



REPÚBLICA DE ANGOLA
MINISTÉRIO DOS RECURSOS MINERAIS, PETRÓLEO E GÁS



PLANO DIRECTOR DO GÁS NATURAL

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	11
1. INTRODUÇÃO	26
2. FORMULAÇÃO DO PLANO DIRECTOR DO GÁS NATURAL (PDG)	29
2.1 VISÃO	29
2.2 MISSÃO.....	29
2.3 OBJECTIVOS DO PLANO DIRECTOR DO GÁS NATURAL (PDG)	30
2.3.1 <i>Objectivos Gerais</i>	30
2.3.2 <i>Objectivos Específicos</i>	30
2.4 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ACTUAL DO SECTOR DO GÁS NATURAL.....	31
2.4.1 <i>Província de Cabinda</i>	33
2.4.2 <i>Província do Zaire</i>	35
2.4.3 <i>Província de Benguela</i>	39
2.4.4 <i>Província do Namibe</i>	40
2.4.5 <i>Cadeia de Valor do Gás Natural</i>	40
2.5 UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL EM ANGOLA	42
3. RECURSOS DE GÁS NATURAL	45
3.1 EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL.....	49
3.2 IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL	62
4. MERCADO DO GÁS NATURAL	62
4.1 OFERTA DE GÁS NATURAL EM ANGOLA	64
4.2 PROCURA DE GÁS NATURAL EM ANGOLA.....	64
4.2.1 <i>Região Norte – Procura de gás nos Polos de Cabinda e Zaire</i>	64
4.2.2 <i>Região Centro – Procura de gás nas Províncias de Luanda e Benguela,</i>	68
4.3 PROCURA DE GÁS NATURAL POR SECTORES.....	69
4.3.1 <i>Sector Energético - Centrais Termoeléctricas</i>	69
4.3.2 <i>Sector Petroquímico - Fertilizantes, Metanol e Olefinas (Etileno e Propileno)</i>	73
4.3.3 <i>Sector Industrial: Siderurgia, Cerâmica e Cimento</i>	78
4.3.4 <i>Sector dos Transportes - Gás Combustível para Automóveis</i>	80
4.3.5 <i>Sector Residencial/Comercial - LPG-Gás Butano e Gás Natural</i>	81
4.4 OFERTA E PROCURA DE GÁS NATURAL EM ANGOLA	85
5. INFRA-ESTRUTURAS DE GÁS NATURAL	88
5.1 CENÁRIOS DE MOVIMENTAÇÃO DO GÁS NATURAL DE ANGOLA	88
5.2 MODELOS ALTERNATIVOS DA CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL EM ANGOLA	91
5.3 DESENVOLVIMENTO ORDENADO E FASEADO DE INFRA-ESTRUTURA DE GÁS	94
5.3.1 <i>Plano Principal para as infra-estruturas</i>	96
5.3.2 <i>Promoção da Procura de Gás para Estimular a Construção de gasodutos Principais</i>	97
5.3.3 <i>Infra-estruturas na Região Norte (Bacia do Baixo Congo)</i>	103
5.3.4 <i>Infra-estruturas na Região Centro (Bacia do Kwanza e Benguela)</i>	111
5.3.5 <i>Infra-estruturas na Região Sul (Bacia do Namibe)</i>	112
5.4 SUSTENTABILIDADE DO PLANO DIRECTOR DO GÁS NATURAL.....	114
6. INVESTIMENTO E FINANCIAMENTO	115
7. QUADRO LEGAL E REGULATÓRIO.....	118
8. IMPACTO ESPERADO E SUSTENTABILIDADE.....	119
8.1 SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA	120
8.1.1 <i>Preço Local do Gás Natural</i>	122

8.1.2	<i>Preço Global do Gás Natural</i>	124
8.1.3	<i>Estrutura Comercial e Movimentação do Gás Natural</i>	126
8.1.4	<i>Gestão da Movimentação do Gás Natural</i>	129
8.2	SUSTENTABILIDADE SOCIAL.....	132
8.2.1	<i>Capital Humano e Conteúdo Local</i>	132
8.2.2	<i>Impacto Esperado Socioeconómico</i>	133
8.3	SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL	135
8.3.1	<i>Impacto Esperado Ambiental</i>	136
9.	INTEGRAÇÃO REGIONAL	136
9.1	MOÇAMBIQUE.....	139
9.2	ÁFRICA DO SUL	141
9.3	ZÂMBIA.....	141
9.4	TANZÂNIA.....	142
9.5	GANÁ	142
10.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	143
10.1	CONCLUSÕES.....	143
10.2	RECOMENDAÇÕES	146
11.	IMPLEMENTAÇÃO DO PLANO DIRECTOR DO GÁS NATURAL	149
11.1	COORDENAÇÃO INSTITUCIONAL.....	149
11.2	MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO DO PLANO DIRECTOR DO GÁS	150
11.3	PLANO DE ACÇÃO INTEGRADO DO GÁS NATURAL (PAIGN).....	150
12.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	151
13.	ANEXOS DO PDG	152
13.1	ANEXO A: PLANO DE ACÇÃO INTEGRADO DE GÁS NATURAL (PAIGN)	152
13.2	ANEXO B : CASOS DE ESTUDO E BENCHMARKING INTERNACIONAL	152
13.3	ANEXO B: MAPA DE DESENVOLVIMENTO TERRITORIAL PARA O SECTOR DE TRANSPORTE.....	152
13.4	ANEXO C: RECURSOS CONTINGENTES DE GÁS DE ANGOLA - BACIA DO BAIXO CONGO, KWANZA E BENGUELA.	152
13.5	ANEXO D: COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL ENVIADO A FABRICA ALNG	152
13.6	ANEXO E: MANIFESTAÇÃO DE INTERESSE PELO GÁS NATURAL	152
13.7	ANEXO F: MODELO INTEGRADO DE DESENVOLVIMENTO DE INFRA-ESTRUTURAS EM TERRA:	152
13.8	ANEXO G. MAPA DA GERAÇÃO TÉRMICA INSTALADA EM 2017.....	152
13.9	ANEXO H: TERMINOLOGIA DO GÁS NATURAL, SIGLA E ACRÓNIMOS.....	152
13.10	ANEXO I: INFRA-ESTRUTURAS DE GPL/LPG.	152
13.11	ANEXO J: DIPLOMAS LEGAIS ASSOCIADOS AO GÁS NATURAL.....	152
13.12	ANEXO K: MAPA DE CONCESSÕES.....	152

ÍNDICE DAS FIGURAS

Figura 1 - Diagrama de Rede do Gás Existente.....	31
Figura 2 - Central Termoelétrica do Malembo, Cabinda.....	34
Figura 3 - Rede de Gasodutos Upstream a Fábrica ALNG, no Soyo	36
Figura 4 - Fábrica Angola LNG. Fonte: ALNG.....	37
Figura 5 - Central Termoelétrica de Ciclo Combinando, no Soyo.....	37
Figura 6 - Modelo de gestão do Gás Natural Existente em Angola	39
Figura 7 - Cadeia de Valor do Gás Natural, em Angola. (Futuras Oportunidades; Fonte-ANPG)	40
Figura 8 - Visão do desenvolvimento da cadeia de valor do gás natural até 2030.	43
Figura 9 - Fontes de Fornecimento de Gás Existentes	48
Figura 10 - Conversão dos recursos de gás <i>in place</i> , em reservas e produção (Fonte Pública).....	49
Figura 11 -Ciclo de Vida de um Projecto típico de Exploração e Produção	50
Figura 12- Potencial uso do Gás Natural no sector Petroquímico.....	73
Figura 13 - Modelo integrado de Desenvolvimento de polo de gás (Energia, Petroquímico e Exportação)	77
Figura 14 - Previsão de Consumo de LPG Residencial vs. Industrial	83
Figura 15 - Alternativa de Escoamento de Gás das Zonas Marítimas das Bacias Sedimentares, Angola.	90
Figura 16 -Cadeia de Valor do Gás Natural (gasoduto ao consumidor), Angola	91
Figura 17: Cadeia de Valor do LNG, em Angola.....	92
Figura 18: Cadeia de Valor do LNG com transporte por cisternas /vagões (gasoduto virtual), Angola	93
Figura 19 - Plano Modelo de Desenvolvimento de Infra-estruturas de Gás	95
Figura 20 - Fases de Desenvolvimento Ordenado da Cadeia de Gás Natural	96
Figura 21 - Consumidores de gás local e regional	98
Figura 22 - Modelo de desenvolvimento de gasoduto de transporte, Angola	102
Figura 23 - Tanques de armazenagem de LPG (Terminal de Malongo - Cabinda)	104
Figura 24 - Classificação da Rede de Gasodutos. Fonte: ANPG	105
Figura 25 - Mapa de Transporte e distribuição de Gás em Angola por 3/4 pontos de entrada.....	106
Figura 26 - Mapa de Transporte e distribuição de gás nas Regiões Norte e Nordeste de Angola	107
Figura 27 - Ponto de Entrada e ligação de gasodutos à Central Malembo em Cabinda, Fonte: ANPG.	109
Figura 28 - Mapa de espaço reservado para zona industrial no Soyo. Fonte: SNG	110
Figura 29 - Mapa de Transporte e distribuição de Gás nas Regiões Centro e Nordeste de Angola. Fonte: ANPG	111
Figura 30 - Mapa de Transporte e distribuição de Gás na Região Sul e Sudeste de Angola. Fonte: ANPG	113
Figura 31 - Modelo de Funcionamento no Segmento da Cadeia de Valor	127
Figura 32 - Modelo de fornecimento e Gestão de gás. Fonte: ANPG	128
Figura 33- Gestão e Movimentação de Gás Natural ao Mercado Doméstico,	129
Figura 34 - Previsão de Consumo de Gás Natural por mercado. Fonte: PDRG	138
Figura 35 -Modelo de Desenvolvimento de Gasoduto de Transporte, ROMPCO.....	140
Figura 36 - Previsão de Infra-estruturas de Gás, SA	141

ÍNDICE DAS TABELAS

Tabela 1 - Rede de Gasodutos <i>Upstream</i> a Fábrica ALNG, no Soyo	36
Tabela 2 - Visão de Fornecimento do Gás Natural até 2030.	43
Tabela 3 - Recursos de Gás Natural, em Angola. Fonte: ANPG	45
Tabela 4 – Investidores do Upstream	46
Tabela 5 – Programa de Licitações para o Período 2019-2025	61
Tabela 6 - Estimativa das necessidades de Gás Natural para geração de Energia até 2030	71
Tabela 7 Perspectivas de fornecimento de Gás Natural ao sector petroquímico. Fonte: SNG/ANPG	75
Tabela 8 - Estimativa de procura de Gás Natural para o Sector Industrial.....	79
Tabela 9 - Previsão de Potencial de Mercado vs. Consumo de LPG 2021 – 2050	82
Tabela 10 – Previsão preliminar de preço de gás e tarifa de electricidade	98
Tabela 11 – Preço de gás resultante da tarifa de energia	100
Tabela 12: Preços comparativos de projectos de produtores Independentes de Energia na região (Power Africa-Gas Roadmap to 2030).	138

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1- Mapa de Desenvolvimento do Sector do Gás Natural	28
Mapa 2 - Blocos Offshore em Angola	47
Mapa 3 - Blocos da Bacia do Baixo Congo	53
Mapa 4 - Blocos da Bacia do Kwanza.....	56
Mapa 5 - Blocos da Bacia de Benguela	58
Mapa 6- Blocos da Bacia do Namibe	60
Mapa 7 - Mapa de Electrificação de Angola em 2017. Fonte: MINEA.....	70

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Histórico de uso local do Gás Natural. Fonte: ANPG	33
Gráfico 2 - Previsão de Uso Local do Gás Natural Disponível até 2050. Fonte: ANPG	44
Gráfico 3 - Previsão de Fornecimento de Gás para o Soyo	54
Gráfico 4 - Previsão de Fornecimento de Gás para a Província de Cabinda	55
Gráfico 5 - Previsão de Fornecimento de Gás Natural da Bacia do Kwanza	57
Gráfico 6 - Previsão de Fornecimento de Gás da Bacia de Benguela	59
Gráfico 7 - Transição Energética: Ciclo da coabitação das várias fontes de energia (informação por analisar/validar MINEA, MIREMPET)	63
Gráfico 8 - Procura de GN do Mercado Local, em Cabinda	65
Gráfico 9 - Procura de Gás da fábrica ALNG, Soyo	66
Gráfico 10 - Procura de GN do Mercado Local, no Soyo.	67
Gráfico 11 - Procura de GN das províncias de Luanda e/ou Benguela	68
Gráfico 12: Visão Energética 2025, Angola (Fonte: MINEA)	69
Gráfico 13 - Plano de Utilização do Gás Natural, Angola. Fonte: * ANPG	85
Gráfico 14 - Procura versus Oferta de Gás a partir de Cabinda	86
Gráfico 15 - Procura versus Oferta de Gás a partir do Soyo	86
Gráfico 16: Procura versus Oferta de Gás a partir do CS	87
Gráfico 17: Procura versus Oferta de Gás a partir de Benguela-Lobito	87
Gráfico 18 - Estimativa de Preço de Venda do Gás Natural com Gasoduto, Angola	92
Gráfico 19 - Estimativa de preço do gás natural na cadeia de valor de LNG, Angola	93
Gráfico 20 - Estimativa do Preço do Gás Natural na Cadeia de Valor do LNG com Gasoduto Virtual, Angola	94
Gráfico 21 - Variação da tarifa de eletricidade versus taxa de utilização de instalação	97
Gráfico 22 : Variação da tarifa do gasoduto de transporte	100
Gráfico 23 - Impacto económico e redução de subsídios com base no preço de transporte	101
Gráfico 24 - Preços dos Produtos em Angola, com base no Valor Energético. Fonte: * Pública	120
Gráfico 25 - Comparação do Preço do Consumidor Local (Angola) vs. Internacional pelo valor energético (USD/MMBTU)	121
Gráfico 26 - Classificação e previsão da regulamentação do preço do Gás Natural.	123
Gráfico 27 - Previsão do preço médio ponderado de gás por mercado regional, cenário base. Fonte: ERI RAS-2040.....	125

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, metano (CH₄) e dióxido de carbono (CO₂) 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, a 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 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 (CH₄), etano (C₂H₆), propano (C₃H₈), butano (C₄H₁₀) e outros gases (C₅+) 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 de "Exemplo: Fabrica 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 fabrica 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 especifica para a sua extracção. Estes reservatórios podem ocorrer em diferentes litologias.
- xxxi. **Reservatórios**, rochas cujas propriedades permo-porosas permitem a acumulação de hidrocarbonetos.

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 Turbina (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 Gás Turbine Plant* – Planta de Tratamento ou Turbina a Gás.
- xvii. **IEA** – Internacional 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, Ciências e 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 de Energia e Águas
- xxix. **MINFIN** – Ministério das Finanças.
- xxx. **MINJUSDH** – Ministério da Justiça e 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** - (*Millions Cubic Feet*) – Milhões de Pés Cúbicos por Dia.
- xxxvii. **MW** – Mega Watt – Um milhão (10^6) 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 EP. 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 (10^{12}), correspondem a um Bilhão, na escala numérica longa (DLP n.º 7/19)
- xlvi. **UAG** - Unidades Autónomas de Gás em terra.
- 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 C_3+ .
- ii. **Gás Rico/ Rich Gas** - Quando o somatório da composição de gás C_3+ é igual superior á 7%.
- iii. **Gás Pobre(seco)/ Lean Gas** - Quando o somatório da composição de gás C_3+ é inferior á 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).
- i. **Contaminantes** - Quantidade de Dióxido de Carbono (CO_2), Reacção de Sulfato de Hidrogénio (RSH), enxofre ou sulfeto de hidrogénio (H_2S) e Água contida no Gás Natural, entre outros elementos
- ii. **Gás Ácido/ Sour gas** - Quando existe um elevado nível de RSH em comparação ao CO_2 .
- iii. **Gás doce/ Sweet gas** - Quando existe um elevado nível de CO_2 em comparação ao RSH.
- iv. **Ponto de orvalho/Dew point** - A temperatura a partir da qual se forma a primeira gota de líquido do gás.

SUMÁRIO EXECUTIVO

O Plano Director do Gás Natural (PDG) é a estratégia do Executivo para promover o desenvolvimento de uma cadeia de valor do Gás Natural dinâmica, sustentável, de forma orientada tendo em consideração os recursos de Gás Natural, Mercado, Infra-estruturas e Quadro Legal e Regulatório, num horizonte temporal de 25 anos. A elaboração do PDG, com participação das partes interessadas e intervenientes do sector, é uma das acções prioritárias do Plano de Desenvolvimento Nacional.

A caracterização da situação actual indicou que a produção total de Gás Associado de Angola é de aproximadamente 2 680 MMSCFD dos quais 75% é utilizado nas operações e 25% (700 MMSCFD) são transportados para a fábrica ALNG. A cadeia de valor de Gás Natural é incipiente, sendo acima de 90% do volume de Gás Natural processado (~700 MMSCFD) e exportado pela fábrica ALNG (projecto pioneiro de aproveitamento comercial do Gás Natural em Angola, com a capacidade de produção de 5.2 MMPTA de LNG e NGL). O volume de gás remanescente contribui unicamente para a segurança energética do país, em especial em épocas de estiagem.

Adicionalmente, a Plataforma Sanha LPG e Planta de Gás de Cabinda (CGP), são igualmente fundamentais para o processamento do Gás Natural e sustentabilidade da produção de LPG (acima de 500 mil toneladas ano) e a Central Térmica de Malembo de 145 MW, em Cabinda).

Contudo, a República de Angola regista uma taxa de crescimento populacional anual de 3%, prevendo-se que atinja 68 milhões de habitantes em 2050. Este crescimento populacional associado a transição energética consolida a necessidade da diversificação das fontes de energia, e crescimento do sector industrial e petroquímico (gás como combustível e matéria-prima para produção de amónia, fertilizantes e produtos químicos). A perspectiva de criação de indústrias de 1ª, 2ª e 3ª geração em Angola, (produção superior a 3 MMPTA) e de produção industrial e manufactureira contribuirá para redução das importações anuais estimadas em cerca de 1 mil milhões de dólares, e aumento de emprego com efeito multiplicador, bem como a diversificação das receitas do Estado e crescimento do PIB.

O PDG ilustra a necessidade de fertilizantes para o sector agrícola, bem como plásticos, ferro, aço e cimento que são elementares para o desenvolvimento do país. Todavia, identificaram-se como fraquezas/ameaças para a cadeia de valor Gás Natural, a ausência de infra-estruturas, potencial hídrico do país, diversificação de consumidores, quadro legal/regulatório e comercial para o Gás Natural, ausência de um mercado robusto para benefício dos produtores, consumidores e Estado.

Neste sentido, torna-se importante assegurar a produção de gás, maximizar o seu fornecimento, construir novas infra-estruturas, assim como elaborar um quadro legal e regulatório dinâmico para atracção do investimento na cadeia de valor.

Assim, o PDG define as directrizes para o desenvolvimento sustentável dos recursos de Gás Natural, 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 investidores.

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 também 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) e com os Governos das Províncias onde serão implementados os projectos de Gás.

Portanto, para elaboração do PDG foram considerados quatro (4) pilares, nomeadamente:

- a) Recursos de Gás Natural
- b) Infra-estruturas de Gás Natural
- c) Mercado do Gás Natural
- d) Quadro Legal e Regulatório

a) Recursos de Gás Natural

As reservas de Gás Natural de Angola em 2023, foram estimadas em 5,8 triliões de pés cúbicos (TCF), tendo em conta 7 Blocos 0, 14, 15, 17, 18, 31, 32 e os campos Quiluma Maboqueiro (QM) da Bacia do Baixo Congo, fornecedores de Gás Natural à fábrica Angola LNG. Por outro lado, de acordo com a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG), os recursos de Gás Natural do país estão estimados em 94,97 TCF (GIIP), dos quais **38,74 TCF são recursos descobertos e 56,23 TCF correspondem aos recursos prospectivos.**

Estima-se com esses recursos de gás descobertos nas Bacias do Baixo Congo, Kwanza e Benguela a recuperação provável de cerca de 15 TCF. A produção desses recursos de gás poderá atingir níveis de fornecimento na ordem dos 1600-1800 MMSCFD, após 2032, por um período de 15 - 20 anos. Estes níveis de fornecimento de gás representam a oportunidade para avaliar e desenvolver mais de 40 campos de gás (associado e não associado) para oferta ao mercado, enquanto os recursos prospectivos representam oportunidades exploratórias que poderão traduzir-se em novas descobertas a serem desenvolvidas a longo prazo. Por exemplo, a exploração de gás em 2024 na Bacia do Baixo Congo, no Bloco 1/14.

A curto-médio prazo, terá como base os projectos em curso, nomeadamente, Sanha *Lean Gas Connection* (SLGC) e Quiluma e Maboqueiro (Q&M) sancionados em 2020 e 2022, respectivamente, que prevêem elevar a disponibilidade de gás para a fábrica ALNG a níveis acima de 1000 MMSCFD e aumentar o consumo local de 7% para 11%, a partir de 2027.

O PDG pretende alcançar a meta de fornecimento de até 30% do Gás Natural para o mercado local (incluindo DOMGAS e *willing buyer willing seller*), por forma a atender as necessidades a curto, médio e longo prazo, dos sectores prioritários tais como energético, industrial e petroquímico sem descuidar a importância dos sectores residencial/comercial e transporte. Para tal, o PDG indica as directrizes para criação de infra-estruturas de forma ordenada/faseada e a interligação entre a procura (mercado) e a oferta (Recursos de Gás/produção/fornecimento), garantindo o retorno seguro dos investimentos.

Adicionalmente, caso a disponibilidade local de gás não seja suficiente, o PDG prevê a importação de Gás Natural sempre que necessário para incentivar o mercado no país, em especial na região Centro e Sul de Angola.

b) Infra-estruturas do Gás Natural

O fornecimento de Gás Natural realiza-se por via das instalações petrolíferas localizadas em 7 blocos da Bacia do Baixo Congo de um total de 16 Blocos em produção. A partir dos blocos fornecedores, o escoamento/transporte do Gás Natural para o grande consumidor (ALNG) é feita através da rede de gasodutos de gás associado (extensão de mais de 500 km cujo investimento foi de capital intensivo). Esta rede de gasodutos com pontos de interligação tem tido um papel determinante no desenvolvimento do Gás Natural. Para interligação e escoamento de gás de novos blocos fornecedores, o PDG preconiza a expansão da rede existente e implantação de gasodutos principais ao longo do país com o suporte de estudos de viabilidade técnico-económica.

