milhões para o *upstream* e 150 mil milhões em benefícios directos e indirectos.

A concretização destes objectivos será suportada por «Clientes Âncora» com elevada capacidade de crédito nos mercados de exportação, uma vez que oferecem a segurança necessária para atrair financiamento para a construção de gasodutos de transporte.

O transporte do Gás Natural por gasodutos terá tarifas mais acessíveis que o transporte de Gás Natural Liquefeito (GNL/LNG), considerando o custo da liquefação estimados em cerca de USD 3/MMBTU para além do custo de transporte.

Neste sentido, o investimento para a construção de gasodutos principais de transporte estimulará a procura do Gás Natural, possibilitando a geração de energia confiável e acessível. Outrossim, assegurará e estimulará o consumo do Gás Natural em toda a cadeia de desenvolvimento do Gás Natural com preços mais atractivos, incluindo a competitividade dos Sectores Manufatureiro e Industrial.

Os investimentos deverão ser sempre realizados de acordo com a procura efectiva do Gás Natural mediante contratos de compra e venda. No âmbito do investimento privado, a implementação de projectos de utilização do Gás Natural (Sector Industrial, Energético, Residencial e Comercial), é parcialmente regida pela Lei de Investimento Privado n.º 10/18, de 26 de Junho (alterada e republicada pela Lei n.º 10/21, de 22 de Abril), que estabelece os princípios e as bases gerais, os benefícios e as facilidades, os critérios de acesso, bem como os direitos, obrigações e as garantias dos investidores privados. Para a implementação de infra-estruturas no *downstream*, tais como fábricas petroquímicas, calculam-se investimentos na ordem dos 6 mil milhões de dólares norte-americanos, considerando nomeadamente as Províncias de Cabinda, Zaire (Soyo) e/ou Benguela, «aos projectos de montante mínimo em Kwanzas equivalente ou

superior a 10 milhões de dólares americanos e que criem pelo menos 50 postos de trabalhos directos estão abrangidos por esse quadro legal» e regulamentada pelo Decreto Presidencial n.º 250/18, de 30 de Outubro. Estes custos traduziram em benéficos superiores a 70 mil milhões.

Contudo, presume-se que a procura do Gás Natural por entidades com capacidade de crédito atraia o financiamento de projectos ao longo da cadeia, fazendo com que o Estado deixe de financiar o desenvolvimento de infra-estruturas de gás (implantação de gasodutos), a partir das suas receitas fiscais ou da emissão de obrigações. O *Project Finance* (e outras soluções de financiamento para infra-estruturas como BOT, DBOT) possibilita o financiamento de projectos com base no balanço patrimonial e garante a governança necessária para permitir o fornecimento confiável e garantir a compra.

O PDG identifica alternativas de interligação entre as bacias por gasodutos, bem como o transporte de gás natural liquefeito até unidades de regaseificação (LNG, camiões-cisternas) para a oferta ao mercado local, como oportunidades de investimento.

7. QUADRO LEGAL E REGULATÓRIO

A regulação do Sector do Gás Natural em Angola passa, num primeiro plano, pelo seu enquadramento constitucional. O artigo 16.º da Constituição consagra que os recursos naturais, sólidos, líquidos e gasosos existentes no solo, subsolo, no mar territorial, na Zona Económica Exclusiva (ZEE) e na Plataforma Continental, sob jurisdição de Angola são propriedade do Estado, que determina as condições para a sua concessão, exploração e produção nos termos da lei e do direito internacional.

O regime jurídico aplicável às actividades petrolíferas em Angola consta essencialmente da Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro — Lei das Actividades Petrolíferas (LAP). A referida lei dispõe no seu artigo 73.º a obrigatoriedade do aproveitamento do Gás Natural e a proibição da sua queima, excepto por um curto período e quando necessário para ensaios ou outras razões operacionais. Os princípios que asseguram a realização das operações petrolíferas definidos na LAP concretizam-se na legislação complementar de natureza regulamentar, designadamente o Decreto n.º 1/09, de 27 de Janeiro, Lei n.º 5/19, de 18 de Abril — Lei que altera a Lei das Actividades Petrolíferas, e o Decreto n.º 1/09, de 27 de Janeiro — Regulamento das Operações Petrolíferas.

Face a necessidade de mitigação dos riscos ambientais decorrentes da queima do gás e a oportunidade de obtenção de receitas por via da sua monetização, em 2007 foi aprovada a Resolução n.º 17/07, de 25 de Abril, da Assembleia Nacional, que autorizou o Governo a legislar sobre o quadro jurídico-legal da exploração de Gás Natural no âmbito do Angola LNG sobre a concessão petrolífera para a avaliação, desenvolvimento e produção de Gás Natural. É assim que foi aprovado o Decreto-Lei n.º 10/07, de 3 de Outubro, que aprova a Implementação do Projecto Angola LNG e define o seu regime jurídico.

Convindo definir as regras e os procedimentos de acesso e exercício das actividades de armazenamento e transporte de Petróleo Bruto e Gás Natural, foi aprovada a Lei n.º 26/12, de 22 de Agosto.

Com a finalidade de dinamizar o desenvolvimento do Gás Natural e conceder incentivos fiscais para a atracção de investimento, foi aprovado o Decreto Legislativo Presidencial n.º 7/18, de 18 de Maio, que estabelece o Regime Fiscal Aplicável às Actividades de Prospecção, Pesquisa, Avaliação, Desenvolvimento, Produção e Venda de Gás Natural em Angola.

Para o incentivo ao investidor no downstream, foi igualmente publicada a Lei n.º 10/21, de 22 de Abril, que estabelece os Princípios e as Bases Gerais do Investimento Privado, fixa os benefícios e facilidades aos investidores privados e os critérios de acesso aos mesmos, bem como os direitos, os deveres e as garantias dos investidores privados. Contudo, importa a ressalva dos diplomas legais complementares para o desenvolvimento do Gás Natural.

Entretanto, o quadro legal e regulatório acima descrito revela-se insuficiente para a materialização dos objectivos do PDG, o que impõe a sua revisão e complementação de modo a conciliar os interesses das empresas produtoras com as exigências e as expectativas dos consumidores do Gás Natural e as do Estado. Para tal, é essencial que aspectos tais como o preço do gás, localização das infra-estruturas, expansão de infra-estruturas/instalações de gás e acesso por terceiros, tarifas, corredores de serviço/passagem de gasodutos, regras de construção e segurança para as travessias especiais (cruzamento de estradas, canais, outros gasodutos, etc.) mereçam o devido enquadramento legal e regulatório.

Meta: Revisão e suprimento das lacunas do quadro legal e regulatório vigente (ACP).

Acções:

- a) Promover a regulamentação da indústria do gás, considerando o escoamento, tratamento, processamento, armazenamento subterrâneo, transporte, liquefacção, regaseificação e comercialização do Gás Natural, (ACP);
- b) Promover a atribuição de concessões para a exploração e produção de Gás Natural e a importação sempre que necessário (ACP/AMP);
- c) Promover a regulamentação da actividade de armazenagem subterrânea do Gás Natural no mar e em terra (ACP);
- d) Identificar as responsabilidades na cadeia de valor (investidor, O&M rede de gasoduto e infra-estruturas, comercialização do gás local).

O quadro regulatório será revisto com base em três eixos fundamentais, nomeadamente o económico, social e ambiental, articulação institucional, de modo a atender o interesse das partes e as necessidades das gerações presentes, futuras e impacto esperado.

8. IMPACTO ESPERADO E SUSTENTABILIDADE

O Plano Director do Gás Natural é a estratégia para promover o desenvolvimento sustentável dos recursos de Gás Natural e a sua utilização no mercado interno, a fim de se obterem maiores benefícios para o País e para a população. Assim sendo, o PDG será um verdadeiro impulsor do desenvolvimento sustentável da cadeia do Gás Natural e da economia do

País. Com a implementação do PDG espera-se atrair grandes empresas e investimentos superiores a 30 mil milhões de dólares e benefícios acima de 150 mil milhões de dólares, a geração de milhares de empregos, crescimento das indústrias de 1.ª, 2.ª e 3.ª geração, considerando os investimentos na cadeia de valor do Gás Natural, ou seja, desde a exploração ao consumidor final.

O desenvolvimento industrial de Angola deverá ter em conta o uso do Gás Natural como fonte de energia acessível, segura, sustentável, bem como matéria-prima para indústria petroquímica.

8.1. Sustentabilidade Económica

Para o alcance das metas relativas ao mercado local, a regulamentação deve considerar o lucro e custo do promotor e do consumidor, reflectido no preço do gás. Para isso, poderão ser usados mecanismos de definição do preço como o «*netback*», entre outros. Por exemplo, é fundamental que o preço de venda do gás para produção de fertilizantes garanta a margem de lucro do investidor. Outrossim, é fundamental garantir que o preço de gás para o consumidor final seja suficientemente reduzido que permita a sua aplicação com uma intervenção mínima por parte do Estado em matéria de subsídios.

A figura abaixo ilustra os preços actuais do Gás Natural, gás butano, gasóleo, fertilizante e energia eléctrica no mercado angolano, com base no valor energético²⁵, reflectidos no consumidor final.

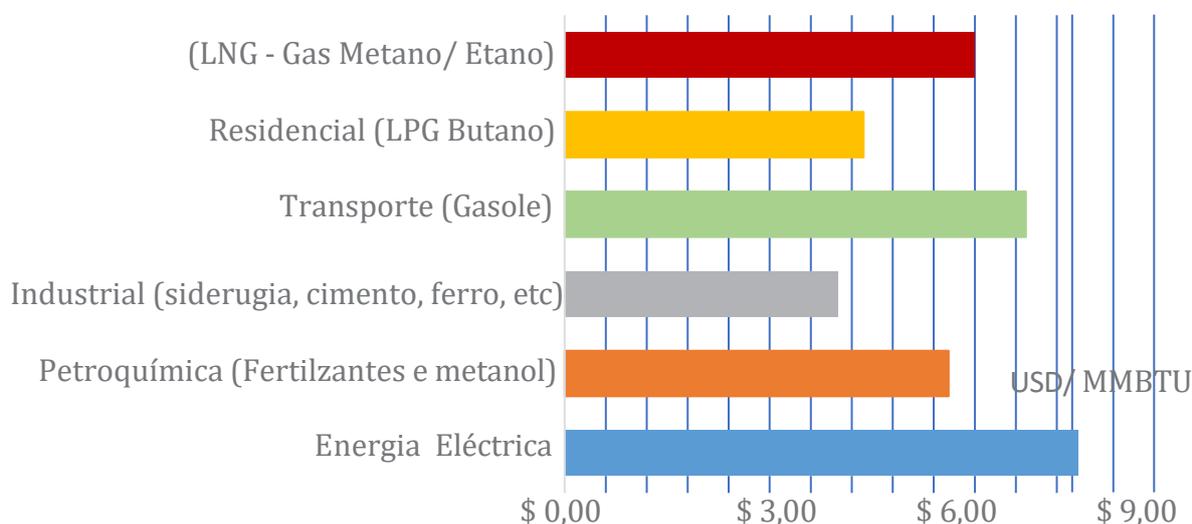


Gráfico 24 - Preços dos Produtos em Angola, com base no Valor Energético. Fonte: * Pública

OBS (*): Os custos destes produtos derivados do Gás Natural, deverão ser validados pelos ministérios de tutela.

²⁵ Para o cálculo dos preços reflectidos no consumidor, usou-se os seguintes factores: Gasóleo - LHV (29.2 litros por MMBTU) @ 135 Kz/Litro; Fertilizantes \$160 por Tonelada; Electricidade (293.8 kWh por MMBTU) @ 15 KZ/KWh (\$0.02 per KWh); indústria: ferro, cimento, vidro, etc. \$ (HOLD) por tonelada. Gás Butano (21.3 kg por MMBTU) @120 kz/kg.

Os preços e as tarifas dos sectores consumidores em Angola, acima ilustrados, são considerados não atractivos para os produtores em comparação com os do mercado internacional. Historicamente, a inviabilidade comercial do Gás Natural doméstico tem desencorajado o investimento nos projectos de gás, devido a não garantia de retorno desses investimentos.

Para efeitos de comparação entre os preços locais e internacionais, ver a figura abaixo:

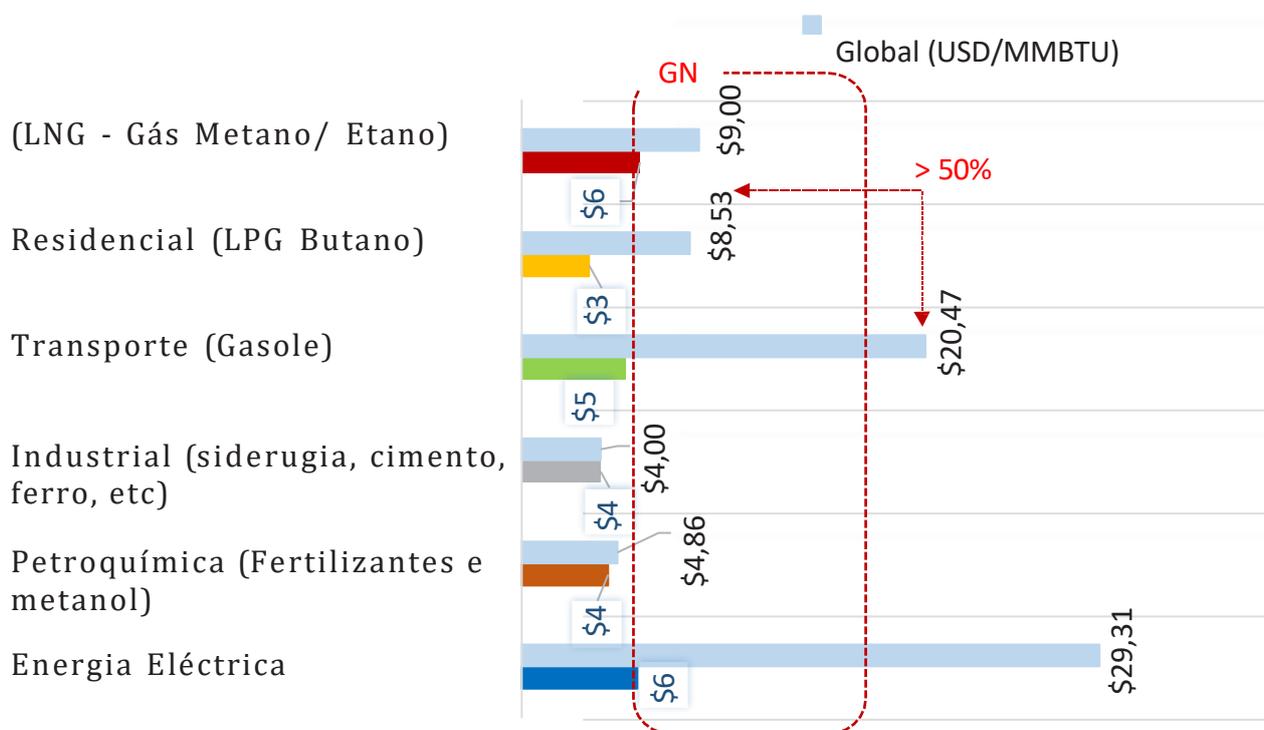


Gráfico 25 - Comparação do Preço do Consumidor Local (Angola) vs. Internacional pelo valor energético (USD/MMBTU)

Conforme mostra a figura acima, a compra do Gás Natural no mercado global para a comercialização em Angola, ao preço pago pelo cliente final tem retorno negativo. Observa-se também que os preços do consumidor local são inferiores aos preços globais²⁶ dos variados sectores, essencialmente para os da energia eléctrica e transporte (gasóleo).

O uso do Gás Natural nos Sectores Energético, Industrial e outros, em substituição dos combustíveis líquidos, mostra-se mais atractivo pelo facto de reduzir os custos em mais de 50%. O preço do Gás Natural é mais competitivo em comparação com as outras fontes de combustível. Porém, o preço baixo dos produtos comercializados no mercado local, decorrente da subvenção, desincentiva o investimento privado devido a inexistência de margem de retorno.

Ainda assim, mesmo sem incentivos, o preço global do Gás Natural é mais atractivo que o do gasóleo, daí a recomendação do seu uso em substituição deste.

²⁶ Preço Global é considerado de acordo ao preço de venda a grosso ALNG (LPG, LNG) e fontes públicas sobre o mercado de fertilizantes, combustíveis e energético.

A tarifa do Gás Natural deve considerar os custos de transporte e de distribuição que serão objecto de uma política de regulação a cargo da entidade reguladora competente. Preconiza-se para o incentivo ao desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural uma regulamentação que promova o investimento.

8.1.1. Preço Local do Gás Natural

O preço do Gás Natural para o consumo local deve incentivar o seu uso nos Sectores Petroquímico, Energético, Industrial, Transporte, Residencial e Comercial. A formação de preços deve proporcionar confiança e transparência, tanto ao comprador como ao vendedor, de forma a permitir o comércio efectivo e o crescimento do mercado, ou seja, o preço deve ser concorrencial, de modo a incentivar o produtor a vender o gás natural no mercado local.

Igualmente, o preço do gás poderá estar reflectido no produto do consumidor/cliente final, quer seja o preço dos produtos adquiridos localmente ou exportados, tais como: fertilizantes, metanol, produtos industriais, tarifa eléctrica, etc.

Entende-se que a exportação do excedente desses produtos provenientes do Gás Natural irá permitir a arrecadação de divisas e o retorno do investimento. Com isso, reconhece-se a necessidade de tornar competitivo o mercado doméstico em termos de preço, considerando a venda do LNG produzido em Angola para os mercados mais atractivos, o que poderá impactar negativamente na industrialização do País.

Para a industrialização do País, espera-se que seja alcançado um consumo de até 30% do Gás Natural excedentário, a curto e médio prazos. O Gás Natural para a produção de fertilizantes, metanol ou indústria deve ter prioridade sobre a exportação de energia e deve ser regulado. Porém, as grandes centrais eléctricas, que tenham excedente para a exportação de energia, terão de competir pelo preço do Gás Natural através de um leilão ou de um outro modelo por definir, (ver gráfico abaixo). Espera-se que o fornecimento de Gás Natural para a industrialização do País, atinja, a curto-médio prazos, um consumo de até 30% do total do Gás Excedentário e seja adquirido a um preço regulado, semi-regulado ou livre (ver gráfico 23, acima), que viabilize as indústrias, podendo esta quantidade de gás aumentar na medida em que crescem as infra-estruturas para o consumo doméstico, de formas a mitigar a dispersão dos recursos e melhor otimizar a utilização das infra-estruturas e investimento de capital das mesmas.

Entende-se que, o desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural a curto, médio e longo prazos permitirá reduzir significativamente a importação de vários produtos essenciais para Angola e, ao mesmo tempo, permitir o seu crescimento industrial. Para o alcance desse objectivo, alguns modelos económicos para a atracção do promotor encontram-se descritos abaixo:

- i.* Preços regulados de acordo a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) do Produtor ou fornecedor do gás;
- ii.* Preços regulados de acordo com a indexação ao preço de venda dos produtos como: fertilizantes, metanol e tarifa de energia.

A tarifa de incentivo para motivar o investidor poderá ser, em alguns casos, a variação do preço com base no Índice de Preço do Consumidor (IPC), subtraído da meta de produtividade (X) e adicionado a uma contingência (Y).

i. $(\Delta P = IPC - X + Y)$;

ii. Preço regulado de acordo com a indexação aos líquidos.

Os preços considerados nos modelos supracitados podem ser classificados como ilustra a figura a seguir, sendo aplicados de acordo aos sectores estratégicos para a industrialização e desenvolvimento do País.

Espera-se que o fornecimento de Gás Natural para a industrialização do País atinja, a curto-médio prazos, um consumo de até 30% do total do Gás Excedentário e seja adquirido a um preço regulado, semi-regulado ou livre (ver gráfico 23, acima), que viabilize as indústrias, podendo esta quantidade de gás aumentar na medida em que crescem as infra-estruturas para o consumo doméstico, de formas a mitigar a dispersão dos recursos e melhor otimizar a utilização das infra-estruturas e investimento de capital das mesmas.

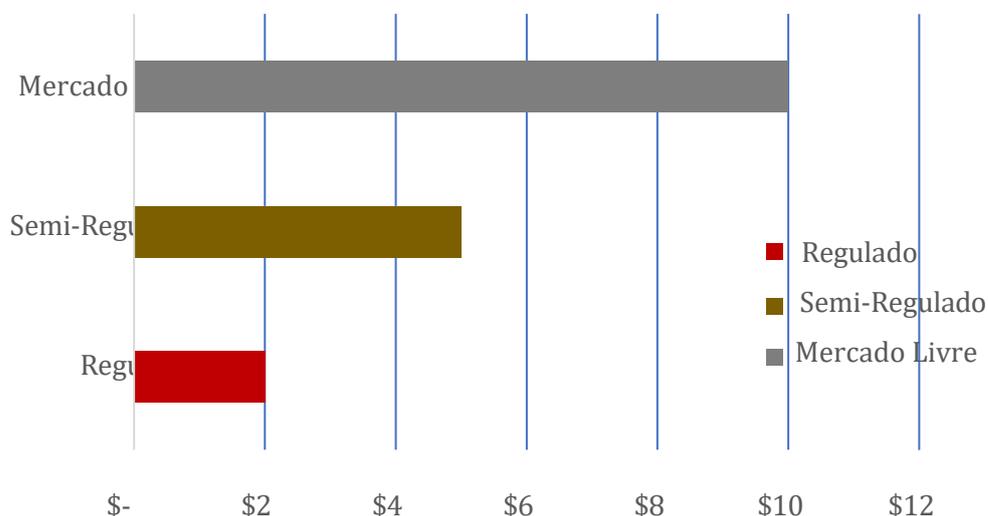


Gráfico 26 - Classificação e previsão da regulamentação do preço do Gás Natural.

Preços Regulados — visa o desenvolvimento de sectores chaves para o País em que o produto final tem um preço baixo em comparação aos demais sectores, como fertilizantes. Preços regulados com base na obrigação de gás doméstico (DOMGAS) por acordos entre o Estado/Concessionária (ANPG) e investidores da cadeia.

Preços Semi-Regulados — visa o desenvolvimento de projectos nos sectores energéticos e combustíveis onde o preço final pago pelo consumidor permite uma margem de lucro maior. Este preço poderá estar entre o preço de produção e o *netback*.

Preços em Mercado Livre para permitir o comércio livre entre fornecedor e cliente e o incentivo ao investimento privado. Este preço deve ser igual ou superior ao *netback*.

8.1.2. Preço Global do Gás Natural

Os preços mundiais de petróleo e Gás Natural estão sujeitos a grandes incertezas associadas à oferta e procura. De acordo com a IEA²⁷ «LNG Market trends and implications», a entrada de possíveis novos fornecimentos de GNL/LNG da América do Norte, Austrália, bem como

²⁷ IEA — International Energy Agency.

Sudeste da Ásia e Qatar, trará mais de 100 bilhões de metros cúbicos (bcm), que podem alterar a procura e afectar os preços no mercado internacional e mantê-los relativamente baixos dentro dos próximos 5 anos. Porém, de acordo com as necessidades energéticas e outras utilizações dos grandes consumidores de Países asiáticos (Japão, Coreia, China e Índia), europeus, e ocorrências como furacões no mar do Golf do México, os preços globais e regionais do gás poderão ser influenciados.

De acordo com o estudo da *Global and Russian Energy Outlook 2010-2040*, o mundo está a testemunhar uma transformação dos vários sistemas regionais de preços de gás, principalmente devido à expansão gradual do comércio com base na competição «gás-a-gás». Todavia, mais de 60% do Gás Natural no mundo ainda é vendido a preços regulados, a preços indexados ao petróleo ou a preços estipulados por outros mecanismos.

A regionalização dos preços do mercado de gás está a tornar-se mais acentuada, devido, não apenas aos mecanismos de regulação de preços, mas também a outros pressupostos como: os níveis de preços, considerando i) preços baixos estabelecidos nos últimos anos no mercado spot dos EUA, devido à produção doméstica de baixo custo; ii) preços médios fixados no mercado europeu, com preços híbridos (cerca de metade do gás é fornecido a preços indexados à vista e a outra metade ligada aos preços de derivados de petróleo) e devido a um excesso de fornecimento temporário de gás; e iii) preços altos observados no mercado asiático, onde as negociações são realizadas principalmente com referência ao preço do petróleo.

A maioria dos Países em desenvolvimento obviamente manterá os preços com base na regulamentação do governo para volumes significativos de gás a comercializar em seus mercados domésticos.

A figura abaixo ilustra a previsão de preços de gás e estima-se que a Europa e a região Ásia-Pacífico conhecerão um aumento notável dos mesmos. Nessas circunstâncias, o mercado norte-americano estará numa faixa de preço determinada pela sua própria produção.

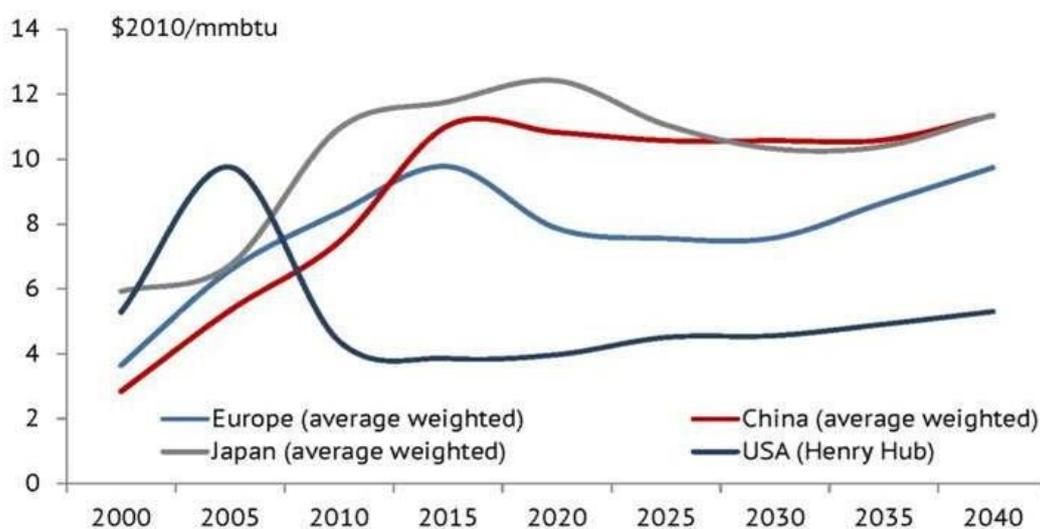


Gráfico 27 - Previsão do preço médio ponderado de gás por mercado regional, cenário base. Fonte: ERI RAS- 2040

Acções:

- a) Estabelecer a regulamentação do preço do Gás Natural²⁸, considerando o consumidor local (tarifa de energia, preço dos fertilizantes, gás combustível, etc.) (ACP);
- b) Garantir o acesso ao mercado livre para compra, venda e transporte do Gás Natural para o uso energético e não energético, considerando modelos económicos actuais (ACP);
- c) Estudar a operação do modelo de bolsa de valores do Gás Natural como plataforma de compra e venda do gás, considerando o leilão de volumes do Gás Natural e outros modelos como contratos bilaterais, processo de alocações o fornecimento do Gás Natural a determinado preço (ACP);
- d) Elaborar estudos sobre taxas a aplicar aos rendimentos, bem como políticas de incentivos para os projectos com vista a maximizar o rendimento do Estado (ACP);
- e) Promover incentivos ao desenvolvimento do Gás Natural, para o uso nas centrais térmicas e transportes, considerando a oportunidade de redução dos custos com o combustível em mais de 50%, (ACP/AMP);
- f) Expandir as infra-estruturas a um preço viável para as indústrias, a medida que crescem as necessidades de Gás Natural para o consumo doméstico (ACP/AMP);
- g) Envolver o Ministério dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás, o Ministério das Finanças, o Instituto Regulador de Derivados do Petróleo, a ANPG e outros órgãos para estabelecer o regime de taxas, tarifas e preços a aplicar na cadeia de custos inerente ao exercício da actividade.