Estima-se a curto-médio prazo na Bacia do Baixo Congo, o desenvolvimento de projectos nos Bloco 0 e Bloco 17/06 para o escoamento para a província de Cabinda e Zaire, respectivamente. Contudo, para o desenvolvimento destes projectos, serão necessários a celebração de acordos efectivos de compra e venda de gás com base na manifestação de interesse e capacidade financeira dos potenciais clientes.

O desenvolvimento dos campos localizados nas Bacias do Kwanza e Benguela será realizado com a utilização de plataformas flutuantes ou fixas. Assim sendo, será necessário escoar o Gás Natural por via de gasodutos com uma extensão entre 100 km a 200 km, para as infra-estruturas em terra (Unidades de Processamento de Gás e/ou Polo de Desenvolvimento Integrado - produção amónia/LNG e petroquímica) que recepcionarão o gás e dinamizarão o consumo local. O escoamento/transporte do Gás Natural destas bacias para a região centro do país, próximo da produção (Kwanza Sul e/ou Benguela), otimizará os custos de investimento.

Nos locais acima referidos, prevêem-se pontos de ligação no gasoduto principal (gasoduto N-C-S: Norte -Centro-Sul ~ 1650 km, do Zaire ao Namibe e gasoduto O-E: Oeste a Este – 1400km – ao longo da rota do corredor do Lobito para a Zâmbia/RDC), para as províncias no interior, de acordo com o volume de procura, quer seja para os sectores petroquímico, mineiro, siderúrgico, cerâmico ou outro grande consumidor. A construção dos gasodutos principais de transporte estimulará a procura e a oferta com realce para os campos em terra (Bacia do Kwanza e Bacias Interiores), possibilitando a geração de energia confiável e acessível, bem como a redução de subsídios e fará crescer o sector manufactureiro tornando-o mais competitivo. O investimento pelo Estado em cerca de 7 mil milhões de dólares americanos para rede de gasodutos de transporte, proporcionará um investimento em cerca de 90 mil milhões a nível do Upstream com benefícios directos e indirectos superiores a 150 mil milhões de dólares americanos.

A construção do gasoduto principal e transporte do Gás Natural será garantida pela existência de “Clientes Âncora” com alta capacidade financeira fazendo com que o Estado reduza o financiamento no desenvolvimento de infra-estruturas de gás. Por exemplo, clientes como o sector petroquímico em Cabinda, Zaire e Benguela, em sinergia com as refinarias, e o sector

mineiro doméstico e regional (Zâmbia/RDC). O PDG ressalta a promoção de investimento considerando clientes com capacidade de crédito, consumidores e compradores que oferecem a segurança para atrair o financiamento necessário.

Por outro lado, o PDG identifica alternativas de transporte de gás por camiões-cisternas, iso-cisternas (LNG) para o mercado em locais onde não estão constituídas as bases para o transporte de gás por gasodutos, contanto que existam redes rodoviárias. Por exemplo, do Namibe a Huila.

c) Mercado do Gás Natural

O desenvolvimento de um mercado doméstico aberto, dinâmico e competitivo passa pela identificação de consumidores e Clientes Âncora cujas necessidades se traduzem na compra de grandes volumes de Gás por um longo período. Os recursos recuperáveis de acima de 15 TCF para oferta ao mercado, a um preço médio do gás a longo prazo entre \$3 a \$5/ MMBTU, revela um fluxo superior a 60 mil milhões de dólares americanos e benefícios directo e indirectos em cerca de 150 mil milhões de dólares americanos, isso excluindo o mercado dos produtos acabados baseados no fornecimento de Gás Natural, nomeadamente da indústria petroquímica, mineira e siderúrgica entre outras. A oportunidade de mercado demonstra um potencial de exportação de produtos acabados e crescimento do PIB.

Para o mercado doméstico, as manifestações de interesse no Gás Natural e consumidores prováveis identificados nos sectores eléctrico, petroquímico, industrial, comercial/residencial e transporte permitem estimar uma procura de Gás Natural de cerca de 250 a 300 MMSCFD até 2032 e alcance de volumes superiores a 500 MMSCFD até 2050.

Sector de Energia Eléctrica

O PDG indica que Angola tem uma capacidade de produção energética de cerca de 5,9 GW, sendo cerca de 30% referentes a Centrais Térmicas. Tendo em consideração a necessidade da descarbonização com o objectivo de reduzir o uso do gasóleo que é mais oneroso e menos amigo do ambiente bem como o aumento da eficiência energética, estima-se que a procura total de gás, para geração de 1.9 GW de energia eléctrica, poderá atingir cerca de 240 - 260 MMSCFD, nos anos de estiagem. Os preços do Gás Natural com valores entre USD 3,0 - USD 7,5 / MMBTU, devem garantir que a energia gerada pelo Gás Natural seja preferida por razões económicas e ambientais, em relação ao gasóleo. Neste contexto e considerando a procura de Gás Natural a longo prazo, direccionar-se-á acima de 150 MMSCFD de gás para as centrais termoeléctricas identificadas ou utilização de 10% - 15% do Gás Natural disponível dependendo da necessidade efectiva devido as épocas de estiagem, porquanto a curto e médio prazo, considera-se que a prioridade será a geração de energia eléctrica a partir de fontes hídricas,

- a. Província de Cabinda: Central Térmica de Malembó - 145 MW (53 MMSCFD a médio-longo prazo). Prevendo-se a instalação de mais duas (2) turbinas (GT6 e GT7), que irá alterar a potência instalada de 145 MW para 195 MW, com 60 MMSCFD como consumo médio estimado.

- b. Província do Zaire: Central de Ciclo Combinado do Soyo 750 MW (50-125 MMSCFD, dependendo da demanda energética e estiagem);
- c. Províncias de Benguela e Namibe/Sudeste Leste e Centrais Térmicas a Gás de Ciclo Combinado (CCGT¹) entre outras.

Além disso, o Plano de Desenvolvimento de Energia-PDE perspectiva o aumento da geração de energia eléctrica para 12,5 GW até 2040, dos quais cerca de 7GW (~56%) serão provenientes de centrais térmicas a gás. Porém, o PDG indica a necessidade de análise e incorporação dos custos das infra-estruturas necessárias para satisfazer a procura de Gás das Centrais Térmicas demonstradas no PDE, bem como o compromisso de compra e venda.

A análise do rácio custo/benefício de cenários para o transporte e fornecimento de gás para as centrais térmicas será feita com base nos dados do MINEA e MIREMPET(SNL/ANPG/IDRP). Esta análise incluirá o preço do gasóleo com subvenção, o que limita a competição do gás, uma vez que a substituição do gasóleo pelo Gás Natural oferece uma redução das despesas do Estado em cerca de 50%, facto que permite a eliminação da subvenção, resultando numa poupança anual superior a 350 MMUSD.

Sector Petroquímico

O Sector Petroquímico poderá utilizar, como matéria-prima, o Gás Natural e os derivados de petróleo que serão produzidos nas futuras refinarias, criando assim oportunidades para a redução da importação de produtos químicos num valor estimado em mais de 1 mil milhões dólares por ano².

Todavia, o Gás Natural e os respectivos líquidos (NGL's) poderão incentivar a implementação de fábricas petroquímicas de 1^a e 2^a geração para produção de amónia (fertilizantes), metanol e olefinas (polímeros), com um consumo de 70 - 160 MMSCFD de gás e margens de preço entre USD 2,00 – USD 6,50 / MMBTU. Essas fábricas de capital intensivo com montantes estimados entre 500 milhões a 2 mil milhões de dólares, carecem de uma cadeia logística eficiente localizada na região costeira com acesso aos portos como nas províncias de Cabinda, Zaire, Luanda, Benguela e Namibe ou ao longo da rota do gasoduto principal, no interior do país. Cada um desses projectos poderá proporcionar mais de 1000 empregos directos e indirectos na fase de construção e milhares na fase de operação.

Por outro lado, segundo o MINAGRIF, Angola consome cerca de 60 mil toneladas/ano de fertilizantes, o que representa menos de 15 kg/hectare; porém, o Banco Mundial recomenda o uso de 50-100 kg/hectare³ de fertilizantes, o que representa uma necessidade de acima de 750 mil toneladas de importação de fertilizantes para uma expansão agrícola do país de 15 milhões de hectares e atender a necessidade alimentar com o crescimento populacional.

¹ CCGT – *Combine Cycle Gas Turbine* ou Central Térmica de Ciclo Combinado - tem uma eficiência muito maior que Centrais Térmicas de Ciclo Aberto, e produz mais energia eléctrica por menor quantidade de gás. Em Angola existe apenas a Central de Ciclo Combinado do Soyo. De acordo a fonte de gás identificada no PDG, as províncias de Cabinda, Benguela poderão beneficiar de novas CCGT.

² AGT – Administração Geral Tributária de Angola- <https://agt.minfin.gov.ao/PortalAGT/#!/estatisticas/estatistica-do-comercio-externo>. Acesso em 2021.

O preço (spot) de fertilizantes (Ureia) nos últimos 10 anos tem apresentado uma tendência crescente, acima de USD 200/toneladas, tendo alcançado picos acima de USD 800/tonelada, com um ligeiro declínio não inferior aos níveis iniciais. A produção local de produtos químicos e fertilizantes mitigará o impacto das flutuações de preço e garantirá a sustentabilidade desses produtos no país.

Considerando o acima exposto, prevêem-se como meta o fornecimento de 120 MMSCFD de gás, a curto-médio prazo ou utilização de 7% do Gás Natural e tornar Angola auto-suficiente, com realce para as seguintes províncias:

- a. Província do Zaire: 50 - 75 MMSCFD (média anual) para zona industrial reservada no Soyo que permitirá acima de 500 - 600 mil toneladas por ano de produtos acabados (amónia, fertilizantes) para uso local e exportação do excedente (curto prazo);
- b. Província de Cabinda: 70 MMSCFD (média anual) na zona industrial de Malembo/Fútila, permitirá produzir acima de 600 mil toneladas por ano de produtos acabados (amónia, fertilizantes, metanol, etc.) para uso local e exportação do excedente (médio prazo);
- c. Províncias da região central (Sul de Luanda/Benguela). (100 -150 MMSCFD médio-longo prazo)

Para a sustentabilidade das oportunidades identificadas, deverá ser incorporada nos Planos dos vários Ministérios (MINAGRIF, MIREMPET, MINDCOM, MINOPUH) com a clarificação da necessidade efectiva da matéria-prima a curto, médio e longo prazo.

Sector Industrial

A produção de aço ou alumínio, pode ser realizada com base no beneficiamento do minério de ferro proveniente da zona de Cassinga e/ou outras zonas mineiras do país (facilitado por novos desenvolvimentos ferroviários) ou importações de alumina do mercado regional ou global, permitindo um consumo estimado entre 40 - 90 MMSCFD com potenciais margens de preço de acima de USD 2,00 / MMBTU. O gasóleo e outras formas de combustíveis fósseis, têm sido usados no sector industrial o que tem um impacto no custo de produção dos seus produtos e também na emissão de gases danosos ao ambiente.

Nesta perspectiva, estima-se como meta a curto-médio prazo o fornecimento de acima de 40 MMSCFD de gás, a curto-médio prazos, para utilização industrial, cimenteira, vidreira e têxtil ou utilização de 5% do Gás Natural disponível.

- a. Província da Huila: 40 MMSCFD (média anual) para zona mineira de Cassinga - minas de ouro e ferro bem como para siderurgia e produção de ferro-gusa, entre outros; (produção de milhares de toneladas por ano);
- b. Província do Cuanza Norte, Luanda, Bengo e Nordeste do país: (recursos em estudo), zona mineira e industrial (produção de milhares de toneladas por ano).

O PDG identifica oportunidades de fornecimento de gás a indústria siderúrgica, bem como o potencial na zona mineira Cuando Cubango - minas em Cuchi.

Atendendo que essas indústrias primárias precisam de baixos custos de energia para serem económicas, garantir uma infra-estrutura de gás confiável e eficiente será fundamental para liberar a produção.

A sustentabilidade desta oportunidade, deve ser assegurada por um plano integrado do MIREMPET, MINDCOM, MINOPOT e MAT para a identificação dos recursos de gás combustíveis a curto, médio e longo prazo.

Os sectores acima referenciados (energia, petroquímica e indústria), constituem os grandes consumidores de Gás Natural. Porém, a disponibilidade de infra-estruturas que serão criadas a curto-médio prazos permitirá o surgimento de outra franja de consumidores. Essa franja de consumidores será os sectores de transporte (gás como combustível para automóveis – autocarros, camiões) residencial (doméstico) e comercial. Esses consumidores, podem estar localizados próximos das áreas de produção de Gás Natural, na zona costeira ou em áreas urbanas, que tenham condições de transporte e armazenamento do Gás Natural.

Sector dos Transportes

Os meios de transporte são um dos candidatos para uso do Gás Natural, devendo iniciar-se com modelos pequenos e consolidados. Os casos de estudo realizados, bem como as metas do Plano Director do Gás Regional (PDGR) da SADC, foram as bases da visão do PDG para:

- ii.) fornecimento de > 5 MMSCFD de gás a médio-longo prazos e oportunidade de redução do uso do gasóleo no sector automobilístico, que é um combustível mais dispendioso e menos amigo do ambiente.

O Gás Natural nas suas várias formas (CNG, LPG e LNG) poderá dinamizar um novo segmento de consumo, abrindo espaço para um novo mercado, próximo de unidades autónomas de regaseificação ou liquefacção.

Sector Residencial e Comercial

O PDG identificou um potencial mercado para o consumo acima de 300 mil toneladas métricas ano de gás, não havendo, no entanto, infra-estruturas suficientes (meios de distribuição assim como botijas de butano) para atender esse mercado. O Gás Natural serve como uma excelente alternativa para uso residencial e comercial. A implementação do gasoduto principal com pontos de ligação próximos das regiões de autoconsumo como Luanda, Benguela e outras províncias (alto índice demográfico) permitirá ligações por gasodutos de baixa pressão para distribuição de Gás Natural a essas províncias.

Essas ligações, poderão ser igualmente possíveis com a implementação de unidades de regaseificação. No entanto, o fornecimento de gás através do LNG/regaseificação pode resultar em altos custos para o consumidor e exigir subsídios para alinhar com os custos actuais do gasóleo. Tal solução, poderia ser implementada como uma medida temporária, enquanto uma infra-estrutura eficiente, mais permanente está sendo desenvolvida. Esses subsídios, podem exigir um período de expiração pois o objectivo é fornecer ao consumidor angolano energia confiável e acessível, sem a necessidade de subsídios.

Segundo a meta do PDG prevê-se o seguinte:

- iii.) Fornecimento de >5 MMSCFD de Gás Natural, a médio-longo prazos, para a distribuição de gás canalizado, considerando projectos pilotos (condomínios, novas centralidades, zonas comerciais, etc.) em áreas residenciais e comerciais.

Para sustentabilidade do supracitado, deverá ser considerado um plano integrado entre o MIREMPET, MINOPUH, MAT e reguladores, para identificação das necessidades efectivas de gás a curto, médio e longo prazo.

Exportação de Gás Natural

O PDG identifica como oportunidade, a exportação de gás para a região da SADC, garantindo para o efeito, o abastecimento contínuo de Gás Natural a fábrica de LNG Angola (ALNG).

Exportação de Gás Natural por LNG

Para a produção contínua de LNG e o funcionamento da fábrica ALNG é crucial o fornecimento permanente de gás até a capacidade máxima de 1075 MMSCFD, a médio e longo prazo. O abastecimento de Gás Natural à fábrica ALNG permitirá a operacionalidade da mesma e com isso garantirá a produção anual de 5,2 milhões de toneladas métricas ano (MMTA) de Gás Natural liquefeito, o fornecimento sustentável de gás butano para o mercado doméstico e o gás metano (“DOMGAS”) para o sector energético e petroquímico. De igual modo, é crucial a participação da ALNG no desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural e o crescimento do mercado doméstico.

O PDG reconhece a oportunidade de aumento da capacidade de produção de LNG e a exportação por gasoduto para maximizar os ganhos socioeconómicos. Porém, considerando os dados disponibilizados pelas entidades intervenientes (ALNG, ANPG, operadores entre outras) e análise de *netback* do LNG relativamente a exportação por gasodutos, devem determinar a relação custo/benefício para as partes.

Exportação de Gás Natural por Gasodutos & LNG (Regional)

Contrariamente a Angola que possui recursos hídricos para geração de energia, alguns países na região têm a geração de energia a partir de combustíveis fósseis como carvão, gásóleo e outros. Numa perspectiva regional, Angola, enquanto Estado-membro da SADC, deverá considerar as prioridades definidas no Plano Director Regional de Gás (PDRG) de acordo com planos de cooperação com os demais membros para o desenvolvimento de projectos colectivos que beneficiem a região, em conformidade com o Protocolo sobre Energia da SADC de 1996.

Nesse contexto, o PDG está alinhado com os objectivos de desenvolvimento do mercado regional, considerando as possíveis opções de rotas de transporte, visando a distribuição do gás no território nacional e na região. Por outro lado, na fronteira de Angola com os países da SADC existem duas categorias de potenciais “Clientes Âncora” identificados no PDG.

Entretanto, considerando a transição energética, muitos desses Estados estão a recorrer ao Gás Natural como fonte de energia mais limpa para a transição às energias renováveis. Neste cenário, encontram-se consumidores como:

- Gigantes do Cobre na SADC: O défice de energia na “Cintura de Cobre” (*Copperbelt*) da Zâmbia e na RD do Congo é estimado em ~ 3GW. Há muito potencial para substituir gasóleo, HFO e LPG. Este mercado pode consumir 1,5 – 3 MMTPA. A introdução do Gás Natural e electricidade a preços acessíveis aumentará a oportunidade de produção de mais produtos acabados dessas indústrias;
- O potencial consumo de Gás Natural para o Cabo Ocidental, na Africa do Sul, é estimado em 5,2 MMTPA. Este local tem como alvos os terminais de LNG em Saldanha e Mossel Bay para atender parte desta procura. A exportação por gasodutos ofereceria, igualmente, gás a preços mais competitivos.

A interligação do transporte de Gás na SADC é um anseio dos Estados. Os grandes consumidores desses países apresentam-se como entidades credíveis para financiar as infra-estruturas de gás, incluindo pontos de ligação para uso ao longo da rota do gasoduto. Neste âmbito, o PDG suporta essa visão que é uma questão fundamental, pois permitirá a construção de gasodutos principais de transporte que vão estimular o crescimento da procura local e em última instância o crescimento do PIB.

Assumindo-se um cenário positivo com a capacidade energética instalada, pode haver a oportunidade de exportação de energia eléctrica excedente, usando o gás como combustível em Centrais de Ciclo Combinado próximas dos pontos de produção de gás (*gas-to-wire*) em grande escala para a República Democrática do Congo (RDC) e para a África do Sul (*South African Power Pool-SAPP*). O sector energético beneficiaria de valores de energia eléctrica de cerca de 500 - 1000 MW, que seriam exportados (*gas-to-wire*), com o consumo de 45 - 90 MMSCFD de gás, considerando um intervalo de preços do gás entre USD 3,00 – USD 7,50/MMBTU. De igual modo, considerando o potencial de Gás Natural de Angola, haverá a oportunidade de exportação de gás por gasodutos em grande escala a preços de mercado.

Para sustentabilidade do exposto acima, deverão ser considerados os Memorandos de Entendimento existentes e futuros, criação de grupo de trabalho específico para consolidação da procura e oferta efectiva de Gás a curto, médio e longo prazo.

INVESTIMENTO E FINANCIAMENTO

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

O regime fiscal aplicável às actividades de prospecção, pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção e venda de Gás Natural em Angola, estabelecido pelo Decreto Legislativo Presidencial n.º 7/18, de 18 de Maio, configura-se num instrumento que serve de estímulo ao investimento privado no *upstream*. Assim, estimam-se investimentos superiores a 20 mil milhões de dólares norte americanos para a avaliação e desenvolvimento dos recursos recuperáveis avaliados acima de 15 TCF, que se encontram localizados no *offshore* das Bacias do Baixo Congo, Kwanza e Benguela, o que traduzira em investimentos ao longo de 25-30 anos em cerca de 90 mil milhões pelas empresas operadores.

Adicionalmente, nas actividades de transporte e armazenamento do Gás Natural, o Estado, por meio da ANPG, poderá realizar/promover investimentos nestas actividades desde o ponto de produção até ao ponto de entrega aos grandes consumidores, em todo território nacional, impulsionando a expansão da Rede de Transporte e Distribuição de Gás (RTD). Com base na Lei nº 26/12, de 22 de Agosto, sobre o transporte e armazenamento de petróleo e gás natural, estimam-se investimentos 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. Este investimento poderá ser igualmente realizado por sociedades comerciais ou por consórcios, obedecendo as regras e procedimentos do concurso público previstos no Decreto Presidencial nº 86/18, de 2 de Abril, para o sector de petróleo.

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 construção de gasodutos 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, incluindo a competitividade dos sectores manufatureiro e industrial.

Os investimentos, deverão ser sempre realizados de acordo com a procura efectiva do Gás Natural mediante contractos de compra e venda. No âmbito do investimento privado, a implementação de projectos de utilização do Gás Natural (sectores industrial, energético, residencial e comercial), é parcialmente regida pela Lei de Investimento Privado n.º 10/18, de 26 de Junho, 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 construção de infra-estruturas no *downstream*, tais como fábricas petroquímicas, calcula-se que os investimentos sejam da ordem dos 6 mil milhões de dólares norte americanos, considerando as províncias de Cabinda, Soyo e/ou Benguela.

QUADRO LEGAL E REGULATÓRIO

O regime jurídico para o aproveitamento dos recursos petrolíferos, consta na Lei n.º 10/04, de 12 de Novembro, Lei das Actividades Petrolíferas, que relativamente ao Gás Natural associado, no número 1, do seu artigo 73.º estabelece a obrigatoriedade do seu aproveitamento e a proibição expressa da sua queima.

O Executivo angolano, subseqüentemente, aprovou 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, contudo deixando algumas questões comerciais do gás natural por melhorar.

Assim, tendo em conta as oportunidades de melhoria identificadas no quadro regulatório vigente, as reformas previstas deverão incluir os seguintes pressupostos:

- a) A ANPG irá desenvolver regulamentos para receber e aprovar candidaturas para a construção e operação de gasodutos de transporte de alta e média pressão, contemplando condições ambientais, sociais e económicas. Adicionalmente, a legislação permitirá a ANPG receber candidaturas para a construção e operação de instalações LNG, Unidades de Processamento de Gás e Petroquímica;
- a) A ANPG irá aprovar tarifas de transporte por gasoduto de transmissão, sendo que tais tarifas deverão basear-se nos custos de serviços justos e razoáveis. O MIREMPET ou IRDP terá a autoridade para aprovar tarifas para os gasodutos de distribuição. As regras de funcionamento em ambos casos, serão claramente definidas, públicas e fornecerão acesso a todos os potenciais promotores.
- b) Salvaguarda da obrigação de comercialização de até 30% do Gás Natural disponível (gás doméstico e mercado livre) no mercado nacional. Esse gás será disponibilizado pelos Operadores a ANPG, cabendo a esta, sob notificação do Ministério, posteriormente alocar aos projectos prioritários por meio do operador da rede autorizado (Exemplo: SOMG, Sonagás).
- c) Propor regulamentos a Lei de Investimento Privado (LIP) de forma manter um quadro legal e regulatório mais atractivo ao investidor da cadeia de valor do Gás Natural.

Por outro lado, o PDG prevê que, o Executivo possa definir uma taxa de retorno aceitável e, em última análise, garantir que as fabricas produzam (Gás Natural, electricidade, produtos acabados, entre outros) a um preço competitivo. Isto reduz os custos de produção para as indústrias emergentes em Angola, tornando-as mais sustentáveis e competitivas a nível global.

Subvenção ao Gás Natural

Para os projectos prioritários, os subsídios ao Gás Natural terão cláusulas de caducidade para permitir a redução do esforço do Estado e liberalização do mercado.

Para sustentabilidade do acima exposto, deverá ser considerada a cooperação dos Ministérios do MIREMPET, MIMFIN, MINOPUH, MAT, MINAMB, entre outros e reguladores para identificação da necessidade efectiva de gás a curto, médio e longo prazo.

O Estado, por meio de concurso público ou contracto simplificado, considerando as condições supracitadas, permitirá que os preços do gás doméstico viabilizem a indústria local, de modo que o país seja exportador dos produtos acabados e estes possam competir no mercado regional e/ou global.

Em conformidade com o Decreto Presidencial nº 283/20, de 27 de Outubro, que estabelece o modelo de definição dos preços dos produtos derivado do petróleo bruto e do Gás Natural, no seu artigo 10º dispõe que o Estado garante a subvenção, sempre que os preços de venda determinados forem inferiores aos preços de mercado, modelo que deve ser aplicado ao mercado do gás natural, de forma a mitigar os riscos de preço e volume e garantir uma competição equilibrada com os derivados do petróleo bruto e do Gás Natural. Por exemplo, gasóleo, butano, gasolina entre outros.

Projectos Prioritários

Os **projectos considerados prioritários** (sector energético, petroquímico e industrial) 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.

Para elaboração do PDG foram realizados casos de estudo a países como Nigéria, Argentina, Israel, Trindade & Tobago, Egipto, Indonésia e Coreia do Sul. Esses países foram escolhidos por terem enfrentado alguns desafios críticos que Angola precisa de ter em conta para desenvolver um mercado de gás doméstico competitivo e sustentável, tais como:

- a) o fornecimento de Gás ao mercado interno e que, ao mesmo tempo sustente as exportações de LNG;
- b) a promoção do crescimento económico através do desenvolvimento de indústrias baseadas no gás;
- c) o desenvolvimento de uma nova cadeia de valor do gás suportada por “Clientes Âncora” (credível, consumidor a longo prazo);
- d) o estímulo a exploração e produção, (*upstream*), para evitar a escassez de fornecimento;
- e) a subvenção dos preços do Gás Natural;
- f) a substituição de produtos petrolíferos na produção de energia e a figura de uma Entidade Agregadora.

CONCLUSÕES

A médio-longo prazo, existe o potencial de recursos recuperáveis superior a 15 TCF de gás nas Bacias do Baixo Congo, Kwanza e Benguela, dos quais acima de 6 TFC na Bacia do Baixo Congo e 8 TFC na bacia do Kwanza e Benguela sem compromisso de fornecimento, podendo assim ser agregado às reservas existentes para fornecimento e sustentabilidade do mercado local, bem como agregar os recursos prospectivos, em caso de sucesso.

A implementação do PDG, permitirá a redução das despesas anuais do país como acima de 1 mil milhões de dólares norte americanos ano, incluindo produtos tais como fertilizantes químicos, plásticos e borrachas, passando o país a ser auto-suficiente e exportador desses produtos.

A análise dos casos de estudo, permitiu retirar algumas lições que se traduziram em recomendações do PDG de Angola, de entre várias, a necessidade de criação de uma Comissão de Monitoramento do PDG, a realização de Estudos Energéticos (Matriz Energética do País), um Plano de Expansão de Redes de Gasodutos, Subsídios direccionados e específicos.

Assim sendo, o Plano Director do Gás Natural de Angola é um verdadeiro impulsionador do desenvolvimento sustentável da cadeia do Gás Natural e da economia do país. A implementação do PDG promoverá a atracção de grandes empresas e um fluxo de investimento superior a 30 mil milhões de dólares norte americanos e milhares de empregos e crescimento industrial, incluindo indústria manufactureira de baixo custo. O investimento pelo Estado na rede de transporte por gasodutos em cerca de 7 mil milhões de dólares norte americanos, desbloqueará investimentos a nível de empresas internacionais e nacionais em cerca de 90 mil milhões de dólares com benefícios directos e indirectos superiores a 150 mil milhões dólares na cadeia de valor.

A substituição de alguns combustíveis (por exemplo o gasóleo e o óleo pesado) pelo Gás Natural, oferece uma alternativa para a redução das despesas do Estado, redução de gases nocivos ao meio ambiente e confere ao gás a condição de fonte energética de transição para as energias renováveis e matéria-prima para produção de uma série de produtos acabados no país, contribuindo para o aumento da força de trabalho local e a redução das importações.

A via para maximizar os benefícios e o aproveitamento do Gás Natural deverá ser a instalação de infra-estruturas de gás adicionais, incluindo gasodutos principais em função do crescimento da procura. A implementação de um plano estruturado/faseado contribuirá para redução da ociosidade das infra-estruturas, acautelando os custos de manutenção associados.

Angola poderá produzir e fornecer Gás Natural para produção petroquímica, uso industrial e utilização efectiva da capacidade das Centrais Térmicas. Neste âmbito, é crucial a obrigação de *take or pay* no sector energético de Angola, de forma a evitar instalações ociosas.

RECOMENDAÇÕES

Acções imediatas

As acções abaixo elencadas devem ser realizadas com urgência, uma vez que o investimento estrangeiro no desenvolvimento do mercado angolano de gás pode tornar-se mais desafiador a medida que a exigência de redução de Gases de Efeito Estufa (GEE) vai ganhando maior adesão global.

1. Incentivo a Exploração e Produção

Deve constituir prioridade máxima a promoção da actividade de exploração, para provar os recursos significativos fora da Bacia do Baixo Congo, ou seja, noutras bacias. Isto porque o

investimento na exploração do Gás Natural, especialmente por parte das IOCs³, se tornará cada vez mais difícil nos próximos anos, uma vez que esse investimento poderá ser alocado a projectos ligados a transição energética. Caso se perca essa janela de oportunidade de investimentos, a maior parte dos recursos provavelmente não serão desenvolvidos. A chave para o incentivo a exploração, será a atribuição de um regime fiscal atractivo ao investidor.

2. Gás Doméstico (DOMGAS)

A alocação do gás doméstico, representa uma grande oportunidade para o início do desenvolvimento da indústria nacional do Gás Natural. Assim, o uso desse volume de gás deve constituir a prioridade para garantir o investimento privado no desenvolvimento da capacidade industrial. Isso por sua vez, daria maior confiança a outras partes interessadas para investirem em outras áreas do país, onde segmento *upstream* é menos desenvolvido.

Neste alinhamento, a título de exemplo, é crucial iniciar negociações com a ALNG para permitir o estabelecimento de um Plano Ordenado de Desenvolvimento de Infraestruturas e com isso acelerar o desenvolvimento do mercado doméstico do Gás Natural.

3. Nova Estrutura Comercial em Cabinda

O fornecimento de gás monetizado a província de Cabinda, é um potencial indicador de uma estrutura comercial. Será necessário identificar e definir os potenciais compradores de gás credíveis para energia e indústria petroquímica o mais breve possível. As partes envolvidas, devem manifestar o interesse para prosseguir com o desenvolvimento local da cadeia de valor do Gás Natural.

A efectivação das acções imediatas a curto prazo para implementação das oportunidades de mercado está directamente relacionada com o aumento da produção e a estabilização do preço do Gás Natural. 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 deste recurso em Angola ainda se encontra numa fase muito embrionária, pelo que se afigura necessária uma atenção as ameaças /fraquezas, tais como a expansão e construção de infra-estruturas.

Considerações para Curto, Médio e Longo Prazo

A participação da ALNG a curto prazo, alinhada com as prioridades de desenvolvimento do mercado doméstico, é essencial para impulsionar a participação do Gás Natural na matriz energética angolana. Porém, importa realçar o compromisso de fornecimento de gás à fábrica até sua capacidade de produção de LNG. Nestas circunstâncias é importante trabalhar com a ALNG para alavancar o desenvolvimento do gás doméstico a curto prazo, estando em perspectiva um potencial de recursos recuperáveis superior a 6 TCF de gás na Bacia do Baixo Congo, para aumento das reservas do país.

Considerando os benefícios do desenvolvimento do Gás Natural em Angola, recomenda-se:

³ IOC – International Oil Companies

- a) a implementação de acções (Plano de Acção Integrado do Gás Natural - PAIGN) com o objectivo de aumentar a disponibilidade do gás doméstico e a expansão de infra-estruturas do Gás Natural para satisfazer a procura do mercado local;
- b) elaboração do Plano de Marketing e promoção de Clientes Âncora com alto nível de crédito para apoiar o desenvolvimento de infra-estruturas e abastecimento de gás;
- c) identificação de centros de procura e clientes industriais com receita suficiente para sustentar o investimento e transporte de Gás Natural. Clientes Âncora a nível doméstico para projectos de CCGT, petroquímicos e industriais, nomeadamente nas províncias de Cabinda, Zaire, Luanda e Benguela, bem como no interior do país nas zonas mineiras do Nordeste (Uíge e Lundas), mineiras da Huila, Cuando Cubango, e siderurgias no Namibe, bem como ao longo dos corredores dos gasodutos principais (N-C-S e O-E – corredor do Lobito);
- d) Criação da Comissão de Monitoramento do PDG, a realização de Estudos Energéticos (Matriz Energética do País) e análise de custo vs. benefício da cadeia de valor do Gás Natural, considerando a articulação com os diferentes departamentos ministeriais (Petróleo e Gás, Energia, Agricultura e Pescas, Indústria, Território, Economia, Finanças, Obras Públicas, Turismo e Ambiente) e demais entidades públicas e privadas;
- e) Elaboração de um Plano de Expansão de Redes de Gasodutos suportado por estudos técnico-económicos;
- f) Aplicação de Subsídios direccionados e específicos, sustentados num quadro legal e regulatório robusto, para garantir o desenvolvimento e aproveitamento do Gás Natural na cadeia de valor.

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 a energia segura e a preço acessível, de modo a promover o crescimento económico, assim como a substituição do gásóleo 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 1ª e 2ª geração na produção de amónia (para produzir fertilizantes como ureia e outros) metanol e propileno para 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 nº 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 nº 7/18, de 18 de Maio, que estabelece o regime fiscal aplicável as 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 a aquisição de produtos como plásticos e borrachas que passariam a ser produzidos localmente, tornando o país auto-suficiente e exportador. Considerando a geração 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, pág. 71).

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 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 externo.

O desenvolvimento do sector do Gás Natural em Angola, requer a definição de um *roadmap* que contempla quatro (4) etapas fundamentais, incluindo o 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 quatro (4) 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 períodos principais. O **1º período** deverá ser de curto prazo, até 2025, essencialmente para 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 continuo 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 **2º 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 **3º 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 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 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.

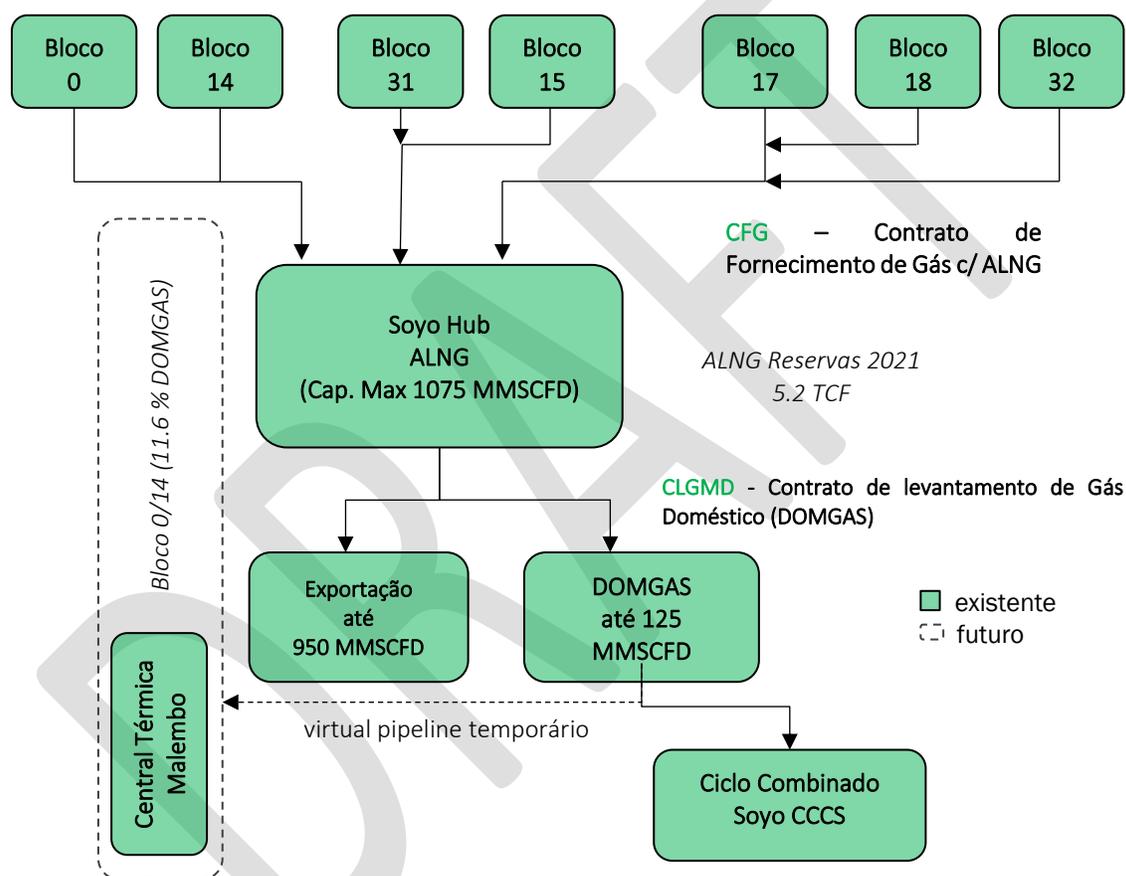
2.3.2 Objectivos Específicos

- c. 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;
- d. 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;
- e. criar um mercado interno de Gás Natural competitivo e eficiente, tendo em vista a definição das opções de monetização desse recurso;
- f. estabelecer um quadro legal e regulatório robusto, para garantir o desenvolvimento e aproveitamento dos recursos de Gás Natural;
- g. identificar a procura actual e futura e a oferta de Gás Natural para os mercados interno, regional e global;
- h. 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;
- i. 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;
- j. recrutar, formar, integrar e desenvolver os quadros nacionais;
- k. fomentar o Conteúdo Local em toda a cadeia do Gás Natural.
- l. 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 certificadas pela Gaffney Cline⁴, 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 a 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, ENI e TOTAL. A CABGOC e a ENI 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”) 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 esta 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 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.

⁴ Fonte: Gaffney, Cline & Associates (GaffneyCline), certifica as reservas, a 31 de Dezembro 2021, da ALNG com base nos campos identificados no contracto de compra e venda de gás entre os Blocos e ALNG.

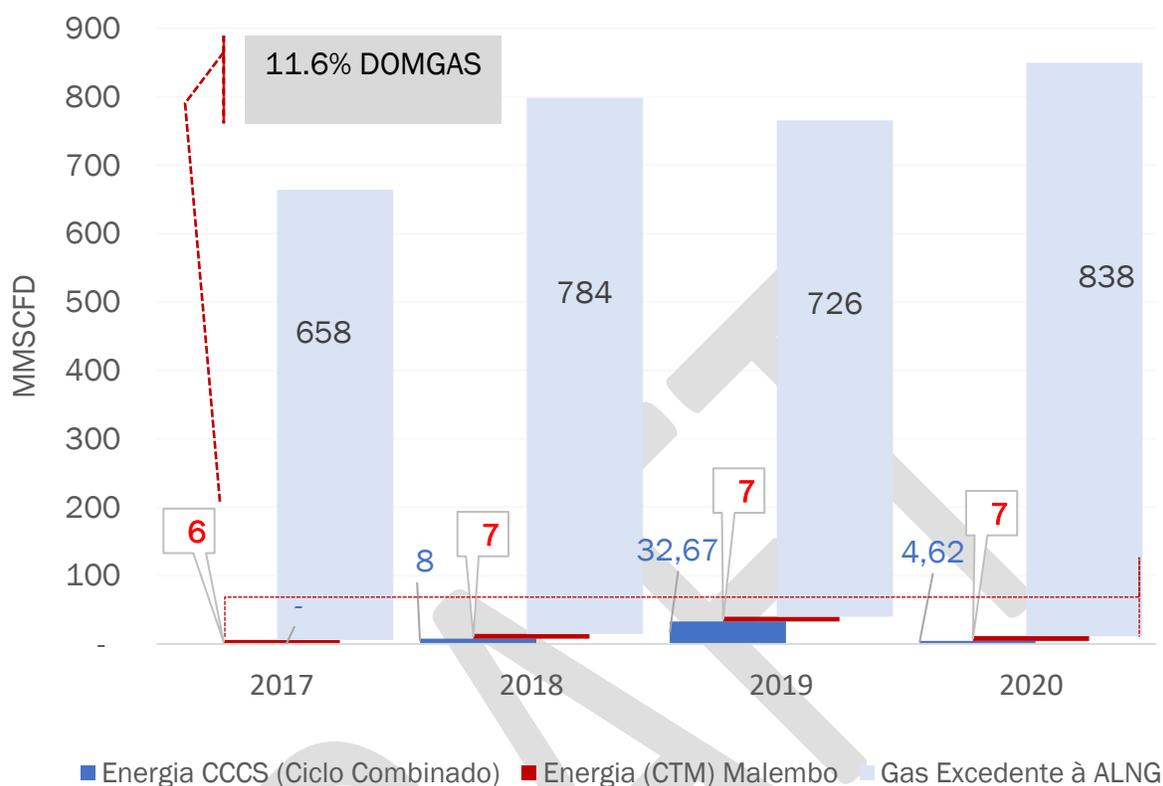


Gráfico 1 - Histórico de uso local do Gás Natural. Fonte: ANPG

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 (~ 2 958 MMBTU/H)⁵ e um consumo de gás que representa cerca de 3% do gás excedentário distribuído a 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 gasóleo, 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

⁵ Conversão energética considerando 1 MW para 3.412 MMBTU/H. Calcula-se 2 958 MMBTU/H equivalente a 867 MW, em capacidade nominal instalada

de Angola depois de Luanda. A província dispõe de um complexo portuário para importação e exportação de produtos.

Quanto a 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 armazenamento no Sanha LPG FPSO. Adicionalmente, parte do Gás Associado produzido no Bloco O 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 (~ 494,74 MMBTU/H), sendo necessário um total de 53 milhões de pés cúbicos (MMSCFD) de gás por dia para geração de energia eléctrica de acordo com a capacidade projectada, podendo a potência instalada aumentar para 195 MW (~ 665,54 MMBTU/H) com um consumo diário necessário de 60 pés cúbicos.



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 a 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 apoio logístico ao sector petrolífero (Base do Kwanda) e uma Central de Ciclo Combinado no Soyo.

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

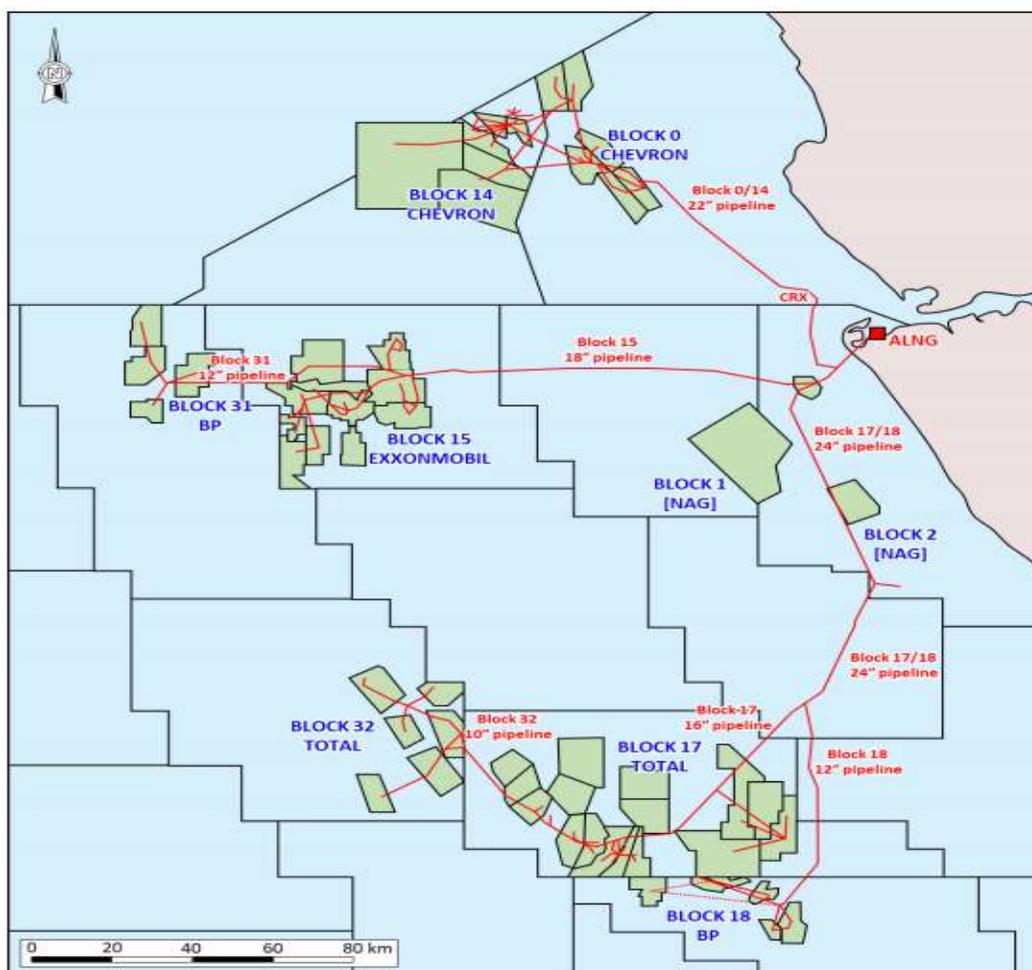
- i) CRX⁶ (Blocos 0/14) – gasoduto com uma extensão aproximada de 130 Km e capacidade de 600 MMSCFD;
- ii) GG⁷ (Blocos 15, 31) – gasoduto com uma extensão de 126 Km e capacidade de 575 MMSCFD;
- iii) GEP⁸ (Blocos 17,18, e 32) – gasoduto com uma extensão de 180 Km e capacidade de 720 MMSCFD.