8.1.3. Estrutura Comercial e Movimentação do Gás Natural

A ANPG é a entidade promotora e reguladora para a exploração, produção, fornecimento, transporte, armazenamento, processamento e monetização do Gás Natural. As obrigações de gás doméstico pelos Operadores, a nível contractual, e disponibilidade de gás comercial até 30% do volume, permitirão a agregação de volumes e a consolidação da oferta e/ou procura, viabilizando o investimento em novos gasodutos.

A semelhança do Sector Eléctrico, que é de rede, onde existem entidades separadas para a produção e venda, transporte, comercialização e distribuição, o Sector do Gás Natural em Angola evoluirá para a mesma estruturação. Nesse sentido, os produtores de gás poderão vender o Gás Natural no ponto de entrega/polo²⁹ determinado ou aprovado pela ANPG. Por sua vez o operador da rede de transporte levará o gás para os diferentes utilizadores e assim satisfazer a necessidade do mercado a jusante, ver figuras 32 e 33.

²⁸ Regulamentação do preço do gás considerando preços regulados, semi-regulados e livres, com base no índice do consumidor local, custo de produção, transporte, *netback*, entre outros.

²⁹ *Hub* de Gás ou Polo agregador (Físico ou Virtual) — O conceito *hub* é usado a nível global, servindo assim como ponto de compra e venda de Gás Natural e índice do preço do gás. A celebração de contratos com os produtos (locais ou internacionais) cria o equilíbrio não só no fornecimento de gás, mas também no índice de preço, podendo assim ter maior controlo sobre variação do mercado e distribuição de Gás Natural doméstico para alcance das metas. As actividades de produção e gás excedentário agregado em Cabinda e Soyo, constituem 2 polos de agregação com significativa existência infra-estruturas, sendo a fonte de fornecimento de gás doméstico para: Energia Eléctrica; futuro Desenvolvimento industrial da Região Norte; Desenvolvimento Petroquímico (Metanol, Amónia) e fertilizantes; com a procura de gás na Região Centro e Sul, poderão ser criados outros polos de agregação.

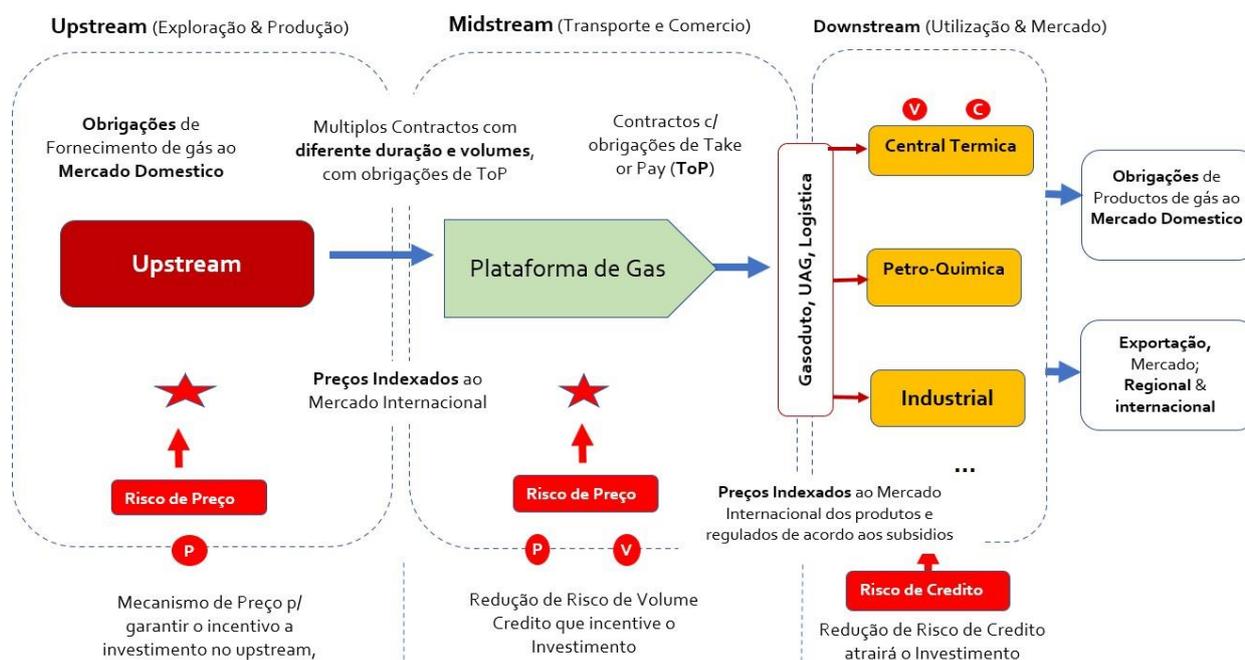


Figura 27 – Modelo de Funcionamento no Segmento da Cadeia de Valor

A flexibilidade das fontes de produção de energia (hídrica, renovável e *dual-fuel*) atenua o risco de volume criado pelos diferentes períodos de entrada de projectos e novo volume de oferta do *upstream* para a cadeia de consumidores, no *downstream*.

A ANPG regula o fornecimento de gás, obrigações de gás doméstico e mitiga o risco de preço. Deverá assegurar-se que, em caso de subida dos preços dos produtos acabados no mercado internacional, o Estado reduza a atribuição de subsídios. Os distribuidores estatais de adubos utilizarão a produção nacional para substituir as importações, comprando assim a preços ligados aos mercados internacionais o que não introduz riscos adicionais (isso representará uma poupança palpável). Alternativamente, para outros projectos (Ex: siderurgia — Sector Mineiro) o preço de venda do gás natural do *upstream* ao mercado também poderá estar indexado aos preços internacionais dos produtos acabados, transferindo o risco da entidade estatal para o segmento *upstream*.

Porém, por determinação do Governo/MIREMPET, caberá a ANPG disponibilizar o gás no mercado nacional, considerando o Plano de Desenvolvimento Nacional (PDN) e suas metas. Todavia, o acesso à rede de transporte e distribuição de gás por terceiros (gás importado e distribuidoras) deverá ser livre e regulado para garantir a competitividade do preço.

Nesta conformidade, o Plano Director do Gás Natural observará princípios que, pela sua natureza, são decisivos para o desenvolvimento sustentável do País, com implementação de um sistema de gestão eficiente e redução de monopólios. A figura a seguir ilustra um modelo mais detalhado de fornecimento e gestão de gás.

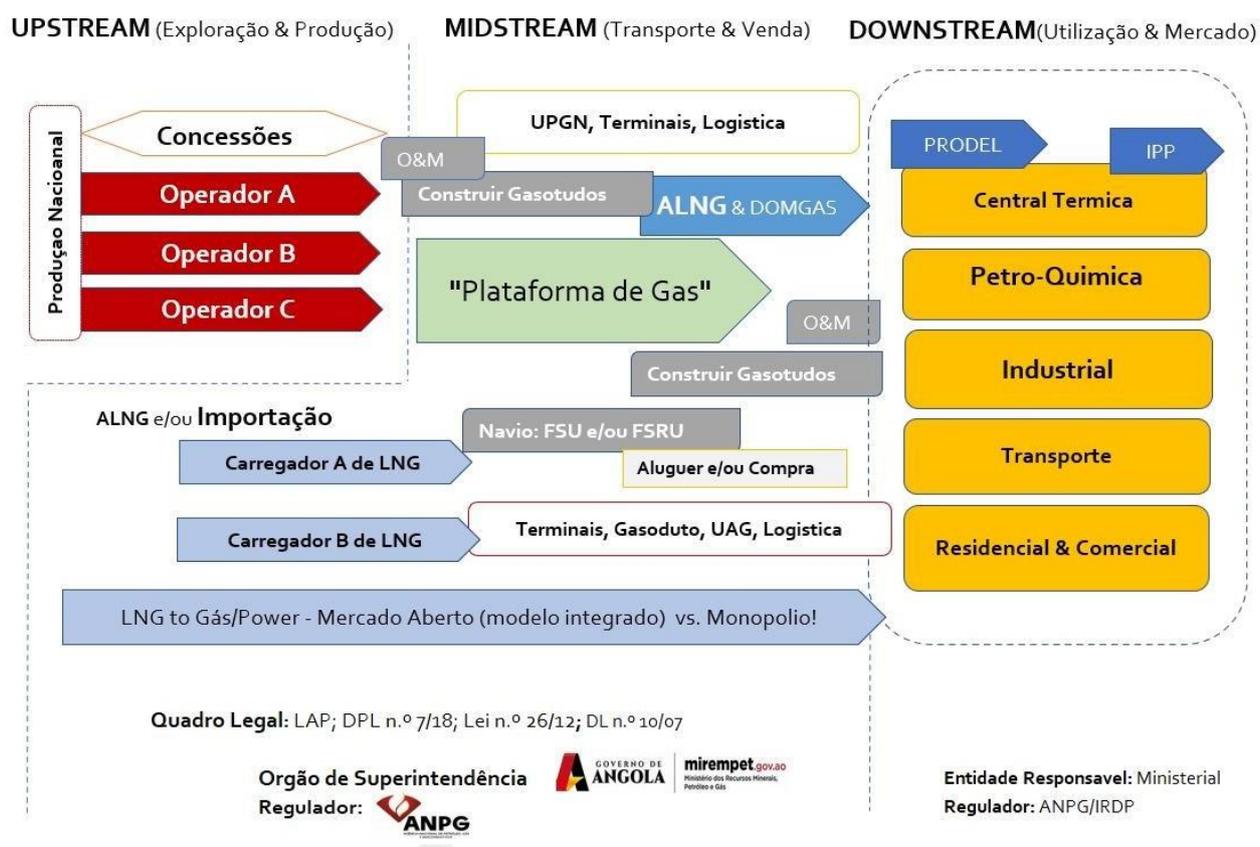


Figura 28 - Modelo de fornecimento e Gestão de gás. Fonte: ANPG

Para além do polo de gás, existe a oportunidade de investimento privado no fornecimento de gás para o Sector Energético, como por exemplo «Power Purchase Agreement» (PPA) ou «LNG to Power», bem como a criação de infra-estruturas de transporte, para o fornecimento de Gás Natural à indústria e a outros sectores.

Porém, deve-se considerar sempre os prazos, períodos e existência de gás produzido pelos Operadores locais. Os investidores privados poderão apresentar soluções de financiamento integrado para a entrega do gás até aos consumidores finais e a ANPG promoverá o ambiente regulatório para o investimento, podendo aprovar o gestor do mercado/plataforma (comercialização, local e infra-estruturas).

A importação de Gás Natural em Angola, quer seja seco ou liquefeito, deverá ser regulada de forma a garantir o escoamento da produção local e a redução da importação para o benefício económico do País. O MIREMPET e a ANPG devem garantir a regulamentação da importação de Gás Natural sempre que viável, a fim de permitir o uso eficiente dos recursos de hidrocarbonetos.

8.1.4. Gestão da Movimentação do Gás Natural

A distribuição de funções e responsabilidades no segmento do midstream terá um impacto crítico na atractividade do investimento no interesse do investidor privado. A figura abaixo ilustra o modelo de gestão do fornecimento de gás e infra-estruturas afins.

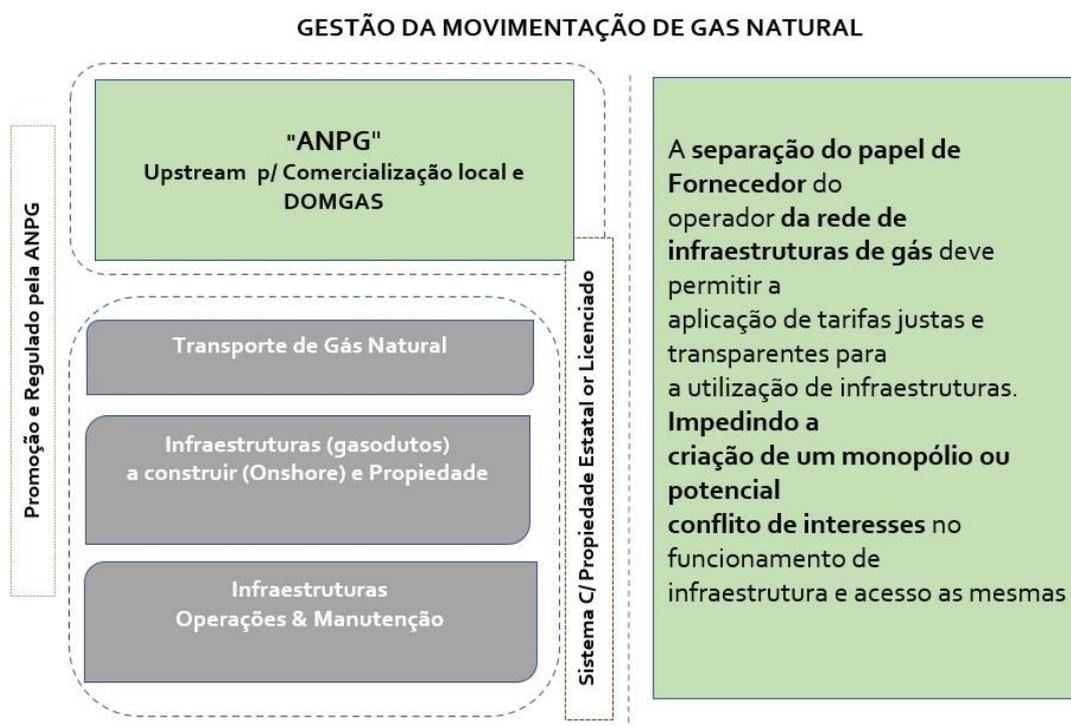


Figura 29- Gestão e Movimentação de Gás Natural ao Mercado Doméstico,

Essa estrutura de gestão do Gás Natural apresenta-se adequada para a fase inicial do mercado doméstico de Gás Natural para estimular o seu crescimento. Todavia, a estrutura deve ser revista ao longo do tempo e adaptada a evolução da indústria.