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.

⁶ CRX – Congo River Crossing ou Desfiladeiro do Congo, troço de ligação dos Blocos 0 e 14

⁷ GG - Gas Gathering, troço principal do Bloco 15 e usado para ligação do Bloco 31

⁸ GEP – Gas Export Pipeline, troço principal do Bloco 17 e usado para ligação dos Bloco 18 e Bloco 32



[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	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	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 a geração de energia no Soyo, existem duas Centrais térmicas (dual fuel) i) Central Térmica do Soyo (CTS)⁹ 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 Combinando, no Soyo

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

Ao abrigo do Contrato de Investimento, a ALNG pode receber 1075 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD) de gás natural Associado, provenientes de blocos da Bacia do Baixo Congo.

⁹ Central Térmica do Soyo, temporariamente desactivada

O Estado angolano tem direito a receber 11.6% deste volume, ou seja, 125 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD) de Gás Natural destinados para o mercado doméstico (DOMGAS), particularmente para 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 numa segunda fase, 50 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD), com a conclusão da segunda fase do projecto Falcão (Fase 2), que inclui a implantação de 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 a Central de Ciclo Combinado do Soyo tem sido inferior a 33 milhões de pés cúbicos por dia (MMSCFD). A baixa taxa de utilização do Gás Natural deve-se ao facto da 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 pelas centrais térmicas seja uma opção de recurso.

Por outro lado, existe o contrato de fornecimento de DOMGAS entre a Sonagás e a PRODEL, que actualmente não satisfaz as exigências de segurança do fornecimento contínuo e fiável, influenciando negativamente a garantia financeira de recuperação dos investimentos realizados pela inexistência da cláusula *Take or Pay*¹⁰.

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 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 as centrais térmicas existentes em Cabinda e Soyo, conforme ilustra a Figura 5, pág. 37.

¹⁰ *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.

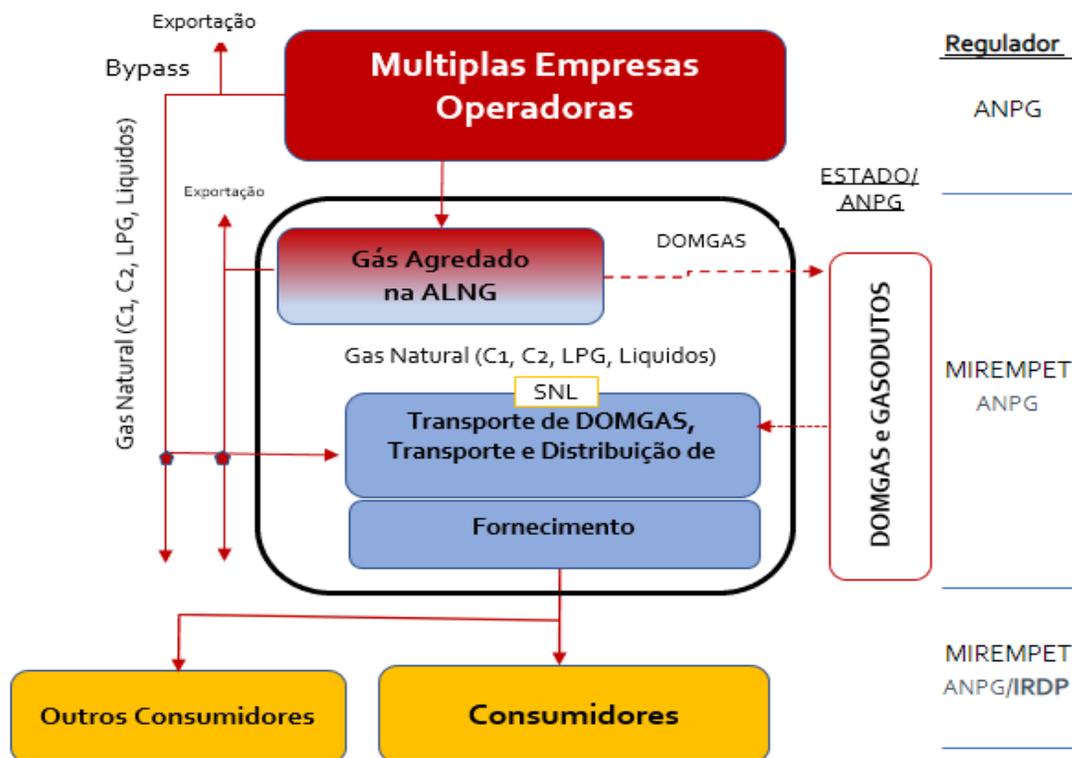


Figura 6 - Modelo de gestão do Gás Natural Existente em Angola

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 do Huila 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 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 segmentos: *upstream* (exploração/produção), *midstream* (processamento/transporte/comercialização) e *downstream* (utilização/mercado).

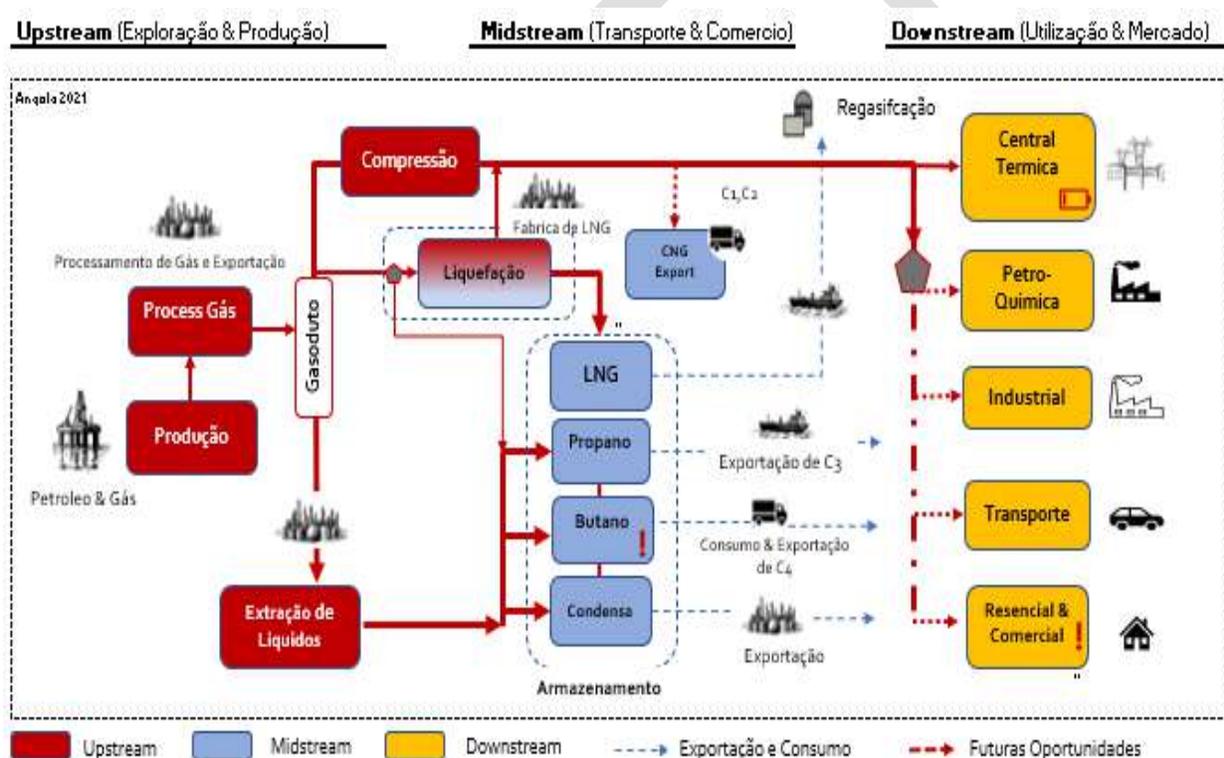


Figura 7 - Cadeia de Valor do Gás Natural, em Angola. (Futuras Oportunidades; Fonte-ANPG)

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 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 fortes

- redução da produção de Gás Associado fornecido a 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 Melhorar¹¹

- índice de aproveitamento e uso do Gás Natural nos sectores energético, petroquímico, industrial e outras utilizações, incluindo o gás doméstico (125 MMSCFD) fornecido pela ALNG;
- diversificação da fonte de gás incluindo o gás não associado;
- expansão de infra-estruturas para 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 armazenamento do Gás Natural (reservatórios naturais / artificiais) e terminais de regaseificação/Unidades Autónomas de Gás.

¹¹ 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 a necessidade de negociação de autorização de passagem e cumprimento de requisitos ambientais, entre outros

Ameaças

- redução da produção de Gás Associado fornecido a 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.

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”¹² ou “LNG-a-gás”¹³ para transporte e distribuição aos grandes consumidores domésticos.

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 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 Huila, bem como para indústria metalo-mecânica, siderúrgica, cimenteira, cerâmica, das pescas, agro-alimentar, dos plásticos, entre outras, (ACP/AMP);

¹² 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.

¹³ LNG-a-gás é o termo usado para comercialização do LNG por meio de um investimento necessário para regaseificar e fornecimento do gás na sua forma gasosa.

- d. Fornecimento de 3% do gás natural para os sectores de transporte, residencial e comercial (AMP/ALP).

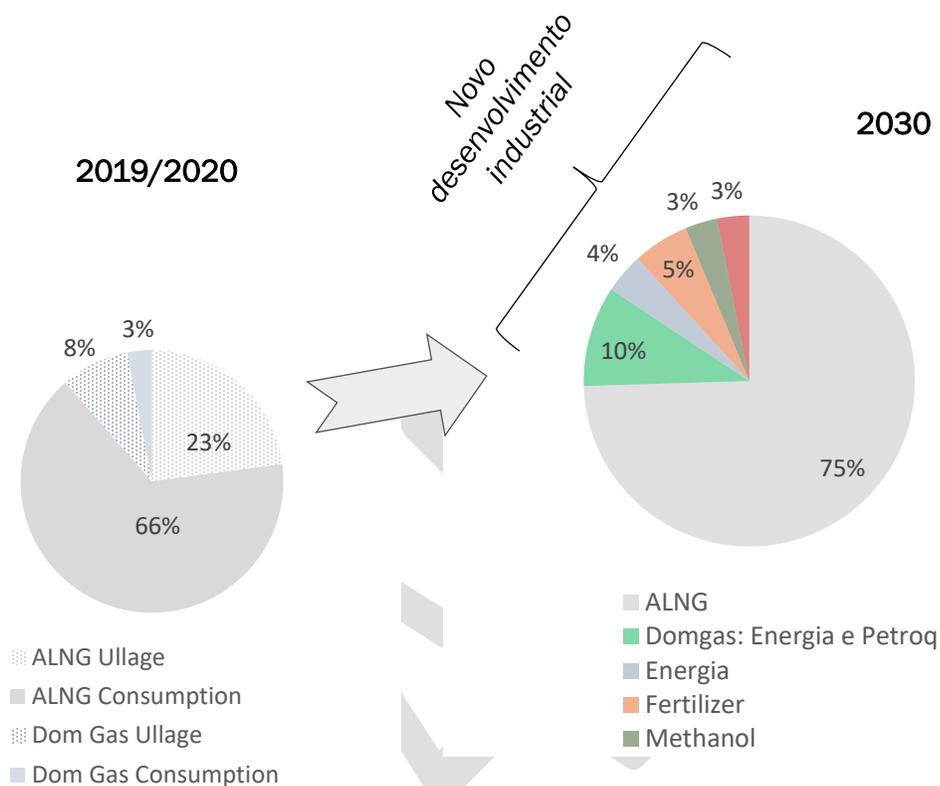


Figura 8 - Visão do Desenvolvimento da Cadeia de Valor do Gás Natural até 2030.

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	Huila - 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.

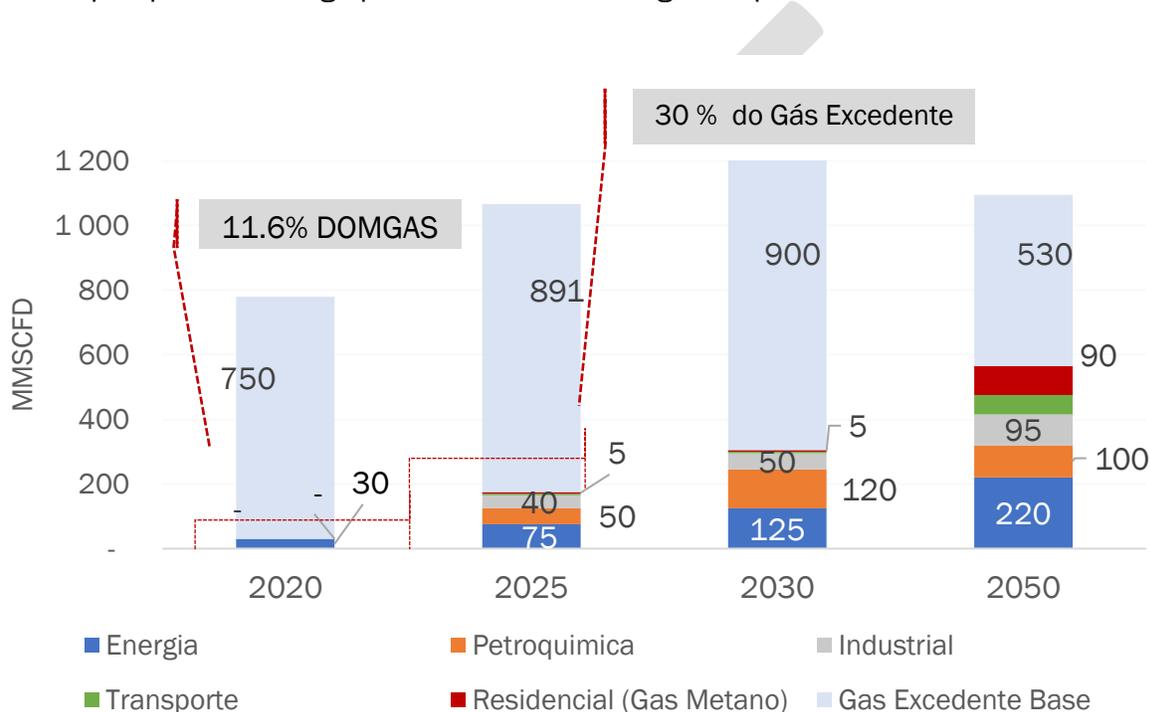


Gráfico 2 - Previsão de Uso Local do Gás Natural Disponível até 2050. Fonte: ANPG

Meta

Aumento do fornecimento do Gás Natural, até 30% do Gás Excedente¹⁴, aproximadamente 250 MMSCFD para uso dos consumidores locais.

¹⁴ 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
BACIAS MARÍTIMAS				
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 certificadas¹⁵, 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.

¹⁵ 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 a fábrica Angola LNG. O Bloco 0 fornece igualmente gás a Província de Cabinda para 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 a rede Norte existente para 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.

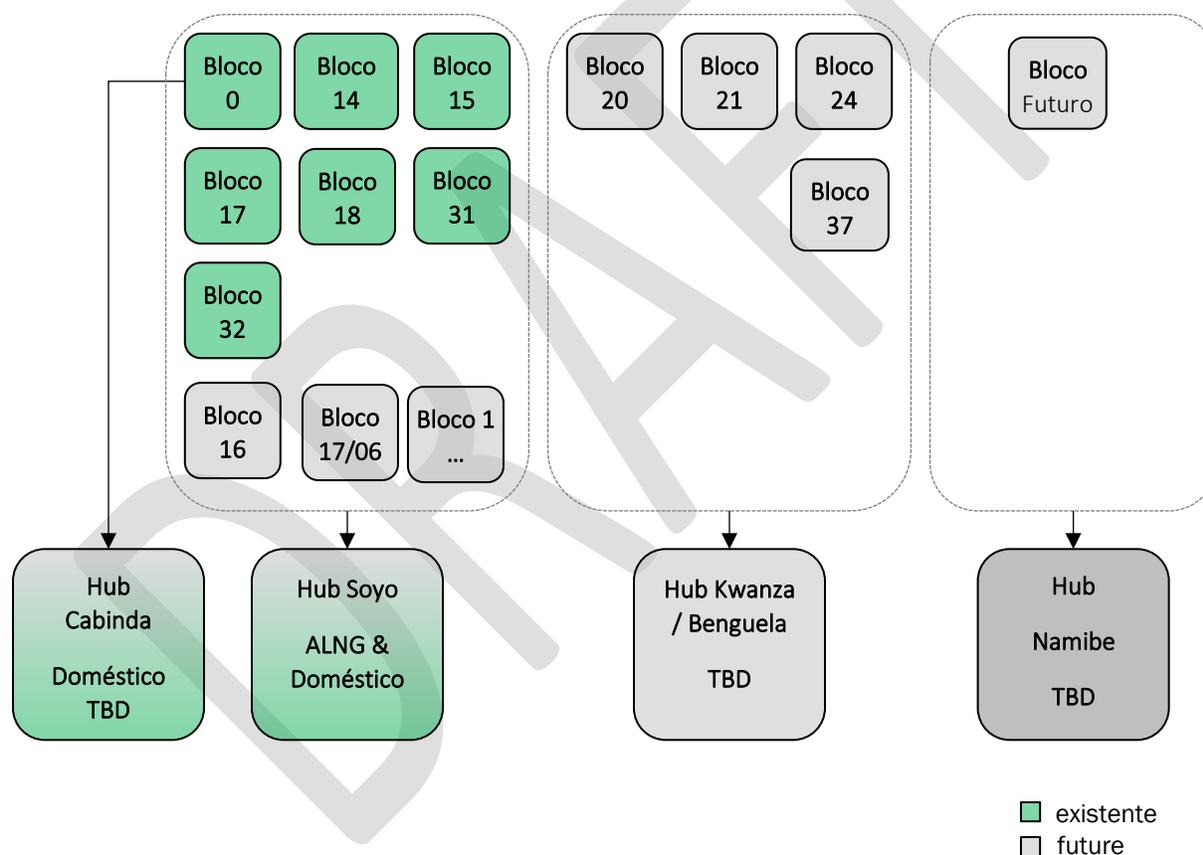


Figura 9 – Fontes de Fornecimento de Gás Existentes

Para aumentar a disponibilidade de Gás Natural para distribuição e venda aos potenciais consumidores preconizam-se acções 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 o 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 entrega do gás natural aos consumidores finais, conforme ilustra a figura abaixo.

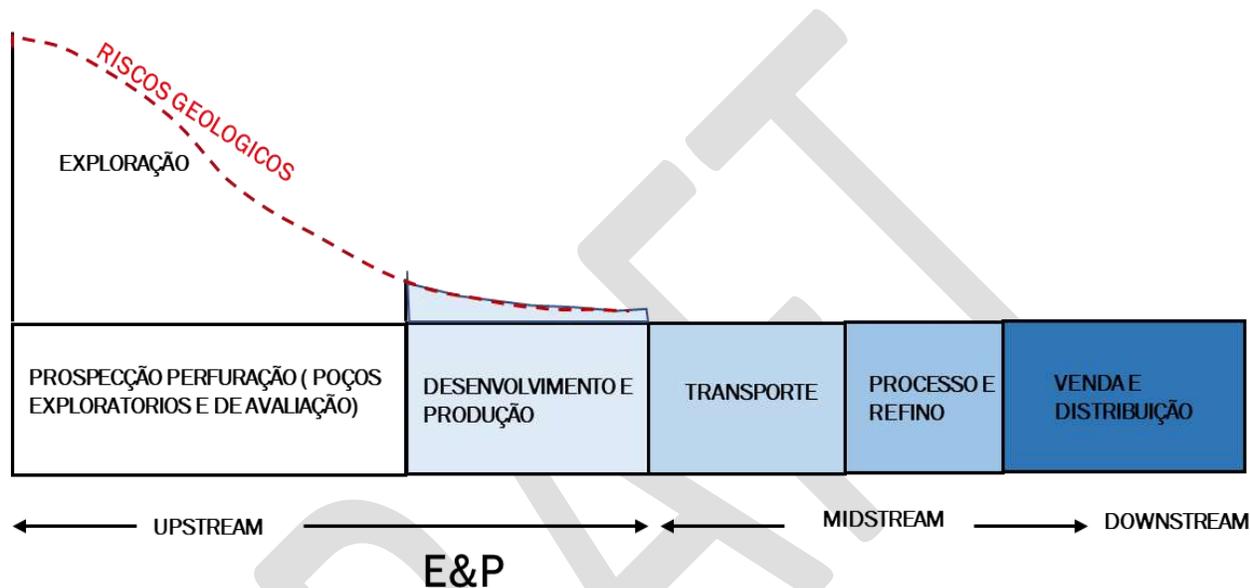


Figura 10 – Conversão dos recursos de gás *in place*, em reservas e produção (Fonte Pública)

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 re-injecção 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 nº 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 a 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.

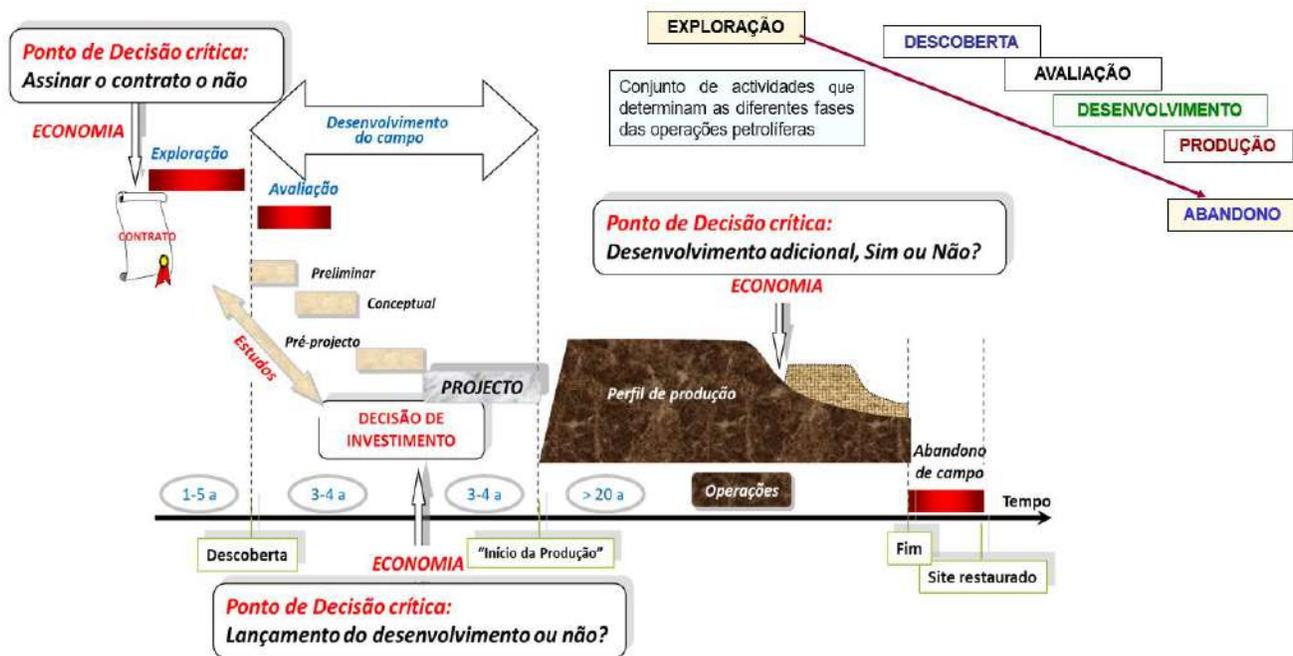


Figura 11 –Ciclo de Vida de um Projecto típico de Exploração e Produção

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 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 | 17,72 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 liquefacção e mercado local a curto, médio e longo prazos

Acções: Baixo Congo | 16,54 TCF descobertos

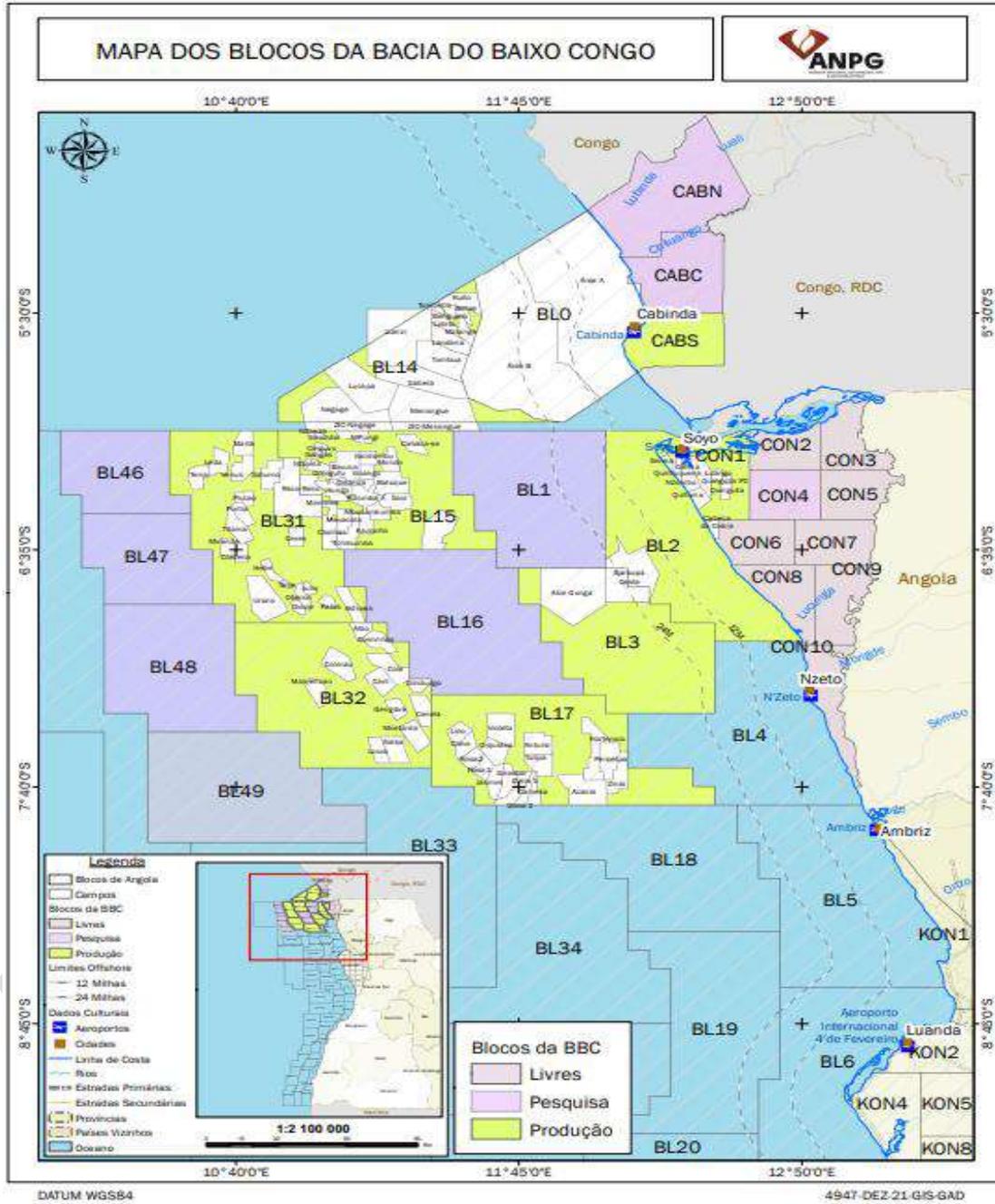
Na Bacia do Baixo Congo, os recursos descobertos de gás estão localizados em 14 blocos, sendo os recursos estimados em 5,38 TCF de gás associado e 11,15 TCF de gás não associado, *in place*.

- 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 avaliação dos recursos seguem algumas acções para o desenvolvimento —

- c. Garantir o fornecimento de Gás Natural à ALNG acima de 65% da sua capacidade 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 (ACP).
- 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 a Fábrica Angola LNG, no Soyo, a partir dos Blocos 0, 14, 15, 17, 18, 31 e 32. É essencial o fornecimento contínuo de gás acima de 65% da 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 GIIP) 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 as 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.

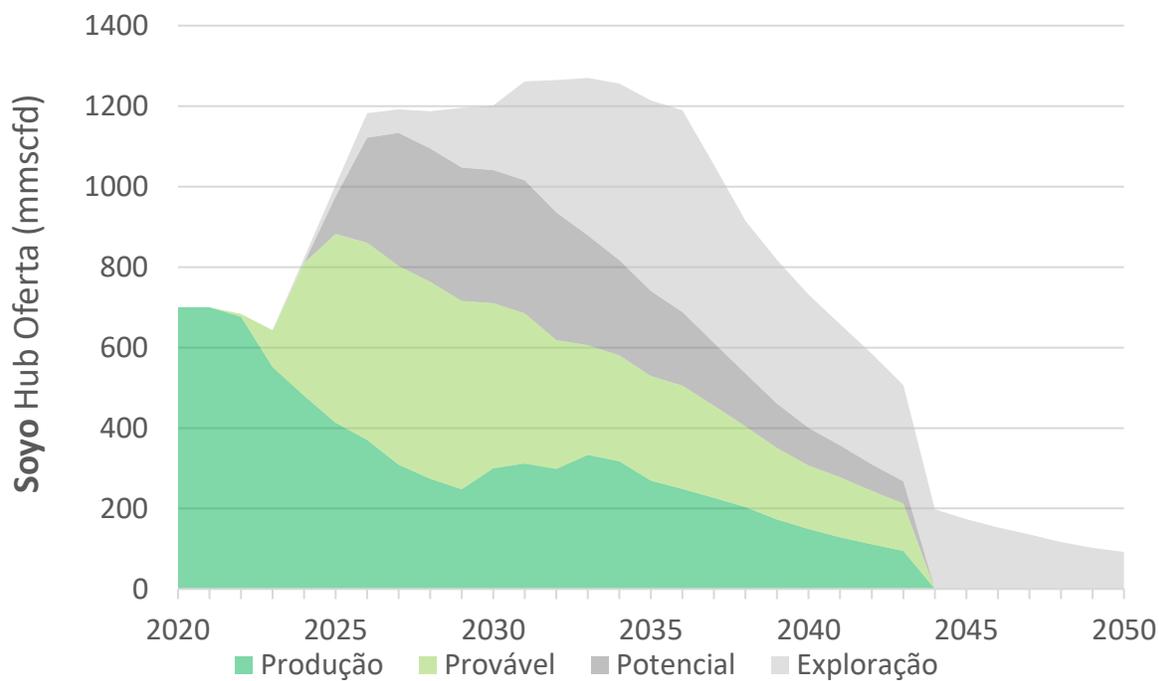


Gráfico 3 - Previsão de Fornecimento de Gás para o Soyo

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

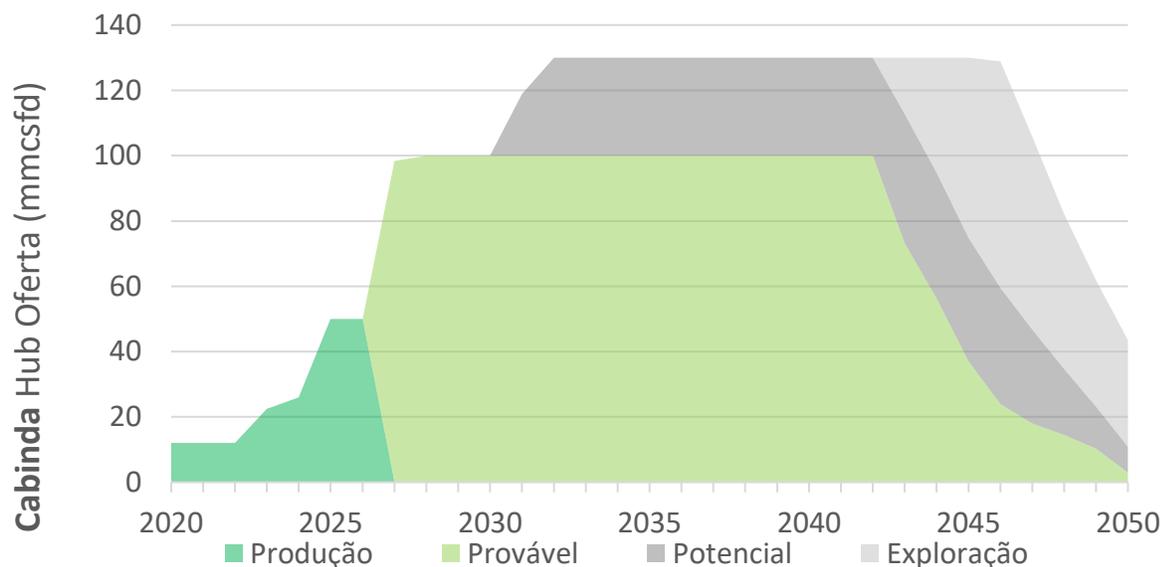
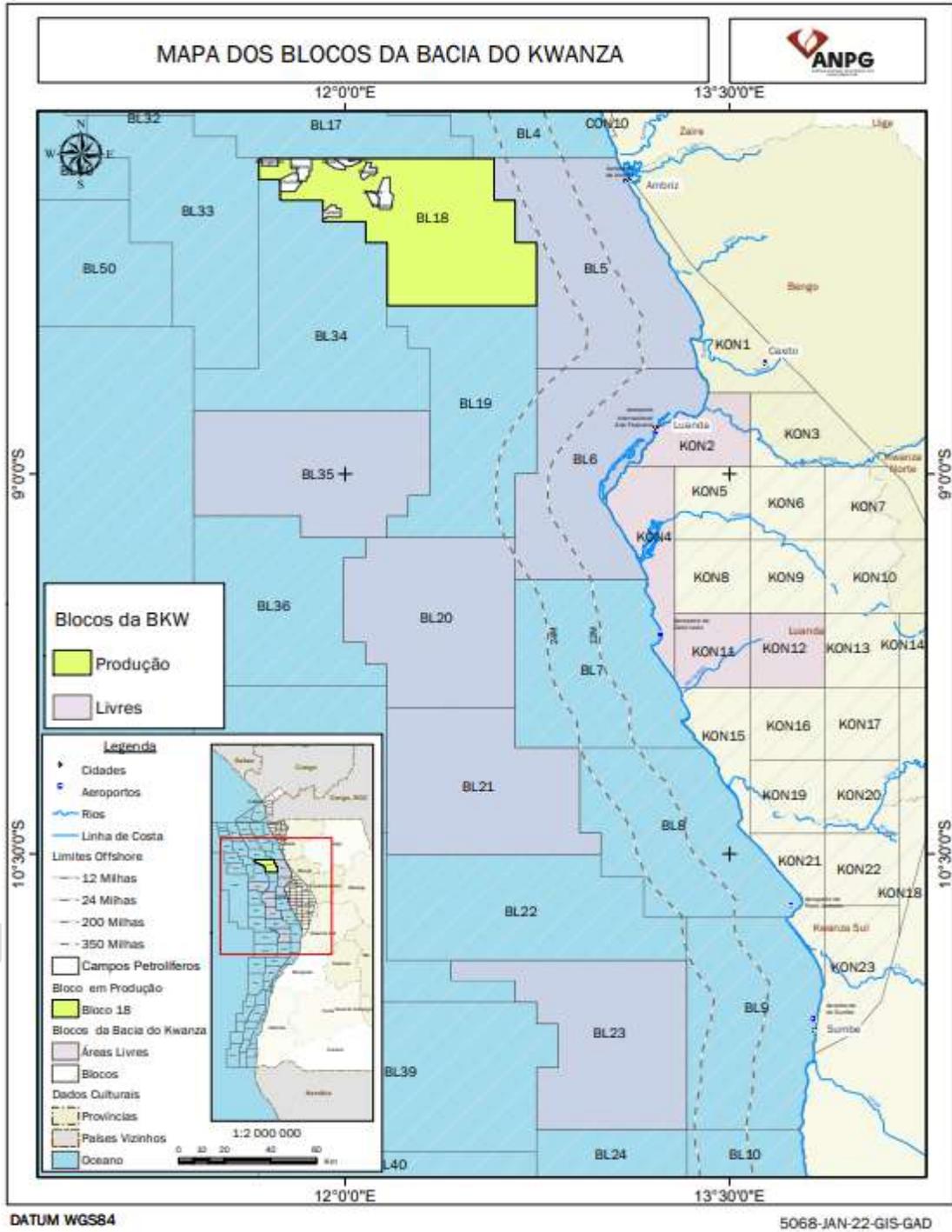


Gráfico 4 - Previsão de Fornecimento de Gás para a Província de Cabinda

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 Blocos, constituídos por gás associado, com recursos estimados em 4,72 TCF e Gás não Associado com recursos estimados em 9,22 TCF.

- 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;
- 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.

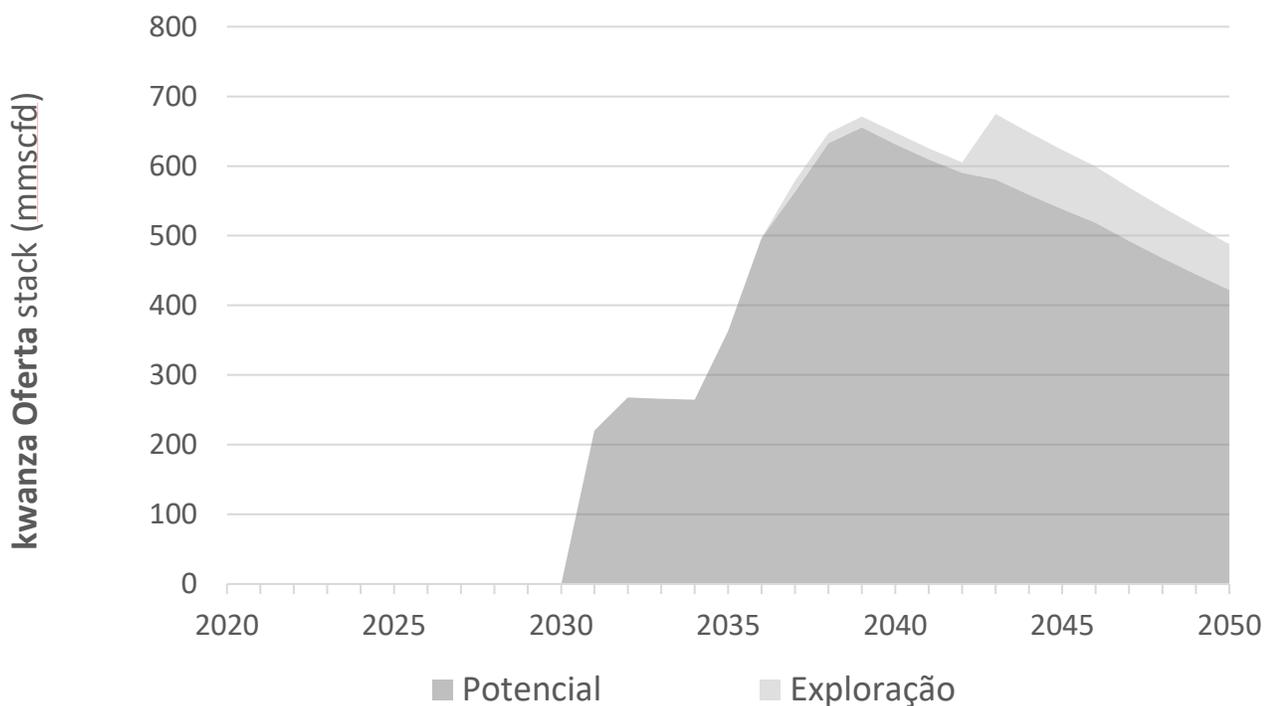


Gráfico 5 - Previsão de Fornecimento de Gás Natural da Bacia do Kwanza

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 actividades de armazenamento natural (subterrâneo/cavernas) e artificial de Gás Natural associado dos blocos de concessão para o seu aproveitamento e gestão do plateau de fornecimento;
 - 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.

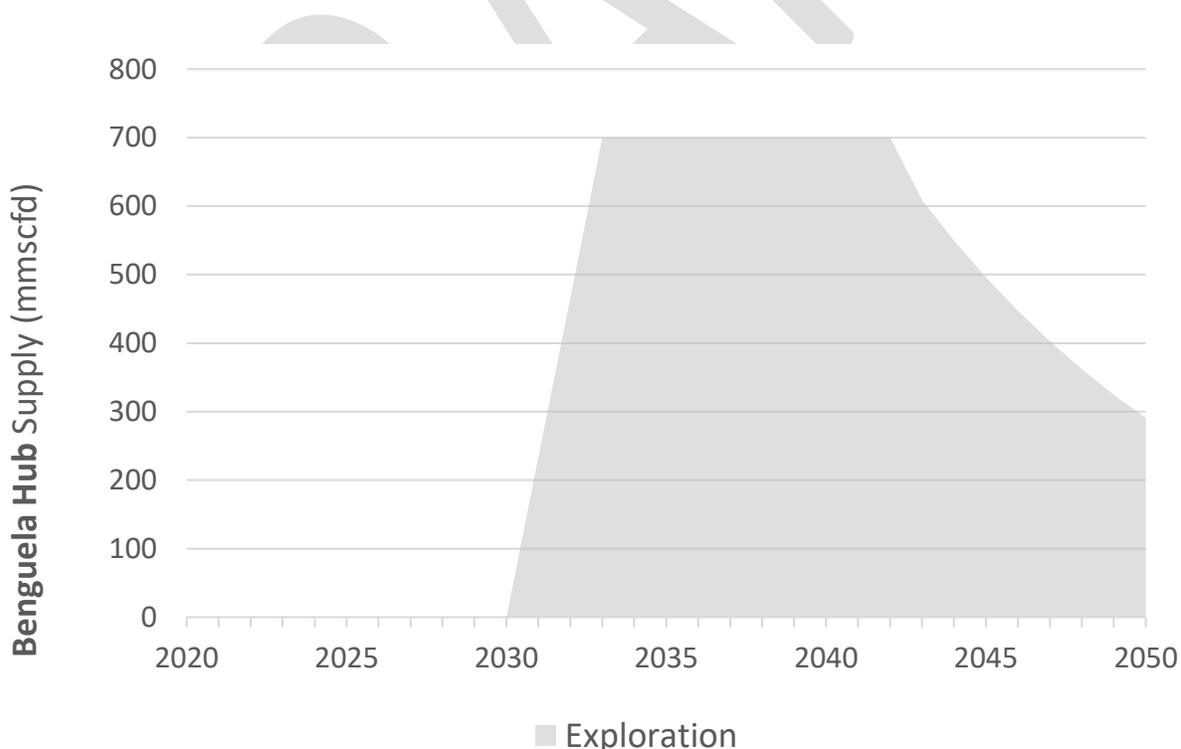
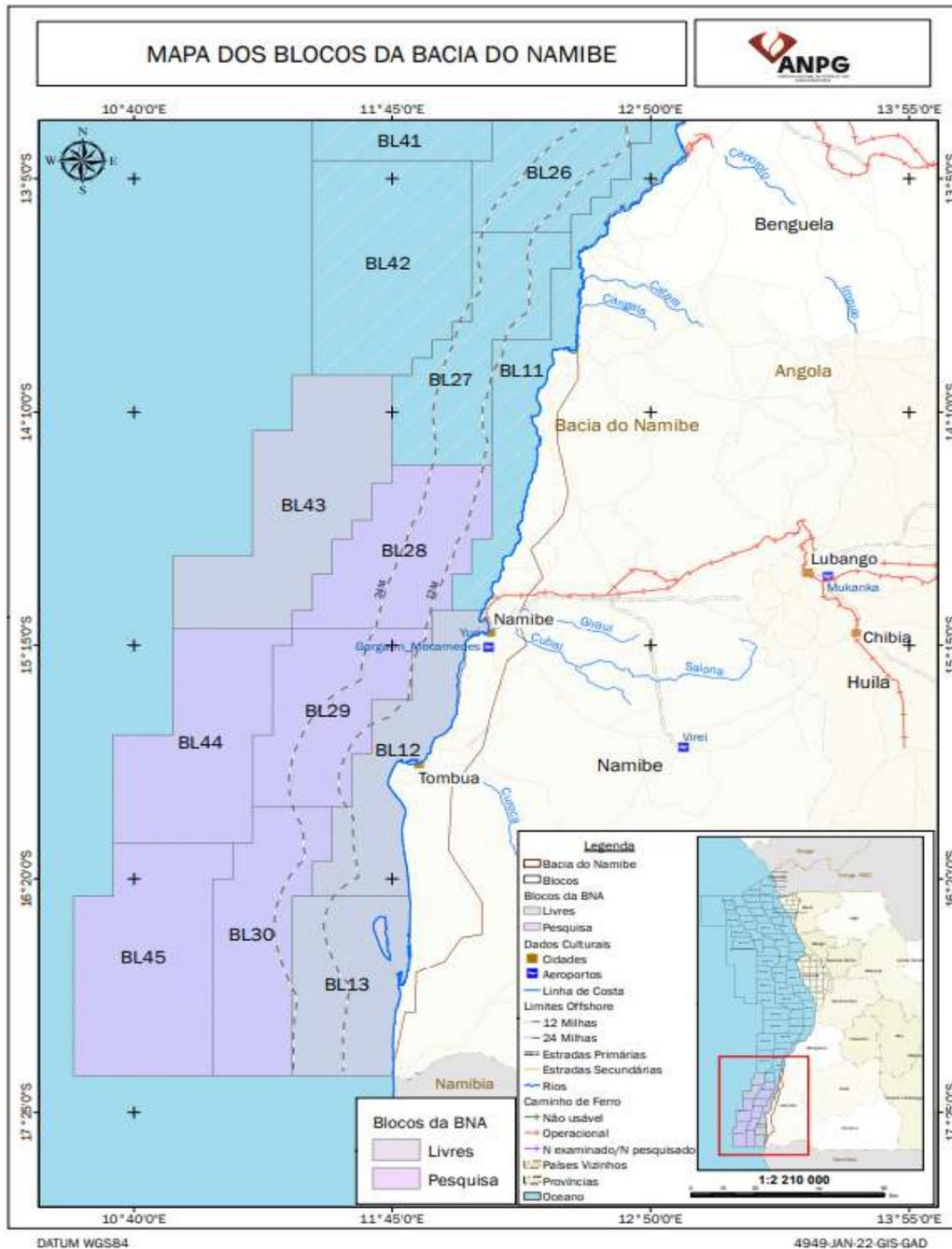


Gráfico 6 - Previsão de Fornecimento de Gás da Bacia de Benguela

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 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 uso local (ACP). Outra alternativa é o recurso à importação de Gás Natural para satisfação da procura interna. Para tal, será necessário promover parcerias público-privado 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 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 (CH_4) e etano (C_2H_6), 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.