A ANPG é a entidade promotora e reguladora para o fornecimento de gás doméstico e pela gestão eficiente e responsável dos recursos de Gás Natural de forma a maximizar a criação de valor para o Estado, e seus projectos estruturantes.

Considerando a disponibilidade de gás registada pela ANPG, a mesma garantirá a acumulação de volumes de gás de vários blocos fornecedores, obrigações de gás doméstico e promoverá fórum com o operador da rede de gasodutos e transporte de forma a viabilizar e construir infra-estruturas de gás eficientes e sustentáveis. A ANPG autorizará a construção e operações de gasodutos de escoamento, transporte, unidades de processamento, centrais petroquímicas e centrais de liquefação. As infra-estruturas de gás geradoras de benefícios económicos e sociais para o Estado, tais como projectos estratégicos e prioritários que merecerão o investimento e financiamento do Estado, por meio de empresas públicas (Sonagás e Energias Renováveis), público-privadas, ou outros meios aplicáveis.

A separação do fornecedor de gás e o operador da rede de gás permitirá a aplicação de tarifas justas e transparentes para a utilização de infra-estruturas, para impedir a criação de um monopólio ou potenciais conflitos de interesses no funcionamento de infra-estrutura e acesso as mesmas. A estrutura comercial representada na figura acima, é consistente com a actividade da entidade SOMG ou Sonagás, para a operação e manutenção de gasodutos, de forma separada da comercialização do Gás Natural.

A gestão das operações³⁰ e infra-estruturas deve ser definida considerando o carregamento e transporte de gás para um polo do gás (único ou regional). As estruturas e políticas devem encorajar a concorrência a todos os níveis, excepto quando existam monopólios naturais, por exemplo, portos, terminais e gasodutos onde o acesso de terceiros deve ser disponibilizado utilizando mecanismos reguladores que sejam justos e permitam a transparência e a concorrência.

O gestor da plataforma de gás, ANPG, em articulação com o operador da rede, deverá continuamente executar análises de procura, alinhada com o Plano Geral de Necessidades de Gás (PGNG), para garantir futuros contratos de Gás Natural a curto, médio e longo prazos, que justifiquem investimentos no transporte e distribuição do Gás Natural por gasodutos ao longo do País e actualização do Plano de Expansão da Rede de Transporte e Distribuição de gás (PERTD).

A garantia de fornecimento do Gás Natural, livre de interrupções a longo prazo, é preferível, pelo que se incentiva o investimento público ou privado em infra-estruturas, assegurando o retorno esperado.

Os projectos considerados prioritários (Sector Mineiro, Petroquímico, Industrial e Energético) identificados como os geradores de maiores benefícios para o Estado devem apresentar as seguintes condições:

- a) O volume total de gás em MMSCFD pretendido durante um período de 20 anos;
- b) O preço do gás em USD/MMBTU e mecanismo de variação anual do preço do gás;
- c) O volume de produção dos diversos produtos acabados, em toneladas ano;
- d) A localização de implementação do projecto, considerando os incentivos ao investimento privado;
- e) Qualificações técnicas e financeiras.

Acções:

- a) Garantir as obrigações de DOMGÁS e promover a disponibilidade do Gás Natural pelas Operadoras ao polo de Gás, cabendo a esta, por notificação da ANPG e/ou órgão competente (MIREMPET), considerar a venda aos projectos estratégicos no mercado nacional e a preço regulado, semi-regulado ou livre (ACP);
- b) Esclarecer as responsabilidades dos diferentes sectores que participam ou têm interesse no mercado de gás, para garantir maior impacto e abrangência das decisões de investimento, principalmente nos projectos de Gás Natural à jusante da cadeia (ACP);
- c) Coordenar e aprovar tarifas para o uso de gasodutos de acordo com o investimento (público, público-privado ou privado). Garantir que as regras de funcionamento sejam claramente definidas, públicas e que forneçam acesso a todos os potenciais usuários do sistema de gasodutos (ACP/AMP);

³⁰ Para Operações dos gasodutos, existe a SOMG constituída em 2009 — Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos: responsável pela operação dos gasodutos e pelo transporte de gás e líquidos de Gás Natural para a fábrica de gás, a partir de plataformas de produção ao largo da costa angolana, bem como entre ALNG a Central de Ciclo combinado do Soyo, CCCS.

- d) Assegurar a utilização das receitas, alocando-as onde forem necessárias de forma que o uso do Gás Natural contribua para a diversificação da economia, criação de valor acrescentado para a indústria e demais sectores, como o apoio para o desenvolvimento das áreas de suporte e logística (ACP);
- e) Identificar as necessidades e locais de implantação das infra-estruturas. Definir como serão criadas as infra-estruturas necessárias para a expedição do Gás Natural (gasodutos, portos, estradas e aeroportos) a tempo de satisfazer as necessidades das comunidades que vão hospedar esses empreendimentos;
- f) Coordenar, com o sector que trata da planificação da electricidade, entre outros, o desenvolvimento de infra-estruturas para o fornecimento de gás (ACP);
- g) Propor o modelo prático e transitório de inclusão de pequenas e médias empresas locais na cadeia de fornecimento e distribuição do Gás Natural (ACP);
- h) Garantir, através da coordenação ministerial, a construção em terra (no Cuanza-Sul, Benguela ou Namibe), de uma planta de processamento e fornecimento do Gás Natural (ACP);
- i) Orientar a participação do Sector Financeiro na realização dos investimentos locais necessários de modo que a economia continue a crescer de forma sustentável com a participação das empresas nacionais (pequenas e médias empresas), (ACP);
- j) Promover parcerias com as empresas interessadas e com *know-how* reconhecido na área do Gás Natural, considerando a complexidade tecnológica e o investimento elevado (ACP);
- k) Envolver e dar a conhecer aos Governos e Administrações Locais o processo de expansão da rede de gasodutos, tendo em conta o acesso a terra;
- l) Promover a constituição da Comissão Intersectorial de Acompanhamento da implementação e monitoramento do Plano Director do Gás (ACP);
- m) Criar quadro regulatório para o desenvolvimento de Gás Natural por meio do financiamento, créditos bancários (mercado capital) e permitir o investimento de empresas nacionais e estrangeiras, na implementação do projecto do PDG (ACP).

8.2. Sustentabilidade Social

8.2.1. Capital Humano e Conteúdo Local

A sustentabilidade da actividade de extracção dos recursos minerais passa por um equilíbrio entre as esferas social, económica e ambiental. A política para o desenvolvimento do conteúdo local e do capital humano é um dos destaques do Plano de Desenvolvimento Nacional (PDN 2018-2022) e a Lei n.º 271/20, de 20 de Outubro (Conteúdo Local do Sector Petrolífero).

A implementação das políticas sobre o desenvolvimento do conteúdo local e do capital humano requer uma intervenção de vários actores do Sector do Gás Natural para que as oportunidades de participação estejam garantidas aos angolanos, cuja capacitação profissional constitui um ingrediente essencial para esse efeito. Igualmente, as companhias nacionais prestadoras de bens e serviços deverão esforçar-se para fortalecerem as suas capacidades de servir toda cadeia de valor do Gás Natural.

Os serviços das empresas com mão-de-obra nacional deverão ser priorizados de forma a elevar o nível de vida das populações e rentabilidade das empresas. Portanto, um desenvolvimento contínuo das competências dos quadros nacionais no domínio do Gás Natural é crucial para a implementação exitosa do PDG, que deverá ser precedido de um programa de formação cuja implementação deve ter início imediatamente após a aprovação do PDG, mas que não se limite ao seguinte escopo:

- a) Garantir quadros suficientes e qualificados para o sector;
- b) Dar resposta adequada e suficiente para a angolanização durante a implementação do PDG;
- c) Criar uma academia especializada para a formação na cadeia completa do gás e seus derivados, devendo ser tutelada pelo MIREMPET;
- d) Garantir Programa de Desenvolvimento Comunitário e responsabilidade social corporativa.

A execução do Plano Director do Gás Natural trará novos investimentos em infra-estruturas e deve acautelar a utilização dos produtos internos sempre que disponíveis a preços competitivos. As Indústrias Mineira e Petroquímica deverão criar as condições para que os seus produtos sejam usados localmente, aumentando assim o valor agregado e reduzindo os custos de importação.

Acções:

- a) Garantir a formação técnica e profissional dos angolanos, considerando as especialidades necessárias para o desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural (ACP);
- b) Promover um currículo integrado, visando o desenvolvimento do Gás Natural, incluindo parcerias com instituições académicas e profissionais, para a integração nas actividades da cadeia de valor do Gás Natural (ACP/AMP);
- c) Criar capacidade profissional interna especializada e serviços para operar e gerar emprego para os nacionais e garantir a manutenção dos equipamentos e demais infra-estruturas (ACP/AMP);
- d) Garantir para que o desenvolvimento das descobertas de Gás Natural, a construção de gasodutos e de outras infra-estruturas concorram para o desenvolvimento das cidades próximas das zonas de operações (ACP/AMP);
- e) Promover a inclusão de pequenas e médias empresas e mecanismos adequados que estimulem o uso do Gás Natural para o desenvolvimento da cadeia de valor (ACP/AMP);
- f) Criar estímulos ao desenvolvimento do Gás Natural através do financiamento, via crédito bancário, considerando a entrada de empresas no mercado de capitais (títulos, fundos), de modo que investidores nacionais e estrangeiros possam participar na implementação dos projectos de Gás Natural (ACP/AMP);

- g)* Promover a participação do cidadão e das empresas locais na construção de infra-estruturas, nomeadamente terminais, estradas, gasodutos, caminhos-de-ferro e centrais térmicas, para o transporte e distribuição do gás ao consumidor (ACP/AMP);
- h)* Assegurar e/ou monitorar a implementação do Decreto Presidencial n.º 271/20, sobre o Conteúdo Local no Sector dos Petróleos.

8.2.2. Impacto Esperado Socioeconómico

Com o alcance das metas e execução das acções, espera-se um ambiente de negócio sustentável com os seguintes indicadores: i) quadro regulatório que promova o desenvolvimento da Indústria do Gás Natural; ii) incentivo contínuo ao investimento das partes interessadas.

Neste contexto, apresentam-se alguns dos impactos esperados:

- a)* Aumento da oferta de matéria-prima, produtos e subprodutos para a indústria e comércio a preços mais competitivos;
- b)* Redução dos custos de importação face a maior utilização do Gás Natural;
- c)* Maior disponibilidade de divisas face à redução da importação do diesel e dos produtos derivados da indústria petroquímica;
- d)* Gestão macroeconómica sólida e estável, considerando a redução da importação de outros combustíveis líquidos e produtos petroquímicos (fertilizantes, metanol e olefinas), com efeito multiplicador no Sector Agrícola e serviços de apoio à indústria;
- e)* Equilíbrio na balança de pagamento com a exportação de produtos dos sectores em crescimento;
- f)* Investimento em infra-estruturas para permitir a prestação de serviços adequados aos projectos de desenvolvimento nacional. Criação de condições para transporte de Gás Natural por gasodutos, via rodoviária e ferroviária para os centros de procura;
- g)* Um sistema financeiro participativo e robusto que sustente a realização dos investimentos locais necessários;
- h)* Substituição das importações das matérias-primas, subprodutos e produtos para a indústria e comércio, a preços mais competitivos como resultado de uma maior oferta local;
- i)* Diversificação da economia com o fomento da agricultura e indústria, etc.;
- j)* Aumento da receita fiscal do Estado;
- k)* Aumento da oferta de energia eléctrica, que impactará na melhoria do bem-estar da população;
- l)* Desenvolvimento de projectos de Gás Natural existentes e novos;
- m)* Aparecimento de novos negócios de transporte e distribuição de Gás Natural;
- n)* Fomento e implementação de projectos petroquímico e industriais, etc.;
- o)* Fomento e implementação de empresas e projectos para a prestação de serviço no suporte ao funcionamento da cadeia de valor.

Com o desenvolvimento diversificado do Sector do Gás Natural, o País terá em funcionamento fábricas no Sector Industrial (Petroquímica, Siderúrgica e Cimenteira), infra-estruturas necessárias para o transporte, fornecimento e distribuição do Gás Natural, garantindo a participação de empresas locais e o fomento de emprego directo e indirecto, assim como a diversificação da economia nacional.

A substituição da gasolina ou gasóleo pelo Gás Natural nos transportes irá contribuir para uma melhor economia dos automobilistas por ter um preço mais acessível e simultaneamente reduz a poluição do meio ambiente, reduz as doenças respiratórias e outras associadas à baixa qualidade do ar.

8.3. Sustentabilidade Ambiental

A consciência ambiental é crucial para o desenvolvimento sustentável de qualquer actividade económica e as operações petrolíferas não fogem a essa regra. Nesse contexto, elas devem ocorrer em observação estrita do respeito e preservação da biodiversidade. Para tal, os projectos de exploração e produção de gás deverão ser executados em estrito cumprimento com a legislação vigente para a protecção do ambiente, assim como estarem em alinhamento com os Princípios do Equador de formas a contribuírem no alcance dos objectivos de Desenvolvimento Sustentável no geral e dos Acordos de Paris em específico.

As lições aprendidas dos incidentes/acidentes ocorridos na indústria petrolífera angolana e internacional demonstram que não haverá desenvolvimento sustentável do Sector Petrolífero, enquanto as respectivas operações danificarem o meio ambiente e colocarem em risco a vida das pessoas e os seus meios de subsistência, pelo que dever-se-á:

- i.* Promover a contínua monitorização da qualidade da água, ar e tratamento dos solos, considerando a recolha de amostras de análise dos parâmetros físico-químicos, biológicos e atmosféricos, tecidos de peixe, bem como Gases de Efeito Estufa, em colaboração com as instituições governamentais e respeitar a biodiversidade (AGP);
- ii.* Garantir a conformidade dos Estudos de Impacto Ambiental dos projectos de Gás Natural, considerando e não limitado ao traçado de novos gasodutos e infra-estruturas ao longo do País (ACP/AMP);
- iii.* Promover a pesquisa e a criação de medidas de mitigação voltadas à recuperação ambiental de áreas que passaram pelo processo de desactivação de instalações (ACP/AMP);
- iv.* Elaboração de um programa de redução do CO₂ de maneira a cumprir com os principais padrões internacionais e nacionais sobre a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) 2035, (ACP);
- v.* Garantir que todas as actividades da indústria do Gás Natural estejam em conformidade com as normas de segurança e protecção ambiental.

8.3.1. Impacto Esperado Ambiental

A substituição de combustíveis tradicionais, como gasolina e gasóleo nos transportes, centrais térmicas e geradores, pelo Gás Natural, contribuirá positivamente para a redução dos níveis de poluição atmosférica e, conseqüentemente, irá contribuir para a preservação ambiental.

Os impactos ambientais derivados da implementação de projectos dependem da sua localização, por esta razão, a definição dos locais poderá ser crucial para evitar ou minimizar impactos adversos. No entanto, é pertinente reforçar que qualquer que seja a localização dos projectos, deverão ser elaborados os estudos de impacto ambiental previstos por lei.

Como é sabido, a actividade petrolífera tem um potencial elevado para poluir o meio ambiente. Esta realidade não deverá constituir impedimento para o desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural, pelo histórico e aprendizado da indústria petrolífera angolana. O desenvolvimento do Gás Natural, cria uma oportunidade de redução de emissão de gases nocivos ao meio ambiente, e deverá ter como base as leis e regulamentos sobre impacto ambiental, bem como nos procedimentos de licenciamento e regulamentos de protecção ambiental, nomeadamente a Lei n.º 5/98, de 19 de Junho — Lei de Bases do Ambiente, Decreto Presidencial n.º 117/20, de 22 de Abril — Regulamento Geral da Avaliação de Impacto Ambiental e do Procedimento de Licenciamento Ambiental, e do Decreto n.º 39/00, de 10 de Outubro — Regula a Protecção do Ambiente no Decurso das Actividades Petrolíferas, para garantir a sua preservação, no que concerne a saúde, água, solo e subsolo, ar, flora e fauna, ecossistemas, paisagem, atmosfera e valores culturais, arqueológicos, estéticos e define o regime de protecção do ambiente a que ficam sujeitas as actividades petrolíferas, quer em terra quer no mar.

Nesta senda, o uso do Gás Natural deve ser visto também à luz da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas e do Protocolo de Quioto, onde Angola é membro e subscritor. Sendo o Gás Natural uma fonte de energia mais limpa em relação aos demais hidrocarbonetos, o seu uso, tanto como fonte energética e como matéria-prima, deve ser prioritário à luz da transição energética.

9. INTEGRAÇÃO REGIONAL

Os Países da Comunidade para o Desenvolvimento da África Austral (SADC) acordaram a necessidade de cooperar e desenvolver colectivamente projectos que sejam benéficos para a região, em conformidade com o Protocolo sobre Energia da SADC de 1996 (em revisão).

Nesta senda, durante a 38.ª Cimeira dos Chefes de Estado e de Governo da SADC, realizada na Namíbia, em Agosto de 2018, o Secretariado da SADC foi orientado para operacionalizar o Comité Regional do Gás e desenvolver o Plano Director de Gás Regional (PDRG).

Assim, o PDRG considerou previsões da procura de gás em 10 (dez) Estados-Membros da SADC, nomeadamente Angola, República Democrática do Congo, Malawi, Maurícias, Moçambique, Namíbia, África do Sul, Tanzânia, Zâmbia e Zimbabwe; e em 2 (dois) Países não membros da SADC, designadamente Etiópia e Quénia.

Angola tem a oportunidade de cooperação com os Países vizinhos, tais como a República Democrática do Congo, Namíbia e Zâmbia. O Gás Natural pode chegar a esses mercados por via rodoviária ou ferroviária, uma vez criadas as condições para o efeito. De igual modo, no âmbito da *Southern Africa Power Pool* (SAPP), a energia gerada pela Central de Ciclo Combinado do Soyo poderá ser integrada na rede de energia da África Austral.

Todas as acções acima mencionadas serão levadas a cabo, salvaguardando a estratégia de segurança das fronteiras marítima, terrestres e aérea a ser gizada pelo Ministério da Defesa de Angola.

Igualmente, existe a possibilidade de importação de Gás Natural (LNG, LPG) dos demais Países da SADC, a longo prazo, como exemplo, Moçambique (Bacia do Rovuma) cujos recursos e reservas estão estimadas em mais de 170 TCF.

O PDG de Angola está alinhado com os objectivos de desenvolvimento do mercado regional, a médio e longo prazos, com base nos seguintes pressupostos: i) Transporte de LNG do Soyo para zonas de procura interna através de infra-estruturas rodoviárias e ferroviárias; ii) Transporte de LNG através de meios convencionais ou de pequena escala para os nós de procura regional; iii) Transporte de LPG para a República Democrática do Congo, por via rodoviária ou ferroviária.

Porém, com base nas necessidades da Indústria Petroquímica (produção de fertilizantes e metanol) o uso de gás para sectores como transporte e indústria, a exportação de energia, por meio do gás, da Central do Soyo, poderá ser viável apenas a médio e longo prazos.

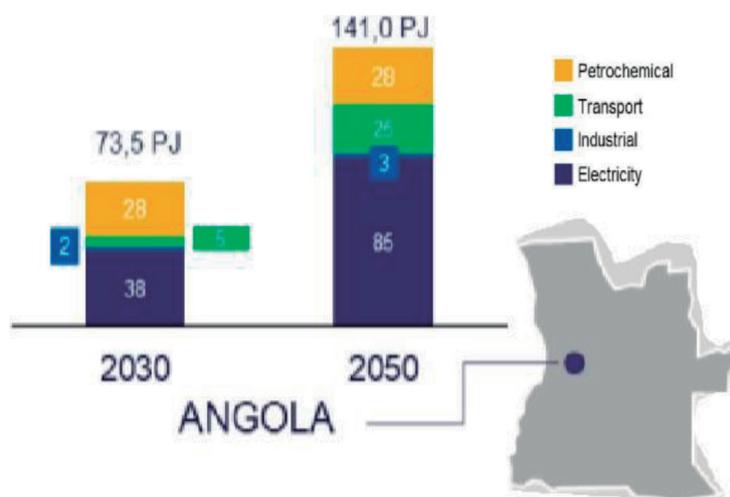


Figura 30 - Previsão de Consumo de Gás Natural por mercado. Fonte: PDRG

De acordo com o PDRG, a procura de gás de Angola nos Sectores Energético, Industrial, Transporte e Petroquímica será de 73,5 Peta joules (PJ)³¹ ($\sim 69.7 \times 10^{12}$ BTU/Ano ou $\sim 191 \times 10^3$ MMBTU/D) em 2030, distribuídos: Sector Energético (eléctrico) 38 PJ (99×10^3 MMBTU/D), Sector Petroquímico 28 PJ (73×10^3 MMBTU/D), Sector de Transporte e Industrial 5 PJ (13×10^3 MMBTU/D) e 2 PJ (6×10^3 MMBTU/D), respectivamente, como ilustra a figura 35.

A procura total diária de gás para Angola em 2030 (PDG) está estimada em cerca de 315 mil MMBTU, distribuídos da seguinte forma: Sectores Eléctrico (150×10^3 MMBTU/D), Petroquímico (90×10^3 MMBTU/D), Industrial de (50×10^3 MMBTU/D), Transporte (20×10^3 MMBTU/D) e Comércio/Residencial 5×10^3 MMBTU/D).

Como perspectiva de Desenvolvimento da África Austral (SADC) considerando os recursos de Gás Natural, apresentam-se abaixo algumas informações sobre o potencial, previsões de desenvolvimento e uso do gás em Moçambique, Tanzânia, Zâmbia, África do Sul e outros Países não membros da SADC, como por exemplo o Gana.

Além disso, o Gás Natural para a produção de energia eléctrica oferece aos Países produtores e à região tarifas mais competitivas. Com infra-estruturas adequadas, essa fonte de energia poderá ser suficientemente atractiva para incentivar o investimento em sectores de agregação de valor na cadeia das *commodities*.

³¹ 1 PJ — Um (1) Peta Joules equivale a 10^{15} Joules — Considerando a conversão energética de 1 MMBTU por 1055 Megajoules. 73.5×10^{15} joules aproximadamente 69,7 mil MMBTU por Ano \sim (192 mil MMBTU/D).

Tabela 12: Preços comparativos de Energia de projectos Independentes na região
(Power Africa- Gas Roadmap to 2030).

Tipo de Projectos	Produtores Independentes de Energia (PIEs)	Tarifa [c/KWh]
Grandes Hídricas	Bujagali em Uganda (250 MW) e, mais recentemente, Itezhi Tezhi na Zâmbia (120 MW). Bujagali, tem uma tarifa de US \$ 0,10 / kWh, ajudou a compensar as instalações térmicas mais caras (US \$ 0,24-0,27 / kWh) no país. Os preços que actualmente reflectem os custos na Zâmbia são de \$ 0,10 / kWh.	10
Mini-Hídricas	PIEs de mini-hídricas (<20 MW) tiveram um aumento da actividade, particularmente no Uganda. As mini-hídricas (em torno de US \$ 0,099 / kWh) têm custos inferiores as alternativas térmicas (óleo combustível pesado, HFO), que dependem de combustível importado.	10
Geotérmicas	O projecto queniano datado de 1999 (OrPower) tem uma tarifa de \$ 0,09 / kWh. Esta PIE geotérmica é somente ligeiramente mais cara do que as geotérmicas estatais (US \$ 0,07 / kWh).	9
Biomassa	Os PIEs de biomassa estão bem estabelecidos nas Maurícias, África do Sul, Quênia, Uganda e, mais recentemente, Angola. A fábrica Mumias PIE do Quênia, tem uma tarifa de US \$ 0,05 / kWh, é mais competitiva do que a geotérmica e supera qualquer alternativa de combustível para energia. As novas plantas de biomassa de Uganda (por exemplo, SEFA a 20 MW) têm uma tarifa de \$ 0,10 / kWh.	5
Gasóleo e HFO	As Centrais Térmicas a diesel ou HFO são as mais prevalentes em todo o continente. Os preços podem variar entre \$ 0,14 / kWh e \$ 0,25 / kWh. Um dos primeiros PIEs-IPTL da Tanzânia custa tão alto quanto \$ 0,31 / kWh. Estima-se que as centrais de energia de emergência na Tanzânia, que dependem de HFO, diesel e / ou combustível de aviação, custem até US \$ 0,40 / kWh.	19
Tipo de Projectos	Produtores Independentes de Energia (PIEs)	Tarifa [c/KWh]
Gás Natural	Os preços dos PIEs que utilizam o gás como combustível para a produção de energia eléctrica diferem significativamente em todo o continente, pois cada projecto é altamente dependente do preço do gás que frequentemente é subsidiado, dando uma impressão irreal. No entanto, um bom exemplo é o PIE Songas (190 MW) na Tanzânia com uma tarifa não subsidiada avaliada em \$ 0,05 / kWh.	5

9.1. Moçambique

Surge também como caso de estudo na região pela existência do gasoduto intraestadual. Tem reservas de gás provadas (IP) de aproximadamente 170 TCF (PDGR, 2018), sendo as maiores da SADC. Essas reservas serão desenvolvidas e comercializadas com base na exportação de LNG. Isso teve início com o desenvolvimento de uma instalação flutuante de LNG no campo Coral, na Área 4, operada pela Eni.

Está em curso um Plano de Desenvolvimento conjunto (POD), para a concessão da Área 1, operada pela Anadarko, que prevê a construção de uma fábrica de liquefação em *onshore* para a exportação de LNG.

Adicionalmente, estão em curso estudos para o desenvolvimento das oportunidades de gás da Bacia do Rovuma para o apoio ao desenvolvimento industrial, comercial e agrícola, e como consequência gerar empregos. Porém, os conflitos existentes na região poderão adiar a concretização desses projectos.

Para as infra-estruturas de distribuição no sul de Moçambique, a KOGAS (Empresa Sul Coreana de Gás) está a investir no fornecimento de gás na área de Maputo/Matola. A KANGV (Associação Sul Coreana de Veículos a Gás) tem promovido o uso de veículos de Gás Natural na área, entretanto, Moçambique tem recursos administrativos limitados e outras grandes prioridades, por isso o transporte alimentado a gás continua a ser uma opção futura.

Por outro lado, Moçambique exporta gás para a África do Sul, por via de um gasoduto de cerca de 859 km de extensão entre Temane e Secunda. A África do Sul é o maior centro de procura de gás na região da SADC, tem sofrido cortes de energia e está aumentando o uso de gás com a extensão de novos gasodutos, projecto que está em estudo.

Relativamente aos preços do gás praticados, como parte do Plano Director de Gás de Moçambique, os preços *netback* do gás foram calculados de acordo aos líquidos (GTL), metanol, fertilizantes e aplicações metalúrgicas (ICF 2012). Os preços *netbacks* variam muito em função do preço dos produtos. Os estudos preliminares³² para o *upstream*, considerando CAPEX, OPEX, taxas, *royalties* e retorno de 15%, estimam o preço de gás em cerca de \$2.5/MMBTU e *netback* do LNG entre \$6 a \$8 /MMBTU.