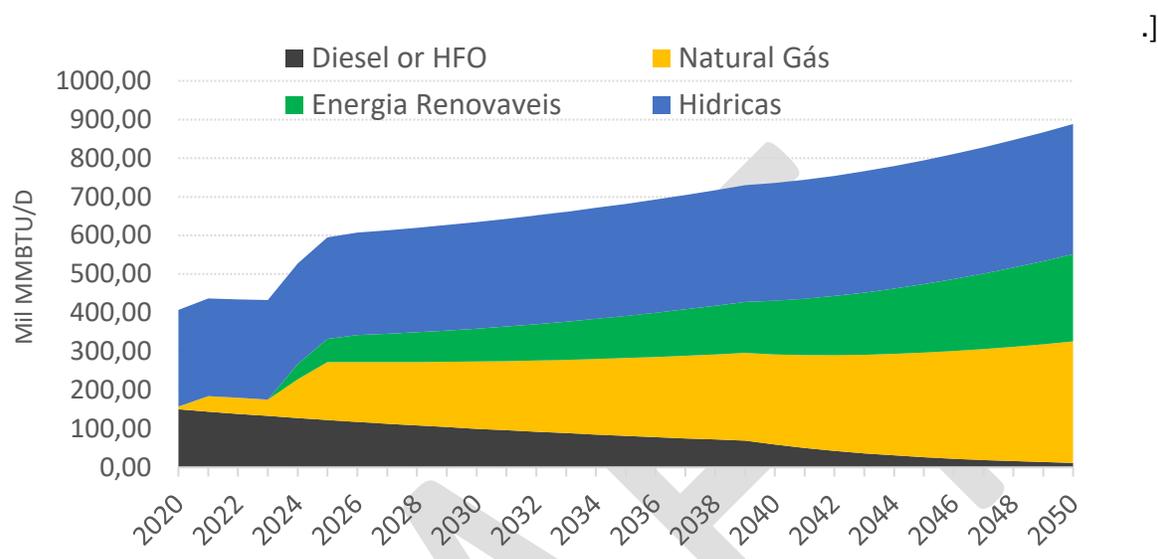


Gráfico 7 - Transição Energética: Ciclo da coabitação das várias fontes de energia (informação por analisar/validar MINEA, MIREMPET)

***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 protocolo 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 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 uso 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 aquisição de Gás Natural a curto e médio prazos. Para satisfazer essa procura, o PDG preconiza uma meta a curto 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 implementação de diversas indústrias ao abrigo da Lei nº10/18 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

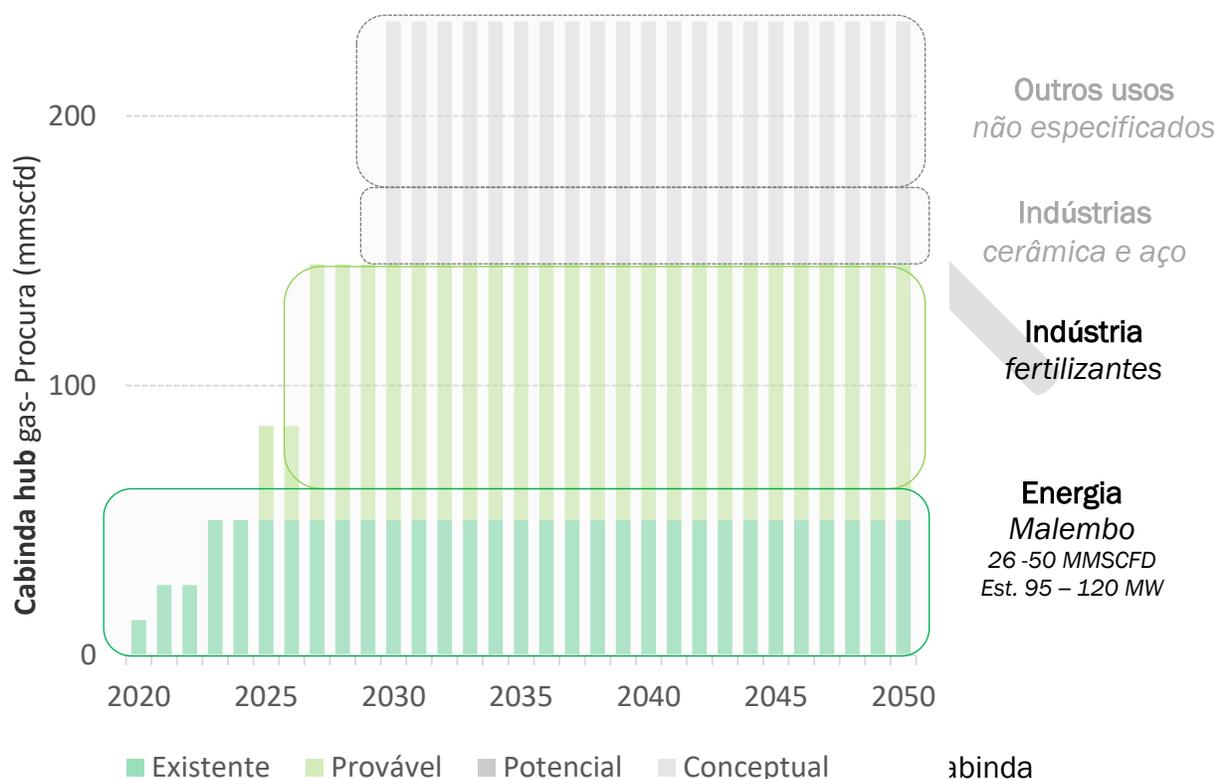
Para satisfazer a procura de gás em Cabinda (Malembó e Polo Industrial do Fútila) a médio prazo, preconiza-se o fornecimento a partir do Bloco O de recursos acima de 200 MMSCFD para geração de energia, petroquímica e outros usos, como ilustra o perfil provável a seguir:

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 Malembó,
- 50 a 70 MMSCFD para 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*.



Para a Província do Zaire, o Estado deve fornecer entre 800 - 1075 MMSCFD para a ALNG, que contratualmente deve garantir 125 MMSCFD de gás para a Central de Ciclo Combinado do Soyo para 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 prazo,

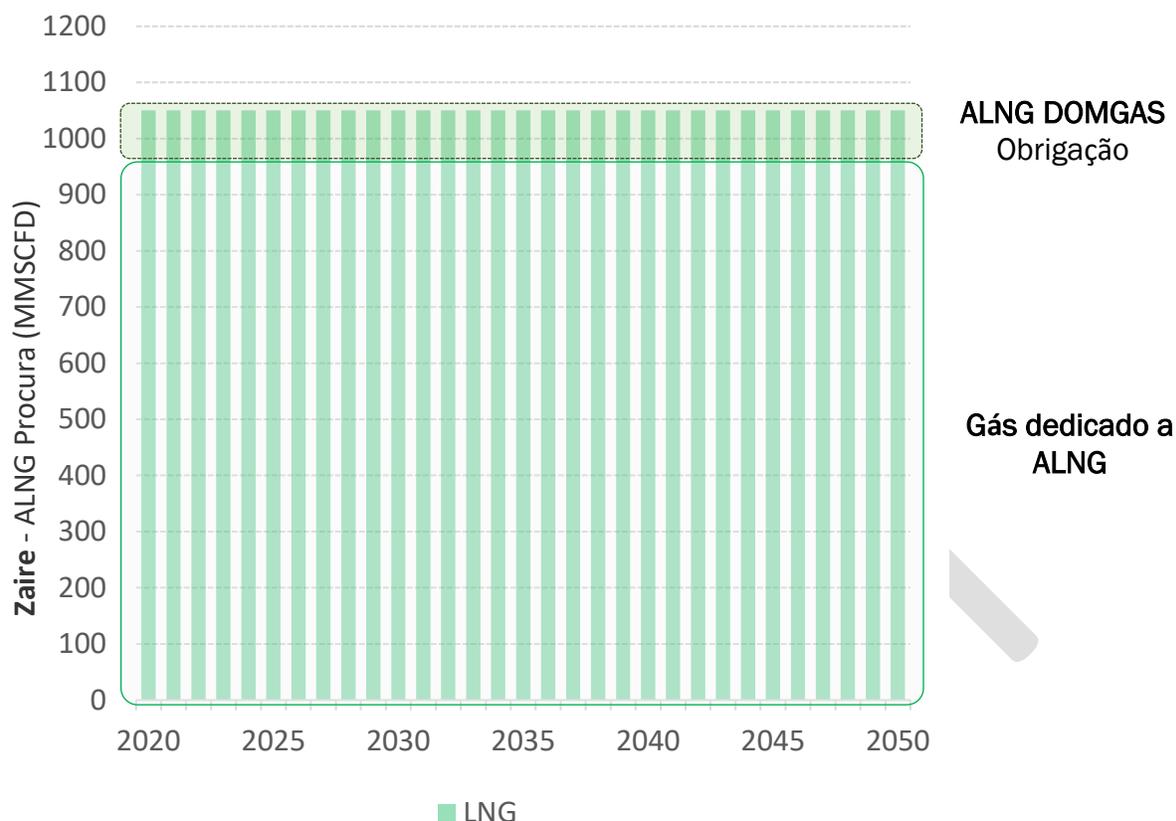


Gráfico 9 - Procura de Gás da fábrica ALNG, Soyo

Ao contrário da Província de Cabinda, para fornecimento de gás ao Soyo já existem infra-estruturas para entrega do gás a 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%.

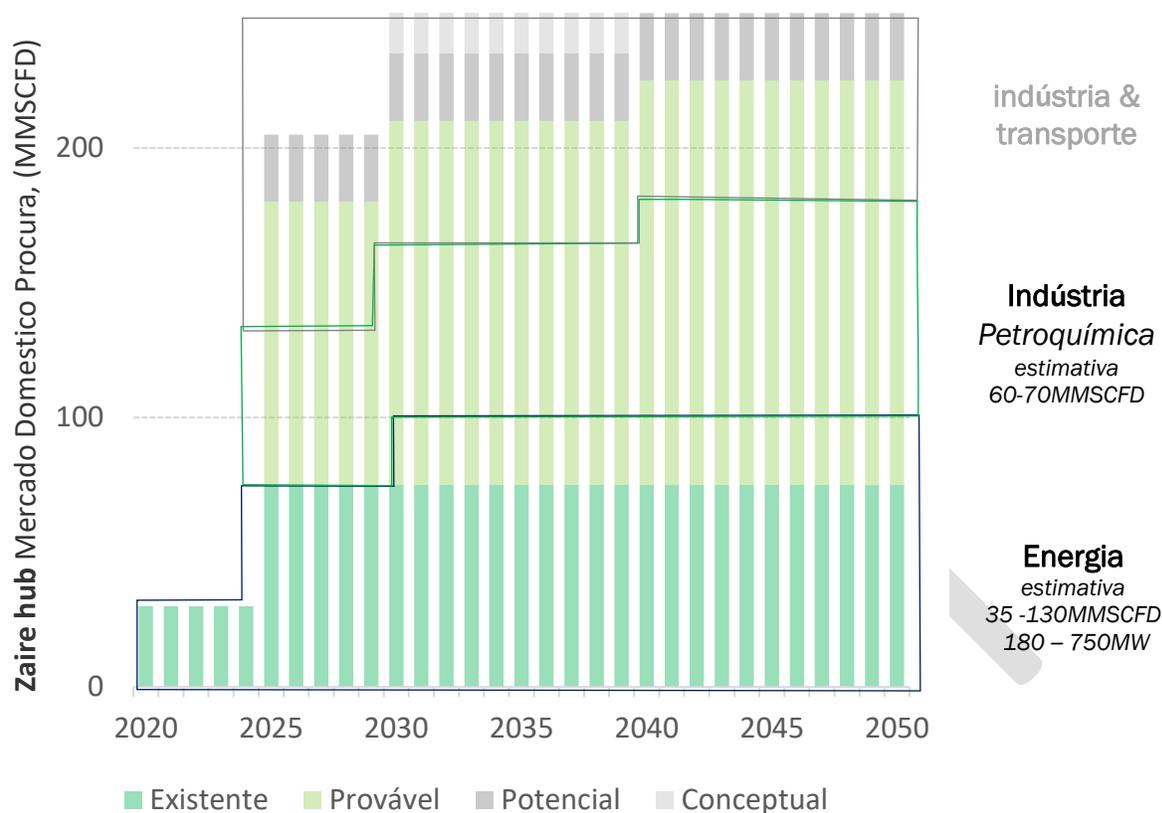


Gráfico 10 - Procura de GN do Mercado Local, no Soyo.

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:

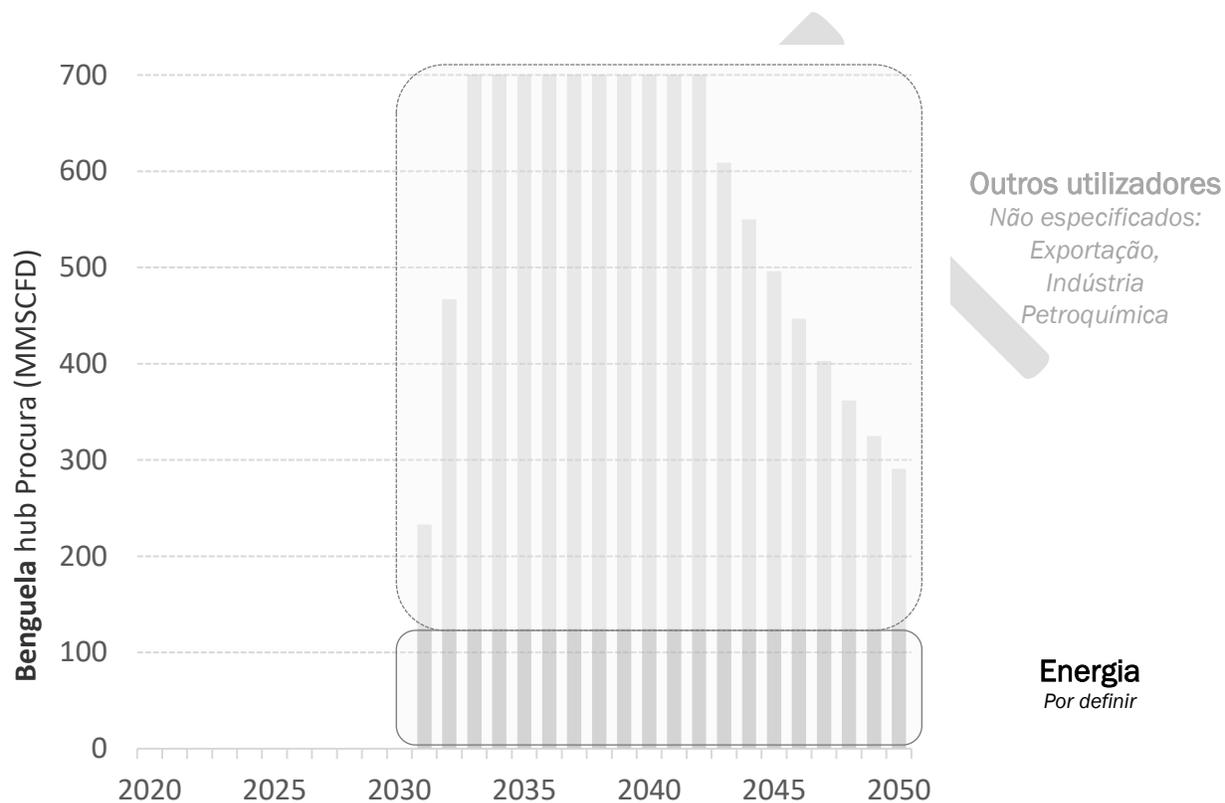


Gráfico 11 - Procura de GN das províncias de Luanda e/ou Benguela

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 monetização do gás poderá ser considerado o custo de desenvolvimento e produção, incluindo margem e preço *netback*.

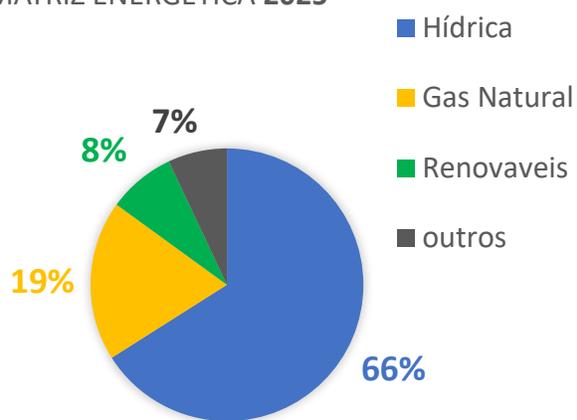
O Gás Natural poderá ser usado para a produção de energia, petroquímica, LNG e transporte para os locais mais distantes no interior e exterior do país, criando com isso a flexibilidade de comercialização do produtor a montante.

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



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 MW¹⁶. As centrais de maior capacidade estão localizadas nas províncias do Zaire com 772 MW, Luanda com 538 MW, Benguela com 214 MW e Huila com (HOLD-MINEA) MW e mais de 80% dessas centrais são exclusivamente alimentadas a gasóleo, conforme ilustra o Mapa 3.

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

¹⁶ DADOS ESTATÍSTICOS ACTUAIS (2021): <https://www.minea.gv.ao/index.php/prodel>

gasóleo de cerca de \$20/MMBTU, porém com o preço do Gás Natural abaixo de \$12/MMBTU, prevêem-se despesas na ordem de 510 MMUSD, o que representa uma poupança anual de 350 MMUSD com o uso do Gás Natural.

A procura de Gás Natural para geração de energia eléctrica até 2030 registará um aumento de volumes na ordem dos 243 MMSCFD para assegurar a substituição do gasóleo pelo Gás Natural, conforme ilustra a Tabela 6 - Estimativa das necessidades de Gás Natural para geração de Energia até 2030.

Estimativa das Necessidades de Gás Natural até 2030					
#	Descrição (Geração de Energia Térmica)	Capacidade (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	Huila	ND
7	* Central Térmica Ondjiva	50	7	Cunene	ND
8	* Central Térmica Cuebe	56	4,5	Cuando 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 MMSCFD¹⁷ para a geração de energia, médio e longo prazos¹⁸

Acções

- a. Promover a coordenação entre MIREMPET, MINEA e ANPG para uso eficiente do Gás Natural como âncora para o fornecimento contínuo a curto prazo.
- 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 (ACP);
- 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, Arimba2 (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 a energia eléctrica gerada por fontes hídricas, a curto prazo (ACP);
- h. Promover a construção de terminais de regaseificação em terra, para atender as necessidades da zona Leste, considerando inicialmente, o gás proveniente da Fábrica ALNG e do exterior (ACP/AMP);

¹⁷ Considerando cerca de 50% de factor de carga para geração de energia eléctrica.

¹⁸ 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 contractos de fornecimento de gás e a necessidade de cobertura dos altos custos de infra-estruturas e logística para entrega do gás.

- 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 8º 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.