A Sasol é a produtora/fornecedora de gás a Moçambique e África do Sul. A Sasol e a empresa moçambicana (CMG) partilham a responsabilidade no gasoduto ROMPCO de 859 km de extensão entre Moçambique — Temane e África do Sul — Secunda. A figura abaixo ilustra o fornecimento de gás a mais de 5 pontos em Moçambique, incluindo Centrais Térmicas na África do Sul. As reservas de gás dos campos da Sasol estão estimadas em 9 anos o que traz desafios para a expansão da rede de gasodutos. Porém, a mesma tem em curso projectos de exploração e desenvolvimento de gás para a reposição das reservas.

³² Harnessing African Natural Gás, ver lista de referência.

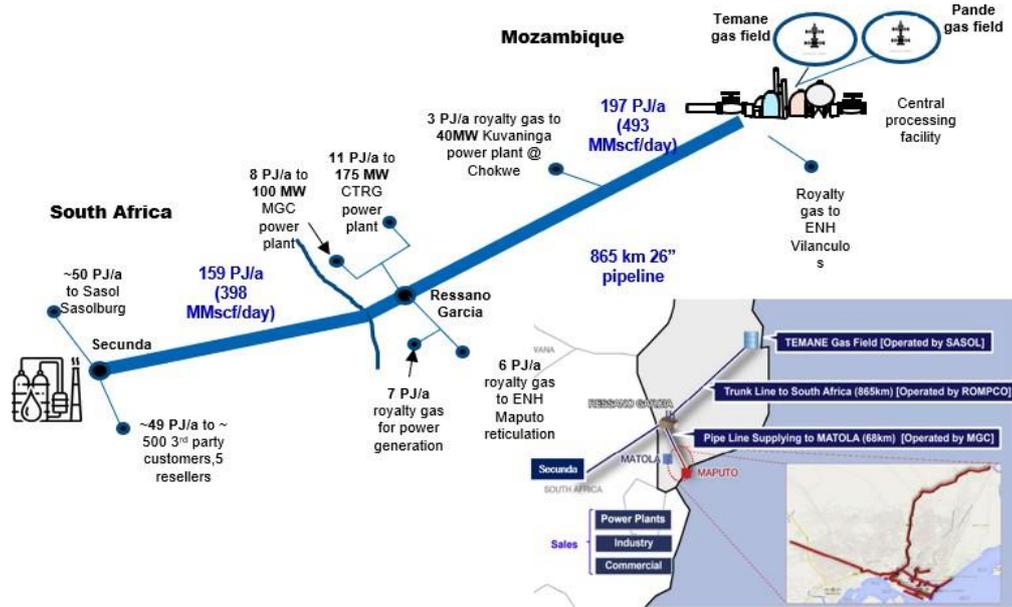


Figura 31 - Modelo de Desenvolvimento de Gasoduto de Transporte, ROMPCO

O carvão mineral representa cerca de 77% da matriz energética da África do Sul, equivalente a uma geração de energia eléctrica de cerca de 36 GW. A transição energética irá criar grandes desafios ao País e oportunidades para procura de outras fontes de energia mais limpas.

Actualmente, o País tem constrangimentos de energia e tem em plano projectos de gás para mitigar o défice energético e *load sharing*. — A África do Sul lançou um processo de licitação e RFI (*Request For Information*) para implementar o projecto.

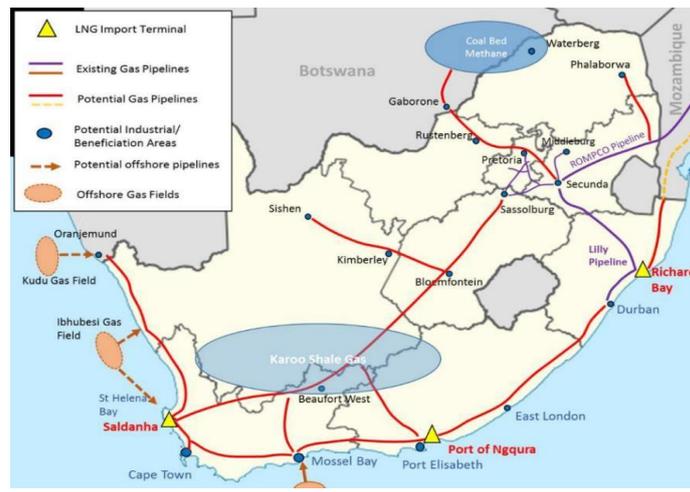


Figura 32 – Previsão de Infraestruturas de Gás, SA

LNG to Power, a curto prazo para atender uma procura energética acima de 3 GW. O País prevê trazer 3 FSRU³³ no Leste (*projecto Richard's Bay LNG import* com a capacidade de 1 MTPA) a Sul (*projecto on Ports of Ngqura-Coega*) ao Oeste (a Norte de Capetown o projecto Saldanha

³³ FSRU — *Floating Storage Regasification Unit* — Unidade de armazenamento e regaseificação; MTPA — milhões Toneladas métricas por Ano.

Bay). As fornecedoras de LNG serão responsáveis pelo fornecimento das instalações flutuantes de armazenamento e regaseificação (FSRU), instalações portuárias de apoio e gasodutos de transmissão.

As necessidades de energia da África do Sul são elevadas para serem supridas apenas com energias renováveis. Para a satisfação energética, o gás natural está a ser visto como a alternativa mais confiável e viável.

9.3. Zâmbia

Estão em curso estudos de viabilidade para a implantação dos gasodutos de produtos refinados de petróleo e gás a partir do Lobito (Angola) até Lusaka (Zâmbia) com uma extensão de cerca de 1.400 km. São promotoras do projecto as empresas *Industrial Development Corporation* (IDC) Zâmbia Limited e a SONANGOL-E.P. cuja previsão de início de operações deverá ocorrer a medio prazo. O mesmo tem como potenciais consumidores os Sectores Energético e Mineiro.

O projecto tem como objectivo reduzir o custo de energia. Cerca de 94% da geração de energia da Zâmbia é hidroeléctrica o que demonstra uma dependência elevada. O País não acompanhou o aumento da procura e com as recentes flutuações sazonais, sérias interrupções no abastecimento de energia, colocaram o fornecimento de energia sustentável em risco. Como consequência, investimentos significativos na produção de cobre, cobalto e níquel foram adiados, enquanto o País procura enfrentar e encontrar soluções para a actual crise energética.

9.4. Tanzânia

Possui reservas de gás estimadas acima de 35 TCF (EIA, 2016), estando em curso negociações entre o País e os promotores, para o desenvolvimento das principais reservas de gás do *offshore*, como também para a instalação de infra-estruturas para exportação de LNG até 20 MMTPA, bem como o desenvolvimento do mercado interno do gás e a possibilidade de potenciar exportações de gás para os Países vizinhos.

Este pressuposto para a exportação para os Países vizinhos será um teste à sustentabilidade do comércio de Gás Natural, na região. Os estudos preliminares³⁴ para o upstream, considerando CAPEX, OPEX, taxas, *royalties* e retorno de 15%, estimam o preço de gás entre \$3 e \$4 / MMBTU e o preço netback do LNG entre \$6 e \$8 /MMBTU.

10. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

10.1. Conclusões:

- a) O advento da indústria e o seu desenvolvimento têm sido acompanhados de um incremento permanente do consumo energético. O petróleo bruto tem ocupado o primeiro lugar no consumo mundial há várias décadas, sendo usado por quase todos os Sectores da Economia de um País. Contudo, a tendência mundial actual é de grande preocupação com a conservação e preservação do meio ambiente, de forma que a par do crescimento económico dos Países, também haja um desenvolvimento sustentável, pelo que o aproveitamento do Gás Natural permitirá alcançar o crescimento e o desenvolvimento desejados;

³⁴ Harnessing African Natural Gas, ver lista de referência.

- b) A caracterização da situação actual do Sector do Gás Natural destaca o problema do incumprimento da obrigação de *take* ou *pay* no âmbito do contrato de fornecimento de DOMGAS a Central de Ciclo Combinado do Soyo (CCGT) (ver recomendação a);
- c) O desenvolvimento do Campo Longui do Bloco 0 para o fornecimento de gás monetizado à Província de Cabinda pode ser um indicativo da existência de um potencial mercado (ver recomendação b);
- d) Garantir o fornecimento de Gás Natural a ALNG até a capacidade máxima (950 MMSFCD p/ LNG e 125 MMSCFD p/ DOMGAS) e maximizar o desenvolvimento do mercado doméstico, garantindo a segurança energética e o uso do Gás Natural como matéria-prima no Sector Petroquímico;
- e) As reservas de gás de 5,8 TCF, em 2023, estão comprometidas com a Fábrica ALNG, das quais cerca de 600 BCF correspondem ao gás doméstico para energia eléctrica, petroquímica, indústria e outras, o que é insuficiente. Para satisfazer as referidas necessidades identificadas nas Províncias de Cabinda, Zaire, Luanda, Benguela e outras regiões, prevê-se uma oferta para o mercado local de cerca de 3 a 3,5 TCF, num período de 30 anos, para os projectos domésticos de Gás Natural;
- f) Para além das reservas acima referidas, o País possui recursos recuperáveis de gás acima de 15 TCF. A curto-médio prazo, existe o potencial de recursos recuperáveis superior a 7 TCF de gás, na Bacia do Baixo Congo para aumento da base de reservas. Adicionalmente, a médio-longo prazo, existe o potencial de recursos recuperáveis superior a 8 TCF de gás não associado, nas Bacias do Kwanza e Benguela, sem compromisso de fornecimento, podendo assim ser agregado a base de reservas existentes para fornecimento e sustentabilidade do mercado local. Todavia, em caso de sucesso da fase de exploração dos recursos prospectivos, mais volumes poderão atender a procura;
- g) A análise SWOT efectuada indica que mais de 80% do Gás Natural é exportado e a taxa de utilização do Gás Natural é baixa devido a falta de infra-estruturas de transporte, distribuição e escassez de estradas/caminhos-de-ferro. Uma ameaça adicional para o aumento da taxa de utilização do Gás Natural poderá ser a continuidade do subsídio ao preço do gasóleo e a outros produtos. O subsídio ao gasóleo e a outros produtos distorce o mercado e impede a transição para o Gás Natural na produção de energia eléctrica e uso nos sectores como transporte, comercial e residencial;
- h) O uso do Gás Natural nos Sectores Energético, Industrial e outros, em substituição dos combustíveis líquidos, mostra-se mais atractivo pelo facto de reduzir os custos em mais de 50%. O preço do Gás Natural é mais competitivo em comparação com as outras fontes de combustível. Porém, o preço baixo decorrente da subvenção, dos combustíveis comercializados no mercado local, desincentiva o investimento privado devido a inexistência de margem de retorno;

i) Utilização das instalações de forma ociosa — considerando o objectivo do PDG de fornecer gás aos consumidores nacionais com o menor custo possível de energia, é essencial garantir uma utilização plena das instalações. Os estudos do PDG ilustram que uma central CCGT pode gerar energia a um custo de 0,047 - 0,085 USD /kWh com Gás Natural como combustível, mas se a sua utilização for apenas de 30%, o custo efectivo será de 0,024 USD/kWh. A utilização ociosa das instalações elimina essencialmente os benefícios económicos que o uso de Gás Natural tem sobre o gasóleo. O PDG considera que a utilização seja superior a 65% da capacidade das instalações. Os terminais de regaseificação construídos em nações ricas em Gás Natural não foram em grande parte utilizados, como por exemplo, *Sabine Pass* e outros terminais nos EUA, que devido as grandes descobertas de Gás optaram por desenvolver infra-estruturas de gasodutos mais eficientes;

j) Importação de Gás Natural — Angola terá, em algum momento, a necessidade de importar Gás Natural. A sua importação aumentará a fiabilidade e a segurança do fornecimento. Seguem-se algumas questões a ter em conta:

O preço do fornecimento do Gás Natural transportado via gasoduto virtual (navios ou camiões-cisternas) por considerar as fases de liquefacção, transporte e regaseificação sofre um incremento no custo total entre 4 a 6 USD/MMBTU comparativamente ao custo de entrega do mesmo por gasoduto. Por exemplo a Austrália, País igualmente rico em gás, aprovou a construção de um gasoduto principal ao invés de um novo terminal de regaseificação (ver recomendação g);

Por outro lado, num contexto de crescimento da procura com produção limitada (na fase inicial), dependendo apenas de uma única fonte de importação (Egipto), o Estado de Israel tomou a decisão de investir em infra-estrutura (FSRU), considerando a flexibilidade de importação de LNG, o que permitiu o abastecimento suficiente de gás até ao início de produção das novas descobertas de Gás Natural.

k) Considerando os recursos descobertos estimados em cerca de 38,74 TCF, *in place*, e prospectivos de 56,23 TCF, Angola poderá usar o Gás Natural nos Sectores Petroquímico, Industrial e também para a segurança e sustentabilidade da produção de energia eléctrica (ver a recomendação f);

l) Sector Eléctrico: Centrais Térmicas — O Plano de Desenvolvimento de Energia (PDE ou PDP — *Power Development Plan*) do MINEA, elaborado em colaboração com o JICA, TEPSCO e IIEP de Dezembro de 2018, deve estar totalmente alinhado ao desenvolvimento de infra-estruturas de gás. A capacidade de produção actual de Angola é de cerca de 5,9 GW com previsão de aumentar para 12,5 GW até 2040 das quais cerca de 7 GW poderão ser provenientes de Centrais Térmicas a gás com base na «configuração mínima de custos neste PDE» (ver recomendação h);

- m) Sector Industrial: Aço, Cerâmica e Cimento — Estas mercadorias oferecem a Angola a oportunidade de utilizar os seus recursos em benefício dos cidadãos. As indústrias nacionais poderão utilizar o Gás Natural como matéria-prima e fonte de calor em fornos de grande porte, reduzindo o custo da produção do ferro, cimento, vidro, alumínio, plástico, etc. Por exemplo, os Complexos Mineiros de Cassinga, na Província da Huíla, e ADA Aceria de Angola, na Barra do Dande, Província do Bengo, poderão produzir acima de 500.000 toneladas de aço com custos relativamente baixos. O Projecto Siderúrgico do Cuchi, localizado em Menongue, na Província do Cubango, preconiza a instalação de dois fornos de grandes dimensões, que permitirão triplicar a produção anual para 420.000 toneladas de ferro gusa. Estes fornos poderão ser alimentados por gás com vista a proporcionar um melhor aproveitamento do minério. Com este projecto, existe a possibilidade de instalação de uma Central Termoeléctrica para a siderurgia e zonas próximas. Esta Central poderá ser abastecida com gás (ver recomendação j);
- n) Estima-se que o investimento para o desenvolvimento da cadeia do valor de Gás Natural seja acima de 30 mil milhões de dólares norte-americanos repartidos da seguinte forma:
- Exploração e Produção: cerca de 20 mil milhões de dólares norte-americanos, e 90 mil milhões ao longo de 25-30 anos;
 - Transporte: 7 mil milhões de dólares norte-americanos;
 - Comercialização e Mercado: 6 mil milhões de dólares norte-americanos (ver recomendação l);
- o) A Interligação entre a Oferta e Procura será feita com a promoção de clientes âncora para apoiar o desenvolvimento de infra-estruturas e abastecimento de gás, como primeiro passo. A construção de gasodutos principais necessitará de clientes âncora para suportar o investimento de capital que estimulará a procura local, substituindo os combustíveis mais caros e promovendo o crescimento económico;
- Assim como os projectos de exportação de LNG, a infra-estrutura nacional de distribuição de gás necessitará de acordos para assegurar o investimento. Importa realçar que, ao contrário dos projectos de exportação de LNG, os investimentos em projectos de exportação por gasoduto beneficiam directamente os consumidores locais ao longo da rota;
- p) Relativamente à fronteira de Angola com os Países da SADC, existe dois potenciais clientes âncora identificados no PDG:
- O Gigantes do Cobre (*Copperbelt*) da Zâmbia e na RDC estimado em cerca de 3GW-10 GW. Nesta região há muito potencial para substituir diesel, HFO (*Heavy Fuel Oil*) e LPG. Este mercado pode consumir 3-10 MMTPA de LNG. A introdução de gás e electricidade a preços acessíveis aumentará a oportunidade de produção de mais produtos acabados destas indústrias;

q) Quadro Legal e Regulatório — Os incentivos fiscais desempenham um papel importante na promoção do investimento em infra-estruturas de gás (gasodutos e sistemas de processamento). Estes incentivos, muitas vezes fornecidos através do sistema fiscal de um País, oferecem subsídios, descontos e isenções fiscais. Estes incentivos também permitem deduções e depreciação acelerada da despesa de capital. Por sua vez, o governo pode definir uma taxa de retorno aceitável e, em última análise, garantir que estas infra-estruturas entreguem o produto (isto é, Gás Natural, electricidade, produtos acabados, entre outros) a um preço competitivo para o consumidor local. Isto reduz os custos de produção para as indústrias emergentes em Angola, tornando-as mais sustentáveis e competitivas a nível global:

A ANPG é o promotor para o investimento em infra-estruturas entre o upstream e o mercado doméstico, e de forma regulada comunicar a disponibilidade de gás para abastecer os projectos prioritários do Estado com base no custo/benefício (ver recomendação k).

10.2. Recomendações

Imediatas

As acções abaixo discriminadas devem ser realizadas com urgência para estimular o desenvolvimento inicial do mercado de gás angolano, uma vez que o investimento estrangeiro pode tornar-se mais desafiador à medida que a descarbonização das economias ganha impulso a nível global:

a) O uso total do DOMGAS fornecido pela ALNG, deve ser uma prioridade, uma vez que a alocação total do gás doméstico representa uma grande oportunidade para o início de uma indústria nacional de gás. A prioridade deve ser o uso deste recurso de gás para garantir o investimento privado para o desenvolvimento da capacidade industrial (produção petroquímica, siderurgia). Esta medida dará mais confiança aos investidores (*Upsteam*) para implementarem novos projectos, em outras áreas do País com recursos menos maduros;

Nesse contexto, afigura-se importante considerar a revisão da estrutura do contrato com o Consórcio ALNG para se alavancar o desenvolvimento do mercado do gás doméstico no curto prazo e recomenda-se como solução o investimento adicional numa fábrica de amoníaco/fertilizantes para mitigar o risco de utilização dos volumes de gás e respectivo pagamento.

É crucial o início de negociações entre o MIREMPET/MINFIN/ANPG e o Consórcio ALNG, no sentido de se garantir o fornecimento de gás sustentável;

b) Para definir-se o conceito de desenvolvimento de escoamento do gás e reduzir custos futuros, as partes envolvidas (vendedor/transportador/comprador) devem manifestar o interesse para prosseguir com o desenvolvimento local da cadeia de valor do gás;

c) Recomenda-se a identificação dos potenciais compradores de gás credíveis para a Indústria Petroquímica (fábrica de amoníaco/fertilizantes) e para o Sector Eléctrico, em Cabinda;

- d) Deve constituir prioridade máxima, promover os esforços de exploração para provar os recursos significativos fora da Bacia do Baixo Congo. Isto porque o investimento na exploração do Gás Natural especialmente por parte das IOCs³⁵, se tornará cada vez mais difícil nos próximos anos, já que a maior parte dos investimentos poderão ser alocados à transição energética. Se esta janela de oportunidades for perdida, os recursos não serão desenvolvidos. As chaves para o incentivo a exploração e produção no *upstream* serão o regime fiscal oferecido e a definição de uma estratégia clara para o desenvolvimento de um mercado doméstico, condições contempladas no PDG;
- e) Para reduzir o risco de crédito na venda do Gás Natural, será considerada o registo de volumes acumulado. Este mecanismo permite regular o preço do gás no mercado doméstico. Essa entidade terá a oportunidade de identificar os problemas atempadamente e aprimorar a estrutura para garantir a sua sustentabilidade.

Curto, Médio e Longo Prazos

- f) A via para maximizar o aproveitamento de gás deverá ser a instalação de infra-estruturas adicionais necessárias para o transporte do Gás Natural por gasodutos até aos consumidores identificados. Elaborar um Plano Ordenado de Desenvolvimento de Novas Infra-Estruturas de Gás, tendo em conta os volumes disponíveis, para acelerar o crescimento do mercado doméstico de gás. O referido plano deverá ser implementado de forma estruturada e faseada para que as infra-estruturas desenvolvidas não se tornem ociosas;
- g) No Contexto de aumento da oferta interna de Gás Natural, recomenda-se a expansão de infra-estruturas de gasodutos por ser a opção mais económica e que permitirá que o consumidor final consiga produzir os seus produtos acabados a um preço mais competitivo;
- h) Projectar infra-estruturas para o transporte e distribuição de gás para as Centrais Térmicas e de Ciclo Combinado (CCGT) identificadas;
- i) Recomenda-se a identificação dos potenciais compradores de gás credíveis para a Indústria Petroquímica em Benguela;
- j) Os projectos devem ser analisados caso a caso, tendo em consideração os riscos e benefícios para todas as partes, havendo a necessidade de se engajar entidades como MIREMPET, MINEA, MINFIN, MINDCOM, MEP, AIPEX e outras agências ou empresas intervenientes. Para a economicidade dos projectos é fundamental a visibilidade de toda a cadeia de valor, segurança de fornecimento e pagamento;
- Para a expansão das infra-estruturas existentes e criação de novas infra-estruturas com a participação de empresas públicas e privadas, recomendam-se modelos de financiamento como BOT, DBOT entre outros. Todavia, deve-se identificar centros de elevada procura e clientes industriais com receitas suficientes para sustentar o investimento. Neste âmbito, o PDG identifica potenciais consumidores e/ou clientes âncora para

³⁵ IOC — *International Oil Companies*.

projectos petroquímicos, CCGT e industriais nas zonas costeiras do País, nomeadamente nas Províncias de Cabinda, Zaire, Luanda e Benguela, bem como no interior do País, nas zonas mineiras do Nordeste (Uíge e Lundas) e mineiras da Huíla e Cubango. Para atender estes consumidores estimam-se volumes acima de 250 MMSCFD a curto-médio prazo;

- k) Projectar infra-estruturas para o transporte e distribuição de gás para as Indústrias Siderúrgicas e zonas mineiras identificadas;
- l) A execução das acções imediatas e a curto prazo para a implementação dos projectos está directamente relacionada com a produção e o preço do Gás Natural. Assim, o Estado Angolano deverá, directa (MINFIN/AGT) ou indirectamente, proceder à regulação desses preços, de forma a evitar especulações.

Para o efeito, um quadro legal e regulatório deverá ser aprovado para gestão efectiva do Sector do Gás Natural, tendo em atenção que a utilização do Gás Natural em Angola, ainda se encontra numa fase muito embrionária, pelo que se afigura necessário tratar das questões de base, tais como a expansão e construção de infra-estruturas.

11. IMPLEMENTAÇÃO DO PLANO DIRECTOR DO GÁS NATURAL

Para a implementação efectiva do PDG, afigura-se necessária a coordenação e interacção entre as diferentes Instituições do Estado para o alinhamento dos seus planos e necessidades de forma a garantir um ecossistema equilibrado, estruturado, sustentável e dinâmico para contínua atracção de investimento com vista ao desenvolvimento da Cadeia de Gás Natural, visando o fomento de outros Sectores da Economia, a geração de empregos e a promoção do crescimento do PIB do País.

A realização do acima exposto terá como referência os diversos casos de estudos apresentados no documento, nomeadamente para os Sectores prioritários como o Petroquímico e Industrial, levando em consideração a experiência de Países como Singapura (petroquímica), Coreia do Sul (indústria), Moçambique (gasoduto principal e Gás Natural canalizado) entre outros. Será também necessário a criação de um roteiro de implementação robusto, considerando um Plano de *Marketing* para a atracção de investidores.

Nesta conformidade, a ANPG promoverá a atracção de investimento para os novos contratos e licenças, nomeadamente para a expansão da rede de transporte, incluindo unidades de Processamento de Gás Natural, para atender o mercado de consumo.

11.1. Coordenação Institucional

Preconiza-se para o sucesso do PDG uma actuação, tendo em conta a governança, responsabilidade, transparência, promoção do Sector, conteúdo local, coordenação institucional e princípios de acompanhamento eficazes. Para sustentabilidade do Sector é importante a implantação de um sistema de gestão integrado, livre de monopólios, sempre que possível, sendo o seu monitoramento e manutenção essenciais para o referido sucesso.

O desenvolvimento energético obriga a uma coordenação ministerial de excelência e a possível criação de uma comissão de energia (MIREMPET-MINEA) para a gestão eficiente dos recursos hídricos e de gás (hidrocarbonetos) do País. A PRODEL, como responsável pela pro-

dução de energia térmica, deverá monitorar a necessidade anual de Gás Natural considerando a utilização efectiva anual e comunicar a ANPG e o gestor da rede de gás para que seja garantido o fornecimento efectivo de gás local e/ou decisão de importação de gás para satisfazer a procura, sempre que necessário.

De igual modo, dever-se-á considerar a integração dos demais ministérios como MINDCOM (petroquímica, siderurgia, etc.), MINTRANS, MINAAGRIF e entidades distribuidoras de gás numa comissão que deverá gerir o Plano Geral de Necessidades de Gás (PGNG).

Para que o PDG cumpra com a sua visão estratégica de curto, médio e longo prazo, torna-se necessário que o mesmo esteja alinhado com os objectivos dos instrumentos do Sistema Nacional de Planeamento, nomeadamente o PDN (2023-2027) e a Estratégia de Desenvolvimento de Longo Prazo (ELP) Angola 2050, sobre o desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural.

Por outro lado, é importante referir a necessidade de haver uma articulação entre o PDG e os Planos Directores Municipais (PDM), por via da interacção com os ministérios (MINOPUH, MAT e MINPLAN), sendo também importante a interacção com os Governos Provinciais onde serão implementadas as principais acções dos projectos de gás (Benguela, Cabinda, Namibe e Zaire).

11.2. Monitoramento e Avaliação do Plano Director do Gás

O MIREMPET, através das suas instituições superentendidas e subordinadas, nomeadamente a ANPG, SNL ou *taskforce* responsável pelo acompanhamento da implementação do Plano Director do Gás Natural, devem garantir a sua execução. A execução será realizada em consideração com o Plano de Acção, descrito na Secção 12.3, e a suas acções a curto, médio e longo prazos.

Considerando o carácter multisectorial das actividades relacionadas com o Plano Director de Gás Natural, poderá ser constituída uma Comissão Intersectorial de Acompanhamento, integrando as entidades governamentais cujas competências se cruzam com as do desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural, em particular os Sectores Petrolíferos, Energia, Agricultura, Indústria, Finanças, Ambiente, Educação, Trabalho, entre outros.

A tabela a seguir apresenta o Plano de Implementação para as acções de imediato e curto prazo.