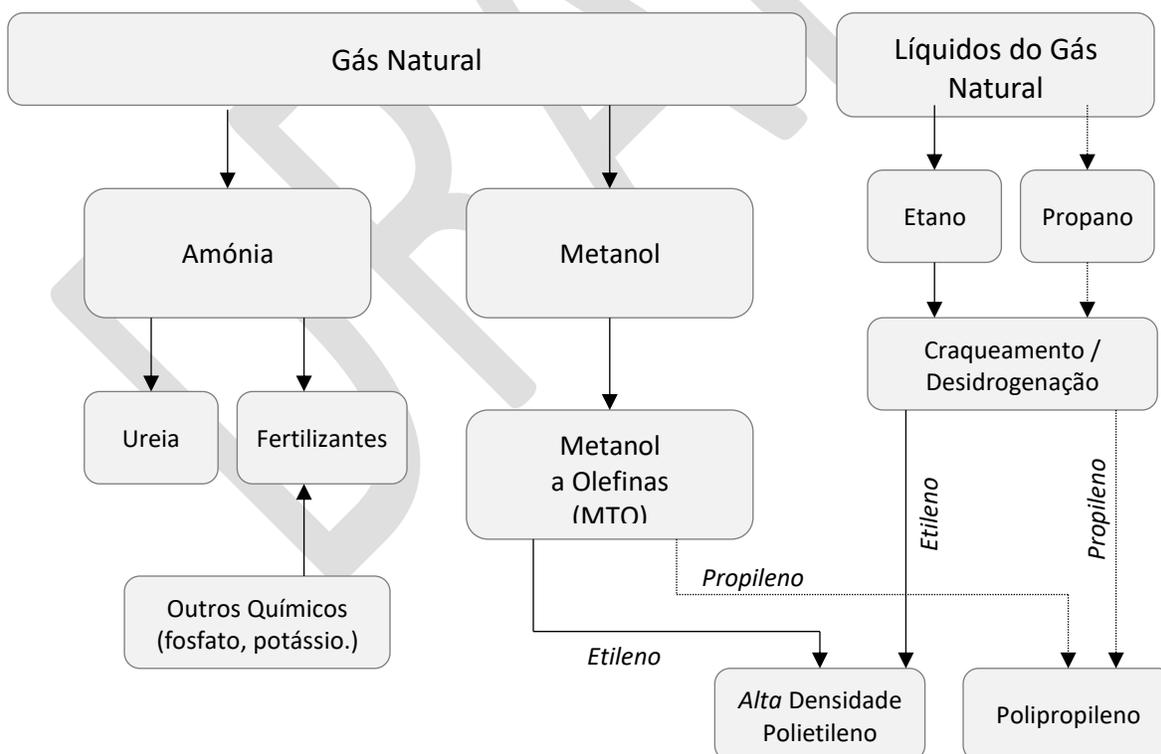


Figura 12- Potencial uso do Gás Natural no sector Petroquímico

O sector petroquímico encontra-se em franco crescimento em Angola e, actualmente, o mercado local apresenta um número considerável de indústrias de petroquímica de 3ª geração que usam matéria-prima importadas provenientes da petroquímica de 2ª 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 1ª e 2ª 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 2017¹⁹. 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, 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 Mundial²⁰ 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 a tabela 7.

¹⁹ Importação de fertilizantes atinge números máximos

<https://www.jornaldeangola.ao/ao/noticias/detalhes.php?id=373223>. Acesso em 2020

²⁰ Uso de Fertilizantes na Agricultura em Africa. Lições aprendidas para países Africanos, by World Bank

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	5 a 6 anos
2	Fertilizante 2 (20 anos)	1,2	60,00	Zaire - Soyo	5 a 6 anos
3	Petroquímica (20-30 anos)	N/A	70-100	Lobito	N/A
		2,7	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 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 DOMGÁS fornecido pela ALNG;
- b. Garantir o fornecimento de 70 MMSCFD de Gás Natural do Bloco O, a médio-longo prazo, para a implementação de uma fábrica petroquímica, com o desenvolvimento dos recursos descobertos;
- c. Garantir o incremento de DOMGÁS 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.

Produção de Metanol, Etileno e Propileno

O Gás Natural, (metano e etano) poderá ser usado como matéria-prima para 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 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 indústria²¹, bem como o programa de apoio à produção, substituição das importações e diversificação das exportações ²².

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.

²¹ Programa 2.3.10: Programa da Produção da Indústria Transformadora descrito no Plano de Desenvolvimento (PDN) 2018-2022, metas e acções prioritárias. Página 148.

²² 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.

Acções

- 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);
- 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);
- Promover a produção de olefinas como, polietileno, polipropileno, essenciais para o fabrico de plásticos (ACP/AMP);
- Promover o investimento na indústria transformadora de 2ª e 3ª geração para produção de aditivos de combustíveis, formaldeído, ácido acético, têxteis, resinas, anticongelantes, componentes automotivos, fibras têxteis, outros plásticos e espumas especiais (ACP/AMP);
- MIREMPET/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.

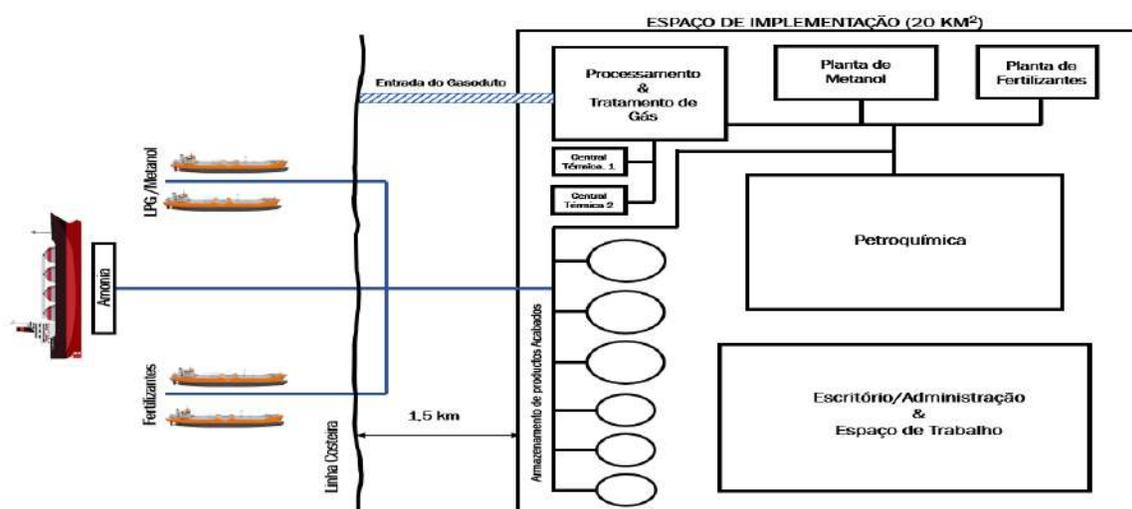


Figura 13 - Modelo integrado de Desenvolvimento de polo de gás (Energia, Petroquímico e Exportação)

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 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 Cuando 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 fornecimento de electricidade a siderurgia e zonas próximas. Esta Central poderá ser abastecida com gás e alternativamente com gasóleo.

O potencial para 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

Estimativa 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	Huila 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)²³

Acções

- 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);
- Promover a elaboração de estudo sobre a procura de gás nas regiões Norte, Centro e Sul do país a médio-longo prazo (AMP/ALP);
- Identificar vias de fornecimento e distribuição de gás (rodoviários, marítimos e gasodutos) às siderurgias e Indústrias de Angola (ACP);
- 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);
- Avaliar a relação custo benefício para a implementação de projectos nestas regiões, tendo em conta o preço de mercado.

²³ Deve-se considerar a media 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 contractos de fornecimento de gás e a necessidade de cobertura dos altos custos de infra-estruturas e de logística para entrega do gás.

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 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 principais companhias de transporte e mais de 1500 autocarros movidos a gasóleo. Por outro lado, existem 3 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 sustentabilidade dessa oportunidade, dever-se-á considerar um plano integrado com 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)²⁴ 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.

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.

²⁴ 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 clausulas habituais *take or pay* típicas dos contractos de fornecimento de gás e necessidade de cobertura dos custos altos de infra-estruturas e logística para entrega do gás.

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 cinco (5) membros, é de aproximadamente uma (1) 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

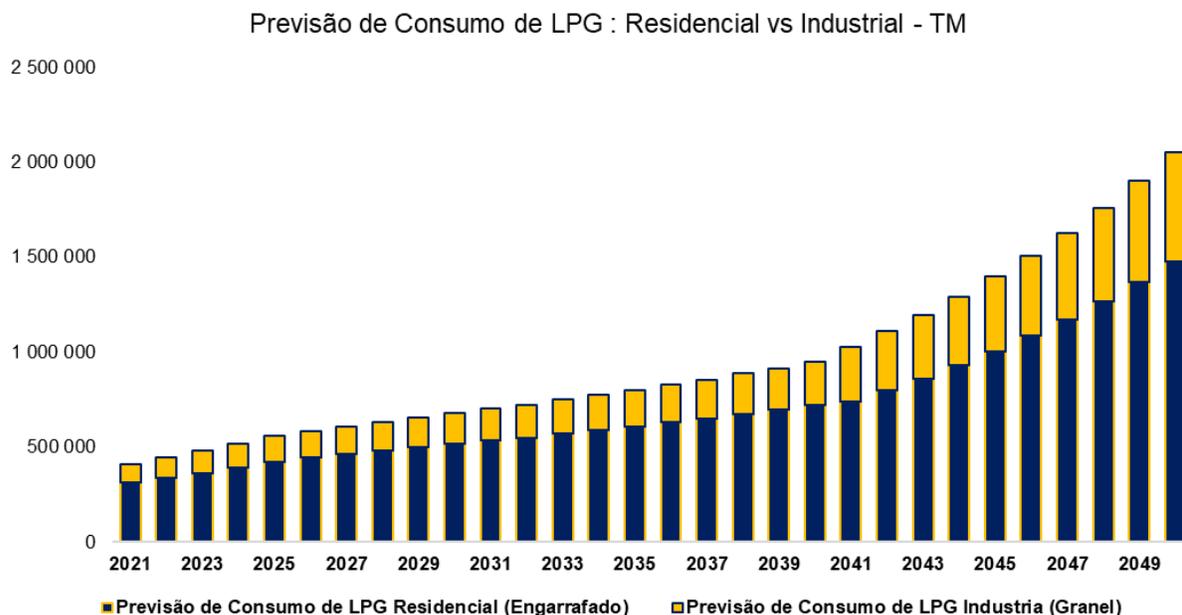


Figura 14 - Previsão de Consumo de LPG Residencial vs. Industrial

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;
- melhoria da Eficiência Operacional - intervenções a nível das principais Instalações do país;
- 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)²⁵ para o sector residencial. O que equivale a cerca a 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 e visando a redução da emissão de gases de efeito estufa, bem como 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 no longo prazo. A figura abaixo ilustra o plano de utilização do Gás Natural por sectores, tendo como base 2020.

²⁵ Deve-se considerar a media 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 clausulas habituais *take or pay* típicas nos contractos de fornecimento de gás e necessidade de cobertura dos custos altos de infra-estruturas e logística para entrega do gás.

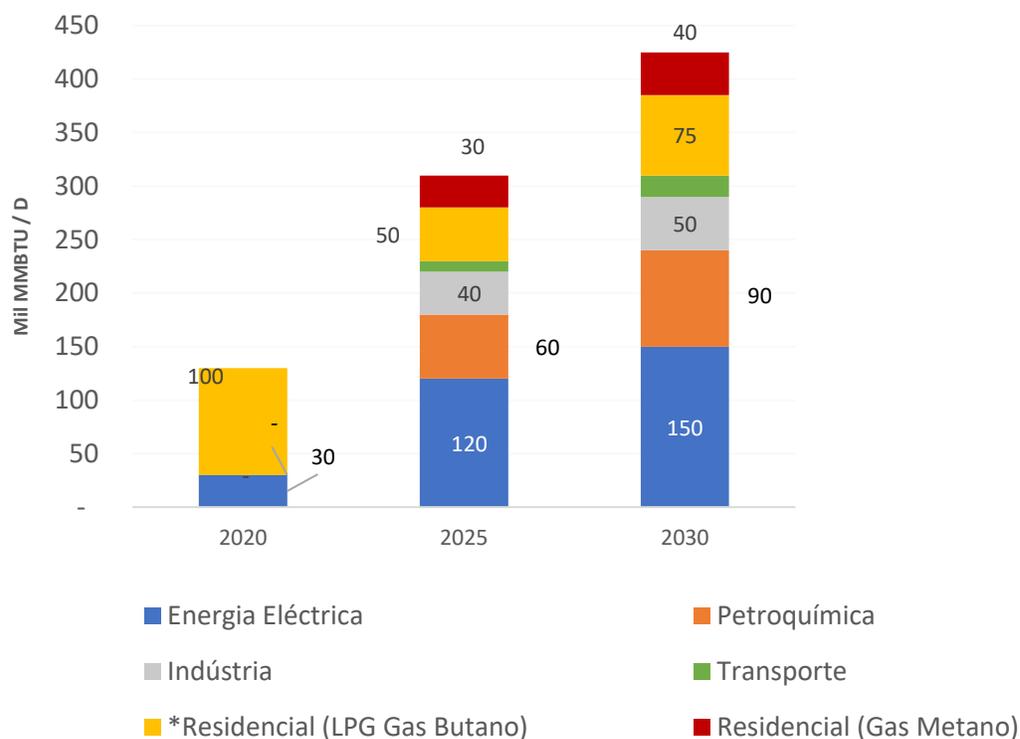


Gráfico 13 - Plano de Utilização do Gás Natural, Angola. Fonte: * ANPG

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 prazo, 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.

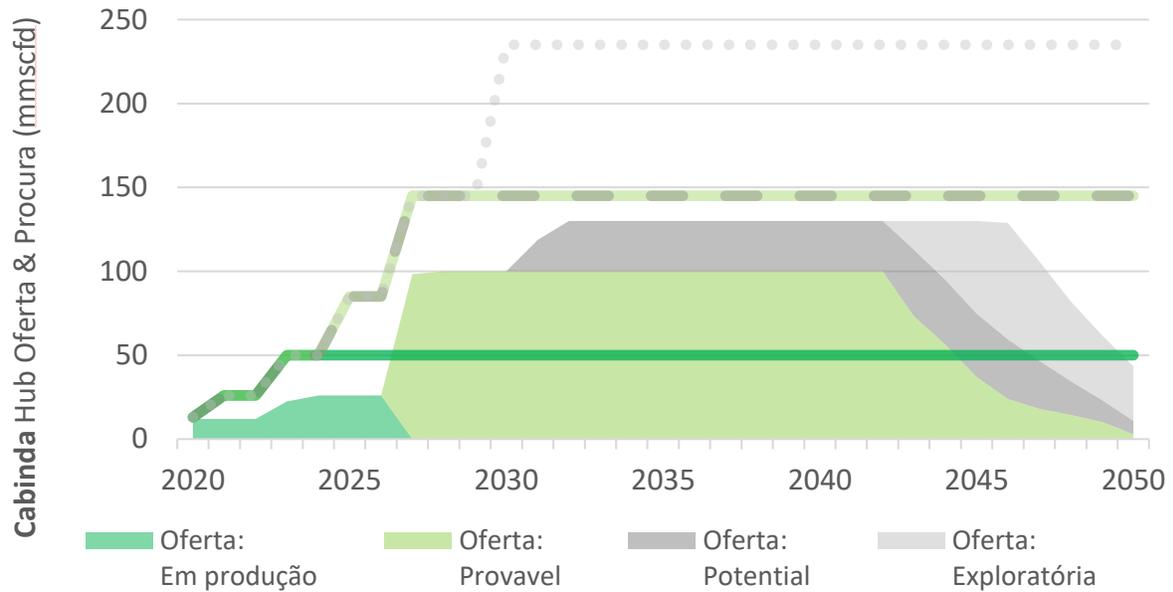


Gráfico 14 - Procura versus Oferta de Gás a partir de Cabinda

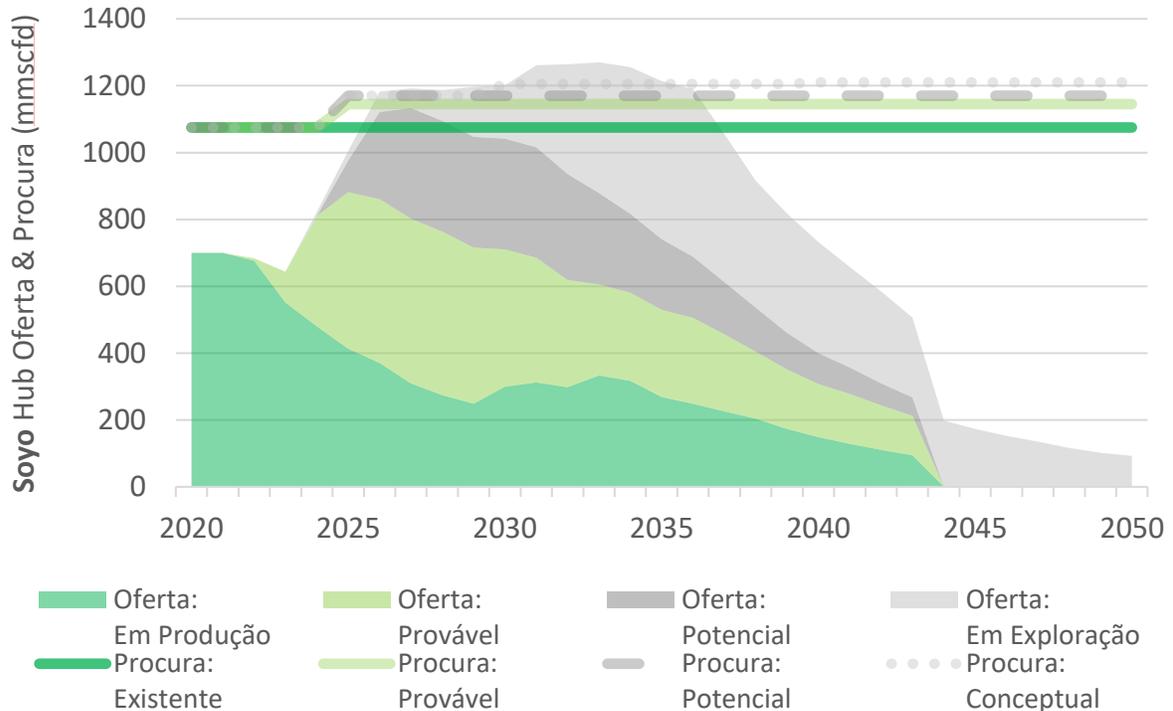


Gráfico 15 - Procura versus Oferta de Gás a partir do Soyo

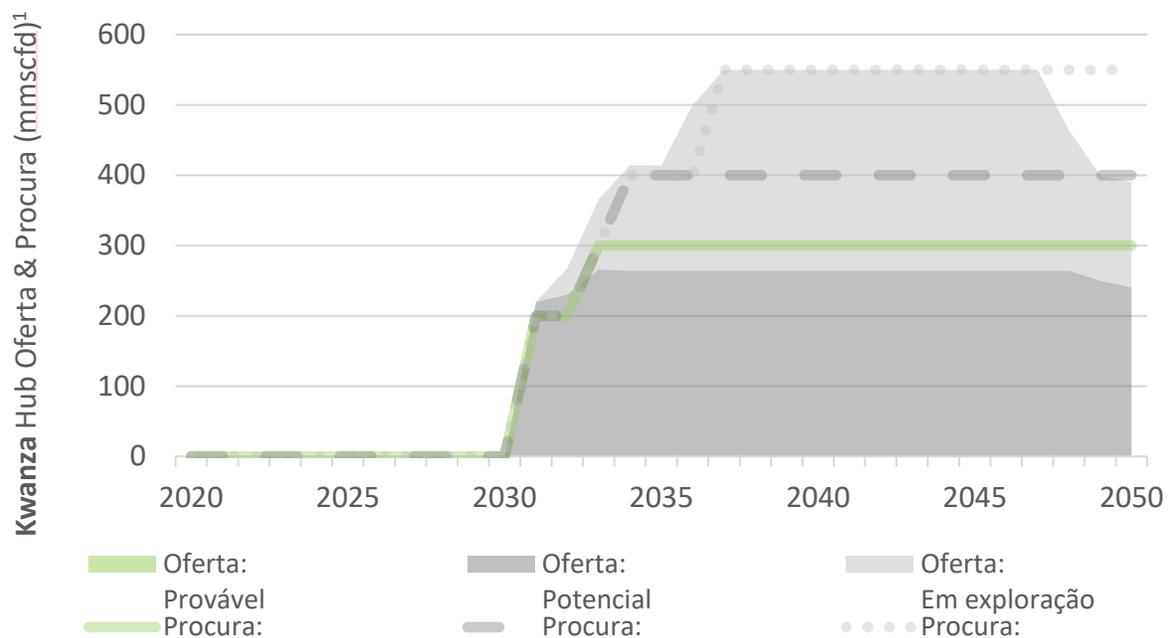


Gráfico 16: Procura versus Oferta de Gás a partir do CS

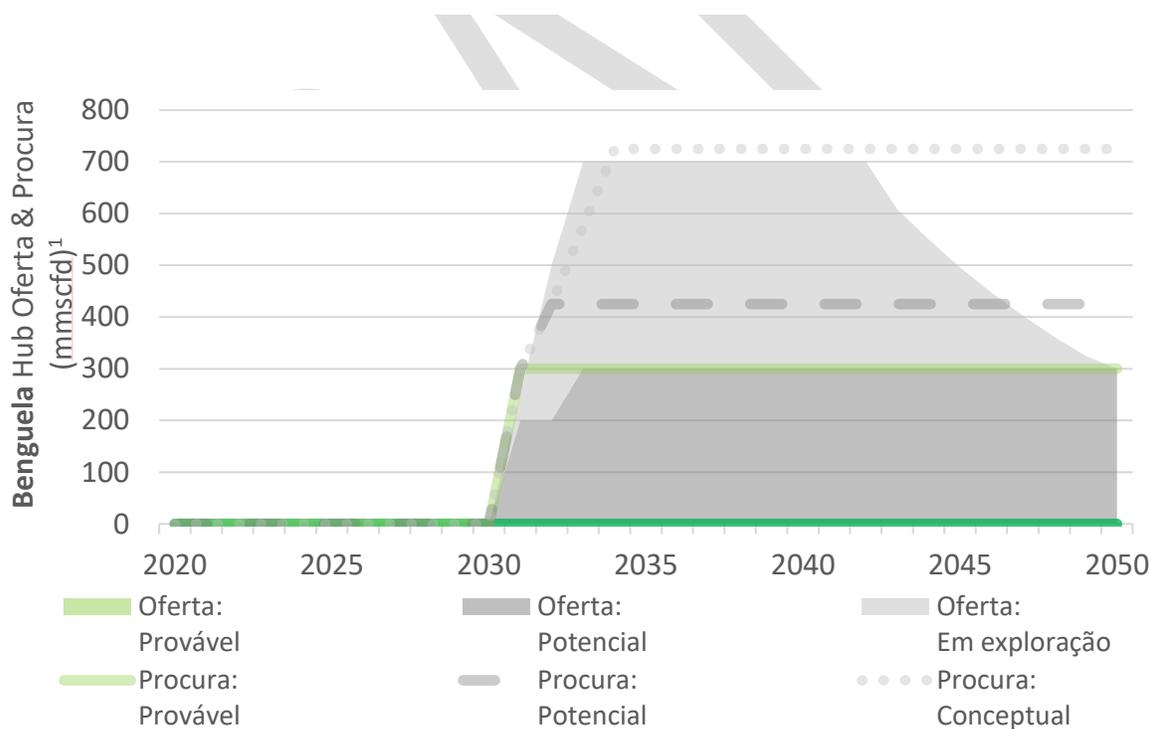


Gráfico 17: Procura versus Oferta de Gás a partir de Benguela-Lobito

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 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. 40.