Pilar do PDG	Objectivo e Entidade	Acções	Prazo
	<p>Garantir o aprovisionamento de gás através do aumento da produção a partir da Bacia do Baixo Congo</p> <p>Entidade Responsável: ANPG e MIREMPET</p>	<p>Envolver todos os operadores na implementação do PDG</p> <ul style="list-style-type: none"> Desenvolver e empreender um processo de envolvimento para definir e procurar alinhar as acções gerais, o que exigirá novos recursos de gás. Explicar a perspetiva regulatória, infraestruturas, processamento, especificação do gás e o código da rede de gasoduto. Descrever o objectivo de maximizar a utilização do gás para o interior de Angola, respeitando simultaneamente as necessidades de gás da instalação de LNG. <p>Envolver cada operador na Bacia do Baixo Congo em planos de desenvolvimento de gás</p> <ul style="list-style-type: none"> Estabelecer um plano integrado de desenvolvimento de gás com volumes e calendários. Determinar uma abordagem «use it or lose it» ao abrigo das obrigações de renúncia previstas no CPP. 	<p>Início: Imediato</p> <p>Conclusão: 1 ano</p>
RECURSOS		<p>Confirmar/acompanhar os desenvolvimentos no terreno</p> <ul style="list-style-type: none"> Analisar o progresso por Planos de Desenvolvimento de Campo (FDP) e/ou novos desenvolvimentos são capturados nos FDP/GDPP. Estes ditarão o calendário de desenvolvimento das infraestruturas de gás e o desenvolvimento do mercado <p>Definir um quadro claro para os preços do gás a montante</p> <ul style="list-style-type: none"> Definir diferentes modelos comerciais para o preço do gás <i>upstream</i>, utilizando exemplos de outros países. Realizar análises comparativas (quantitativas e qualitativas) para determinar as estruturas adequadas para Angola. Acordar no âmbito da ANPG a abordagem preferida. <p>Definir/negociar os termos contratuais necessários para permitir os desenvolvimentos</p> <ul style="list-style-type: none"> Rever os contratos existentes para compreender os termos existentes. Desenvolver um conjunto de termos contratuais preferenciais e determinar o alinhamento com os termos existentes. Planear o processo de engajamento em relação a qualquer potencial e re/negociação de termos. 	
INFRAESTRUTURAS	<p>Transportar gás do Bloco 0 para Cabinda e Soyo</p> <p>Entidade Responsável: MIREMPET e Sonangol</p>	<p>Assegurar a existência de capacidade adequada do gasoduto a montante para levar gás para terra em Cabinda e no Soyo</p> <ul style="list-style-type: none"> Envolver os operadores offshore para estabelecer a capacidade de gasoduto existente e planeada. Avaliar o mercado para determinar a capacidade necessária. 	<p>Início: Imediato</p> <p>Conclusão: 2 anos</p>

Pilar do PDG	Objectivo e Entidade	Acções	Prazo
<p>MERCADO</p>	<p>Avaliar os mercados de Cabinda e Soyo</p> <p>Entidade Responsável: ANPG (Regulador/Gestor do Mercado)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Consultar os operadores a montante sobre a sua disponibilidade para investir em qualquer capacidade adicional necessária. • Rever o quadro de investimento existente para as infraestruturas de recolha de gás a montante e propor as alterações necessárias. <p>Desenvolver uma oferta de mercado clara (por exemplo, prazo, preço e outras condições comerciais)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizar uma avaliação do mercado para determinar a dimensão e o apetite das oportunidades do mercado. • Realizar a análise e a avaliação necessárias para demonstrar a adequação dos termos. • Articular a participação da ANPG, se os termos e condições forem em uma base de vendedor/comprador disposto e sem a necessidade de suporte de preços, então o papel da ANPG será limitado a zero. <p>Interagir com potenciais clientes utilizando a oferta de mercado com vista a executar os CFG/GSA como Gestor do Mercado/Concessionária</p>	<p>Início: Imediato</p> <p>Conclusão: 1 ano</p>
<p>QUADRO LEGAL & REGULATÓRIO</p>	<p>Incentivar o desenvolvimento de infraestruturas</p> <p>Entidade Responsável: MIREMPET</p>	<p>Prover Incentivos financeiros (se necessário)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Identificar, seleccionar e implementar incentivos financeiros para promover o desenvolvimento do gasoduto necessário para transportar gás do Bloco 0 para Cabinda e Soyo; Por exemplo, considerar a construção do gasoduto recuperável e dedutíveis para efeitos fiscais ou investimento de terceiros, garantindo um sistema tarifário transparente e claro. • Os incentivos financeiros, caso existam, basear-se-ão numa análise económica da cadeia de valor realizada acima. Aplicar os incentivos financeiros baseados numa análise económica da cadeia de valor. • Se o regime <i>upstream</i> não tiver condições de gás, então a tributação das vendas de gás terá de ser abordada (isto tem um contexto mais amplo para todos os blocos). Articular a tributação, se o regime <i>upstream</i> não tiver termos e condições de gás, então a tributação das vendas de gás terá de ser abordada (isto tem um contexto mais amplo para todos os blocos). 	<p>Início: Imediato</p> <p>Conclusão: 1 ano</p>

Pilar do PDG	Objectivo e Entidade	Ações	Prazo
RECURSOS	Incentivar o desenvolvimento de recursos nas bacias do Kwanza, Benguela e Namibe	<p>Preparar e realizar Rondas de Licenciamento (provavelmente sequencialmente para as Bacias do Kwanza, Benguela e Namibe)</p> <ul style="list-style-type: none"> Receber feedback da indústria para recolher lições positivas e negativas sobre a condução da exploração petrolífera em Angola e considerar a inclusão de incentivos adicionais em novas Rondas de Licitações. Proceder à avaliação da competitividade de Angola face aos seus pares como destino de exploração com foco no gás; procurar aprender com as melhores práticas de outros locais. Desenvolver uma estratégia para comercializar as oportunidades <i>upstream</i>. <p>Engajar os produtores <i>upstream</i> para aumentar a produção de petróleo e gás.</p> <ul style="list-style-type: none"> Identificar volumes de recursos de gás não desenvolvidos. Colaborar com os operadores para apresentar planos de desenvolvimento para o gás, aplicando o princípio «<i>use it or lose it</i>». 	<p>Início: Curto prazo</p> <p>Conclusão: Primeiro turno em 18 meses, depois em intervalos por exemplo, 2 anos</p>
	Entidade Responsável: MIREMPET/ ANPG		

INFRAESTRUTURAS	Transportar gás das bacias do Kwanza e Benguela	<p>Estabelecer um plano de desenvolvimento de infraestruturas de recolha de gás nas bacias do Kwanza e Benguela. Este plano deve incluir opções de financiamento, incluindo o potencial apoio/financiamento estatal.</p> <p>Realizar um Estudo de Viabilidade do Gasoduto (técnico, económico e financeiro) do Soyo ou offshore para Luanda e Copperbelt (Cinturão de Cobre).</p> <ul style="list-style-type: none"> Desenvolver uma lista de rotas alternativas, com análise desktop: <ol style="list-style-type: none"> Início na Bacia do Baixo Congo, passando pelo Kwanza até próximo de Luanda (e.g. ADA) ou do Soyo por terra até à zona de Luanda; depois da zona de Luanda para o Cinturão de Cobre da Zâmbia diretamente ou via Lobito/Benguela; O Cinturão de Cobre da Zâmbia pode então ser alcançado apenas através de Angola ou da República Democrática do Congo O estudo de viabilidade incluirá a localização de quaisquer instalações de processamento de gás necessárias antes da entrada do gás no sistema de gasodutos. Envolver potenciais empreiteiros de engenharia e projeto de <i>front-end</i> (FEED) em um estágio inicial para promover o envolvimento e a concorrência. Mapear preventivamente os aspectos mais desafiadores do projecto e as possíveis mitigações, a fim de reduzir o risco de atrasos futuros. Para o Projecto <i>Copperbelt</i>, identificar e interagir com potenciais clientes âncora em acordos comerciais e de financiamento 	<p>Início: Curto prazo</p> <p>Conclusão: 18 meses</p>
	<p>Entidade Responsável: ANPG</p>		

Pilar do PDG	Objectivo e Entidade	Ações	Prazo
INFRAESTRUTURAS	<p>Financiar o desenvolvimento de infraestruturas</p> <p>Entidade MIREMPET, MINFIN, (ANPG)</p> <p>Responsável: MINDCOM,</p>	<p>Desenvolver uma estrutura para o financiamento (incluindo o tratamento fiscal) dos gasodutos principais e das infraestruturas de processamento de gás, incluindo potencial garantias.</p> <ul style="list-style-type: none"> Desenvolver uma série de opções de financiamento alternativos Realizar uma análise económica relevante das opções de financiamentos alternativos Identificar e envolver-se com possíveis fontes de financiamento para estabelecer condições e requisitos de fronteira Desenvolver uma estratégia de infraestruturas para determinar quem irá desenvolver, e financiar as infraestruturas necessárias. 	<p>Início: Curto prazo</p> <p>Conclusão: 18 meses</p>
MERCADO	<p>Identificar indústrias/mercados âncora</p> <p>Entidade Responsável: ANPG</p>	<p>Identificar e seleccionar incentivos adequados (e, em seguida, implementar) para o investimento nas principais indústrias "âncora" (por exemplo, petroquímica), tais como zonas francas e regimes de incentivos fiscais.</p> <ul style="list-style-type: none"> Realizar uma pesquisa de mercado, incluindo uma categorização de onde, quando e escala de mercados individuais Considerar diferentes tratamentos fiscais para o mercado interno/exportação, visto que alguns mercados podem estar a produzir produtos para exportação e outros para consumo interno. <p>Determinar os requisitos da infraestrutura de transporte e fornecimento de gás e testar a viabilidade comercial.</p> <ul style="list-style-type: none"> Estabelecer opções para as infraestruturas de ligação a montante e a jusante com base no estudo de mercado acima referido, Se este mercado proporcionar a substituição das importações, isso poderá, pelo menos em parte, ser uma compensação para incentivos fiscais. <p>Comercializar gás e executar GSAs com as indústrias/locais onde há viabilidade comercial.</p>	<p>Início: Curto a médio prazo</p> <p>Conclusão: 3 anos</p>
MERCADO	<p>Atribuição de franquias</p> <p>Entidade Responsável: ANPG, MINFIN</p>	<p>Estabelecer zonas francas</p> <ul style="list-style-type: none"> Determinar o <i>modus operandi</i> destas zonas e as condições da licença <p>Licitatar e adjudicar zonas francas.</p>	<p>Início: Curto a médio prazo</p> <p>Conclusão: 3 anos</p>

Pilar do PDG	Objectivo e Entidade	Ações	Prazo
QUADRO LEGAL & REGULATÓRIO	Estabelecer um quadro legal e regulatório para novos desenvolvimentos de gasodutos Entidade Responsável: MIREMPET	<p>Determinar a estrutura de propriedade (pública/privada/combinção) de novos gasodutos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Isso se aplica aos gasodutos principais e de distribuição, incluindo aqueles para direitos de passagem de franquias, acesso de terceiros e franquias para redes de distribuição. <p>Propriedade estatal de gasodutos principais</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potencialmente, a maneira mais rápida de ter uma infraestrutura de gasodutos é o Estado financiar a sua construção. O Estado beneficiará de royalties, impostos, qualquer redução no custo de substituição de importações, tarifas de gasodutos 	<p>Início: Imediato</p> <p>Conclusão: 2 anos</p>
	Regular/Gestor do Mercado Entidade Responsável: ANPG	<p>Seleção um gestor do mercado e determine suas funções</p> <ul style="list-style-type: none"> • (os papéis podem ser diferentes em Cabinda do que no resto do país). • Estabeleça os papéis e responsabilidades do gestor do mercado. O gestor do mercado pode ser responsável pela agregação e distribuição de gás, monitorização/policiamento da especificação dos gasodutos, regras DOMGAS e contratos comerciais. • Avaliar qual a entidade mais bem posicionada para desempenhar as funções e responsabilidades, tendo em consideração: • O agregador pode ou não assumir riscos de volume e preço e/ou ser a garantia a montante para o desempenho financeiro dos clientes. • É altamente desejável que o agregador tenha um balanço forte 	<p>Início: Imediato</p> <p>Conclusão: 1 ano</p>
QUADRO LEGAL & REGULATÓRIO	Habilitando uma especificação padrão de fornecimento de gás por gasoduto Entidade Responsável: ANPG	<p>Estabelecer uma especificação de gás de gasoduto</p> <ul style="list-style-type: none"> • Especificação do gás, regime de pressão e outros parâmetros nos pontos de entrada do sistema de gasodutos principais após qualquer processamento de gás. • Criar a legislação/regulamentação necessária para apoiar a especificação do gás. • [Note-se que a província de Cabinda poderia ser diferente, e isso não seria um impedimento para o desenvolvimento do gás no resto do país, desde que o gás proveniente da área de Cabinda seja processado antes da entrada no sistema de gasodutos principais de Angola 	<p>Início: Imediato</p> <p>Conclusão: 1 ano</p>
	Regularizar quem pode utilizar as infraestruturas de gás e em que condições Entidade Responsável: ANPG	<p>Estabelecer um código de rede de gás,</p> <ul style="list-style-type: none"> • Criar legislação/regulamentação necessária para o apoiar. 	<p>Início: Imediato/ Curto prazo</p> <p>Conclusão:</p>

Pilar do PDG	Objectivo e Entidade	Acções	Prazo
QUADRO LEGAL & REGULATÓRIO	<p>Criar legislação/regulamentação DOMGAS necessária em todo o fornecimento de gás</p> <p>Entidade Responsável: ANPG, MIREMPET</p>	<p>Estabelecer regras para DOMGAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Quantidade, preço • Este será incluído nas rondas de licitação, • Criar legislação/regulamentação necessária para apoiar as regras. 	<p>18 meses</p> <p>Início: Imediato/ Curto prazo</p> <p>Conclusão: 18 meses</p>
QUADRO LEGAL & REGULATÓRIO	<p>Criar Regulamentos de Queima</p> <p>Entidade Responsável: ANPG, MIREMPET</p>	<p>Criar regulamentos para cobrir proibições, penalidades e o direito do Estado sobre o gás, que de outra forma, seria queimado.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Criar legislação/regulamentação necessária para apoiar • [De acordo com o <i>Global Gas Flaring Tracker Report</i> emitido pela <i>Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR)</i> do Banco Mundial, Angola foi o 15º maior país queimador em 2023, com cerca de 1,8 bcm queimados.] 	<p>Início: Imediato/ Curto prazo</p> <p>Conclusão: 18 meses</p>

O Presidente da República, JOÃO MANUEL GONÇALVES LOURENÇO.

(25-0051-A-PR)