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 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 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, Kuito 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 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 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.

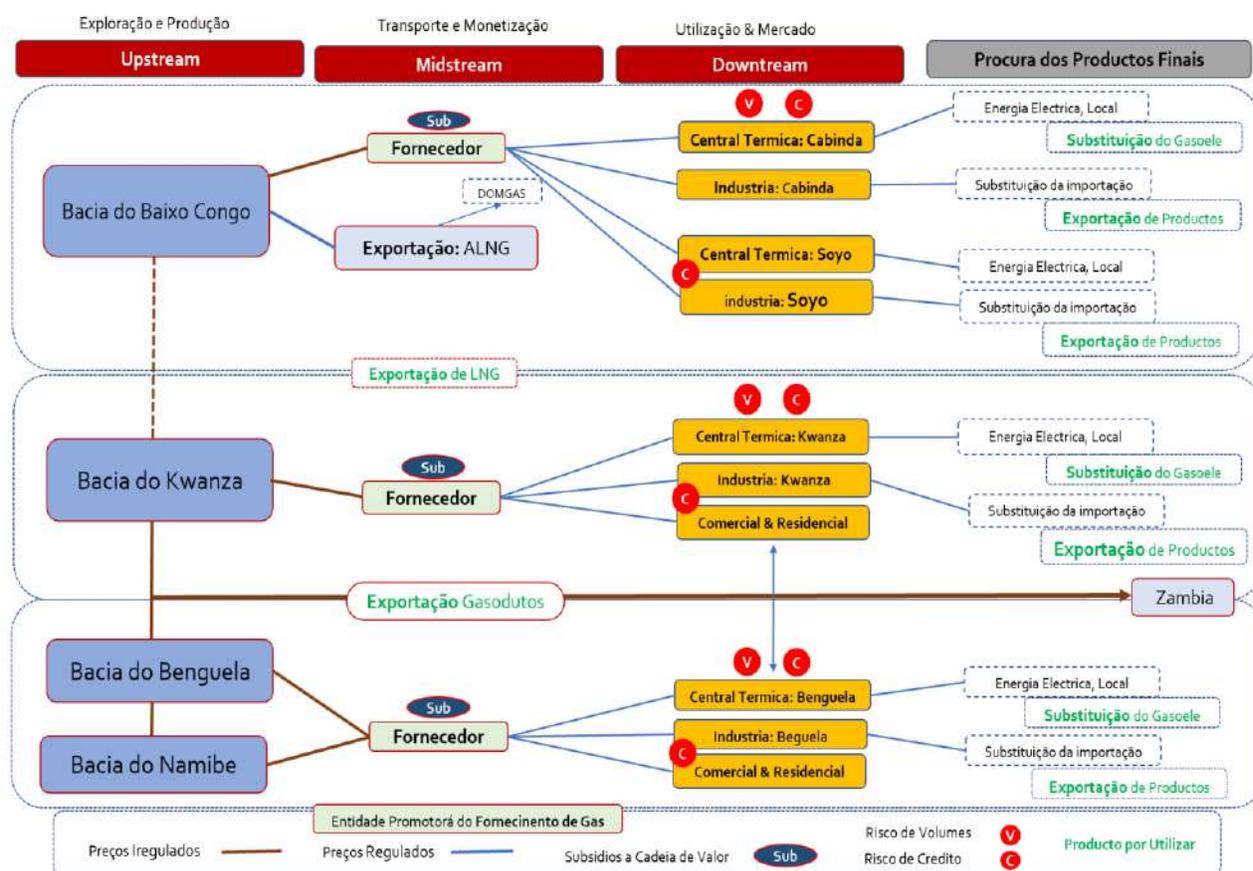


Figura 15 – Alternativa de escoamento de Gás das Zonas Marítimas das Bacias Sedimentares, Angola.

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, Upstream		
\$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 econômico.



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, Angola

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.

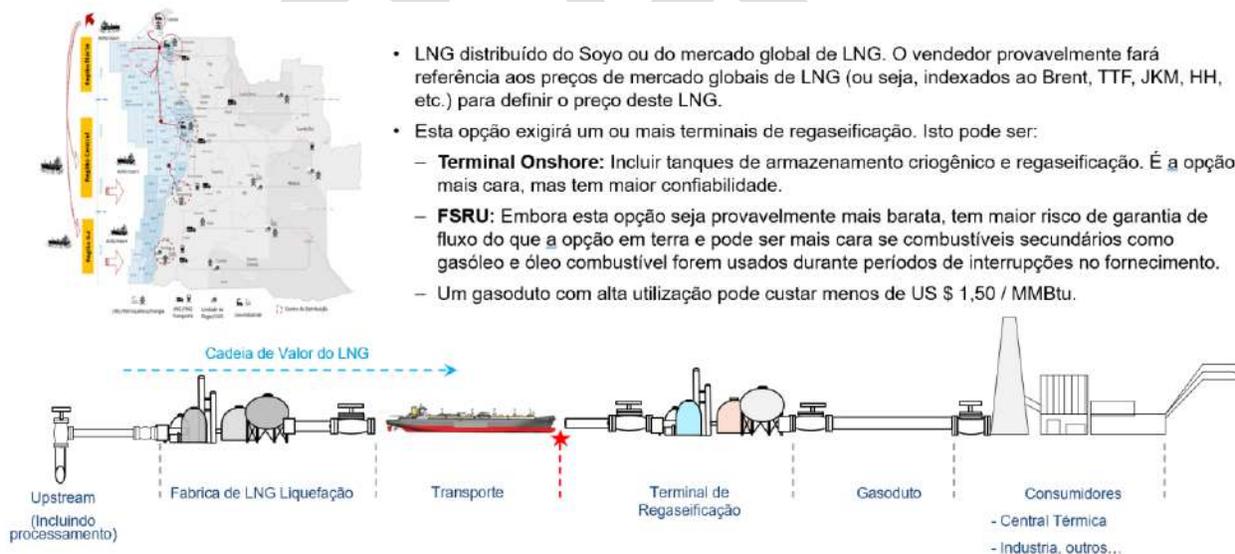


Figura 17: Cadeia de Valor do LNG, em Angola

Esta opção assume um preço 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.

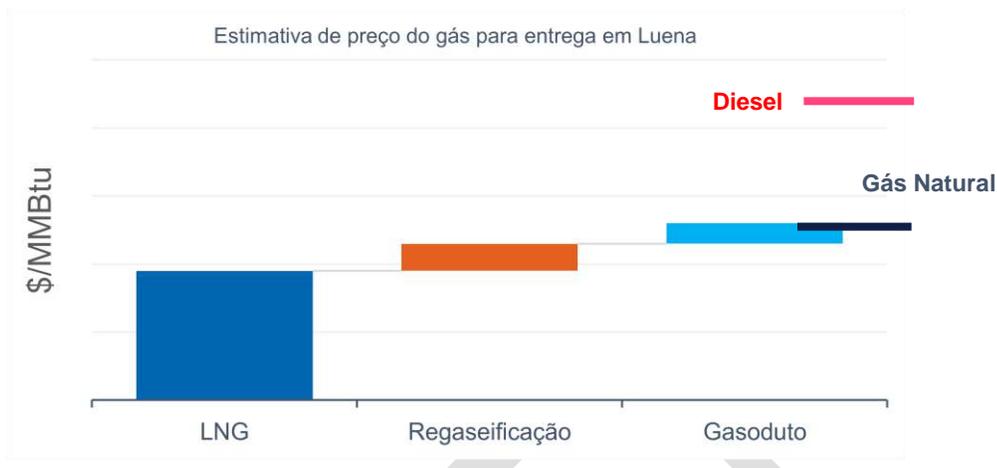


Gráfico 19 - Estimativa de preço do gás natural na cadeia de valor de LNG, Angola

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.

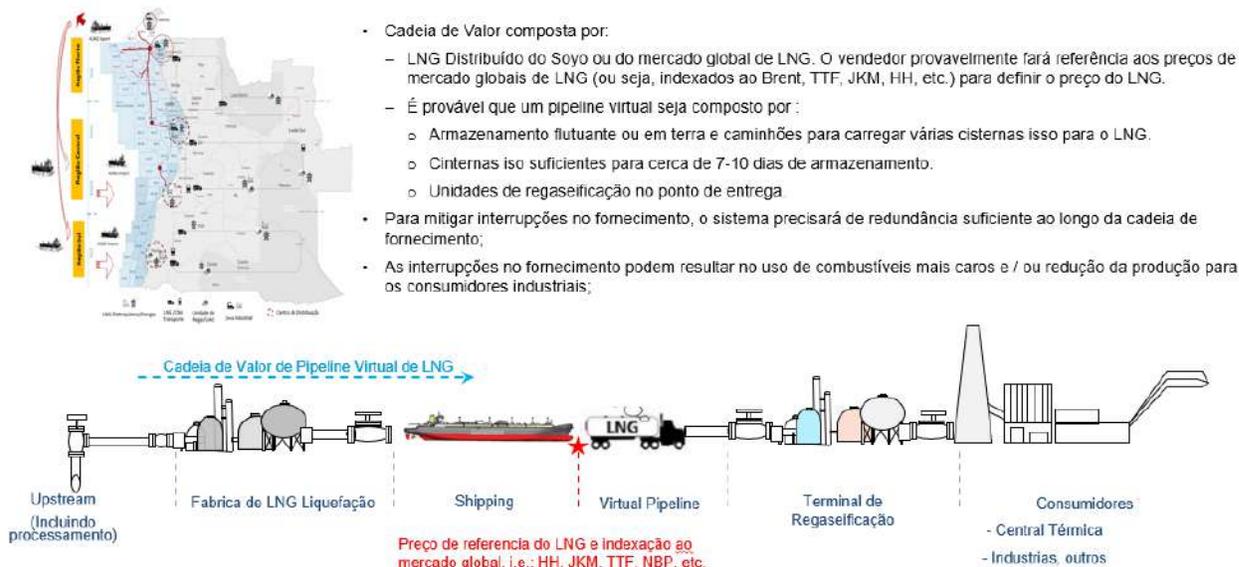


Figura 18: Cadeia de Valor do LNG com transporte por cisternas /vagões (gasoduto virtual), Angola

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:

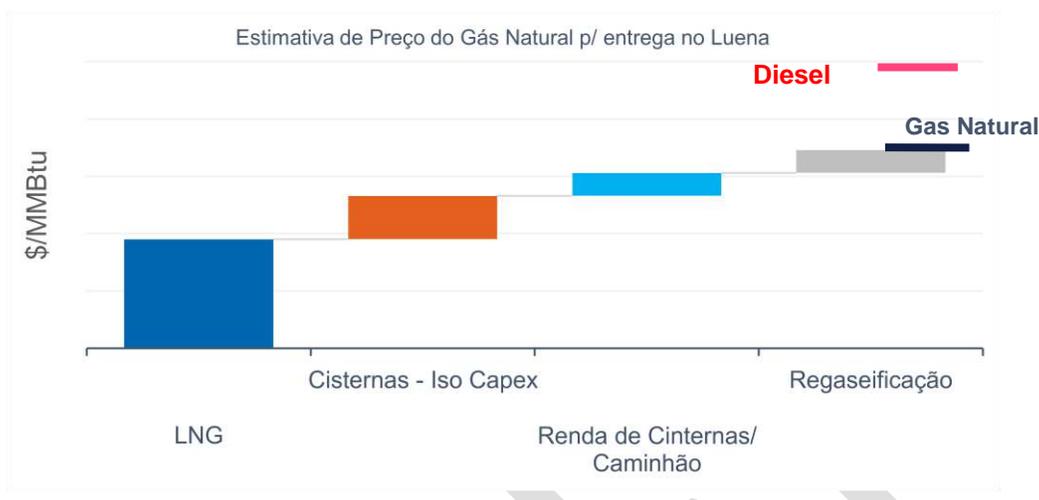


Gráfico 20 - Estimativa do Preço do Gás Natural na Cadeia de Valor do LNG com Gasoduto Virtual, Angola

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.

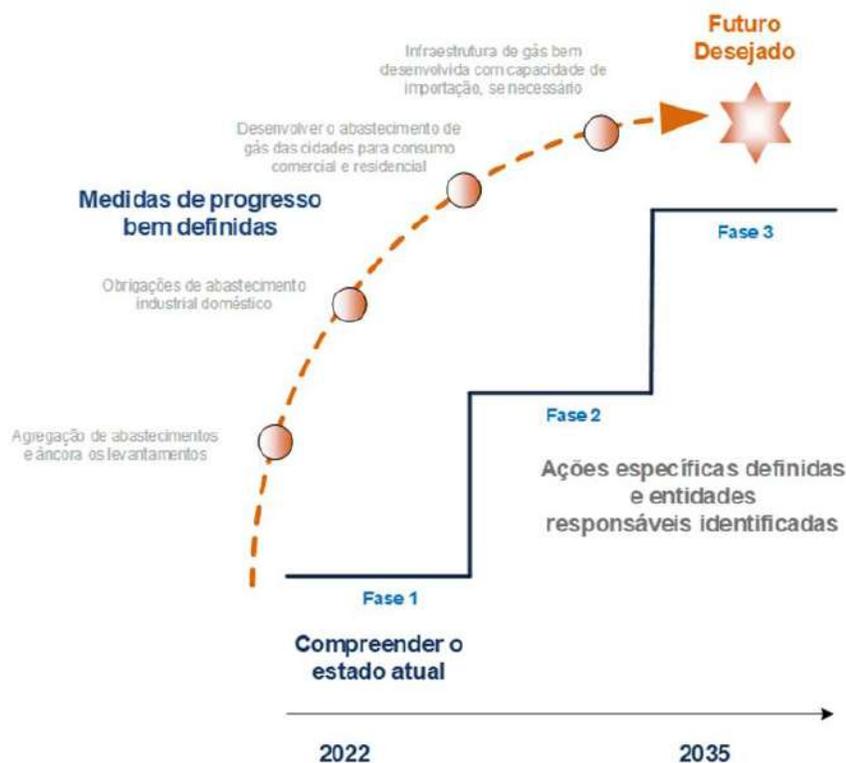


Figura 19 - Plano Modelo de Desenvolvimento de Infra-estruturas de Gás

Este plano ilustrado na figura acima, representa as 3 fases de desenvolvimento de infra-estruturas de gás, assim como as ações 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).

- a) 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 objetivo 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:

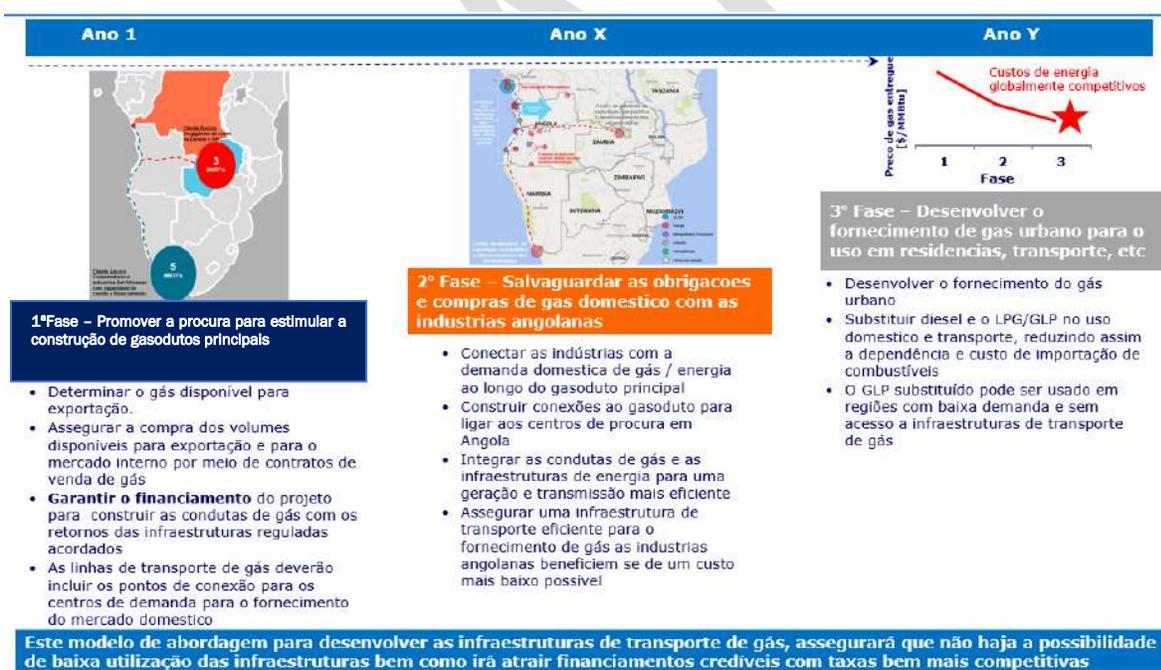


Figura 20 – Fases de Desenvolvimento Ordenado da Cadeia de Gás Natural

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.

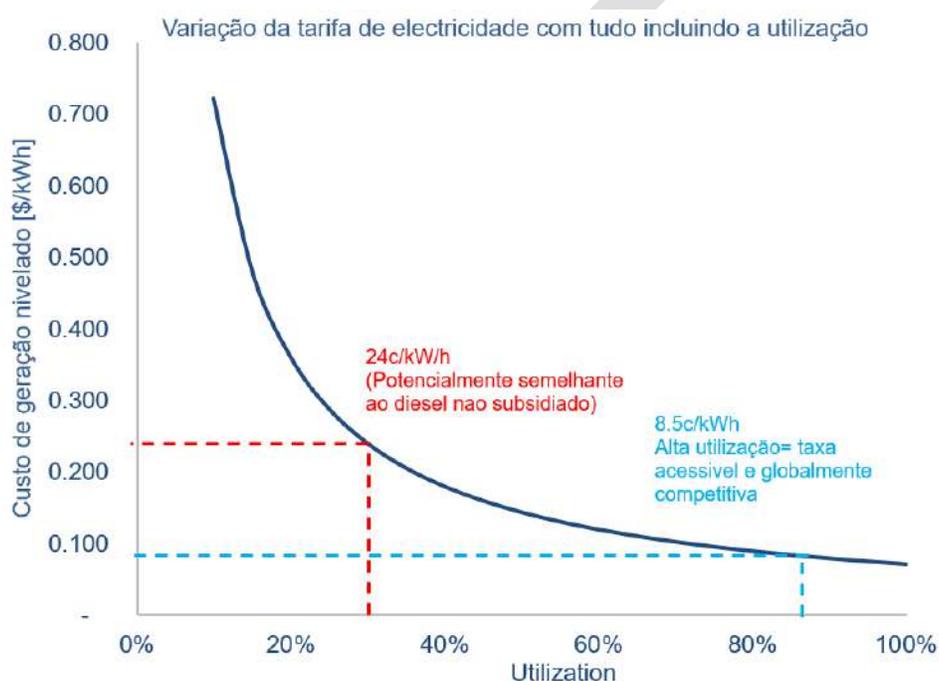


Gráfico 21 - Variação da tarifa de electricidade versus taxa de utilização de instalação

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 em ~ 3GW. Há também um grande potencial para substituir o diesel, o HFO e o LPG. Esse mercado pode consumir 3MMTPA. 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 MTPA e tem terminais de LNG em Saldana e Mossel Bay. Um gasoduto ofereceria gás a preços mais competitivos a África do Sul.

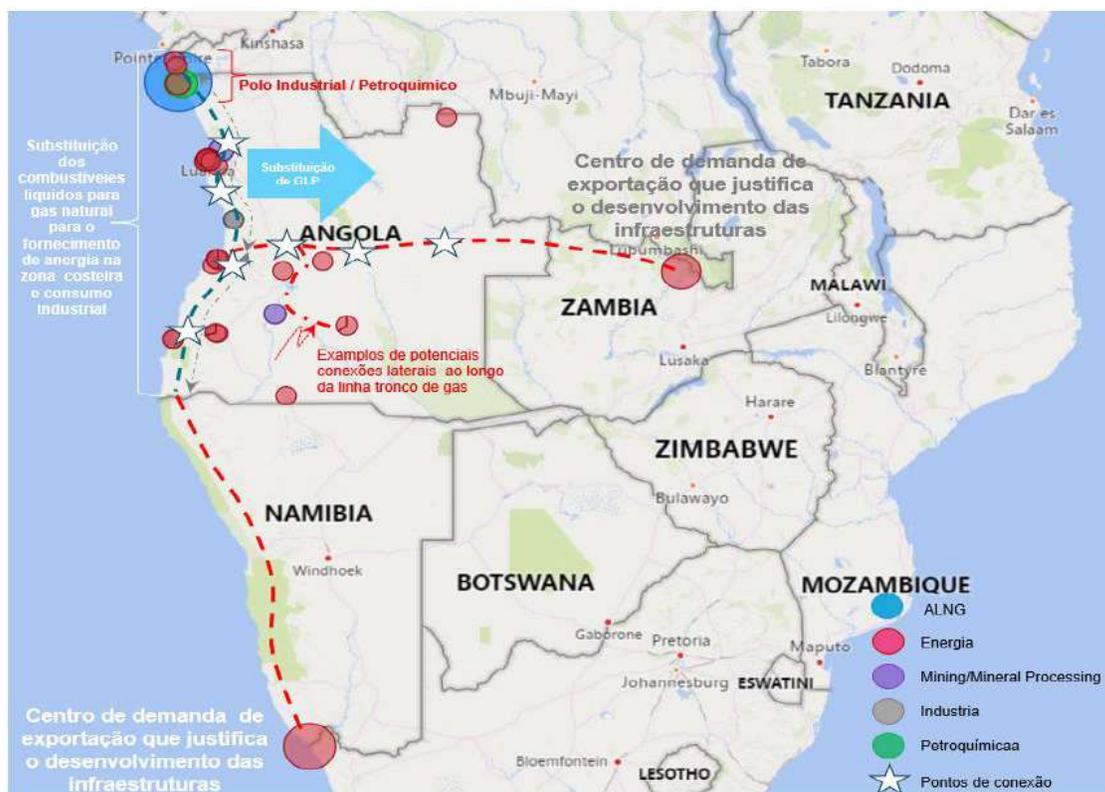


Figura 21 - Consumidores de gás local e regional

Descrição	Preço de gas 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 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 elétrica 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:

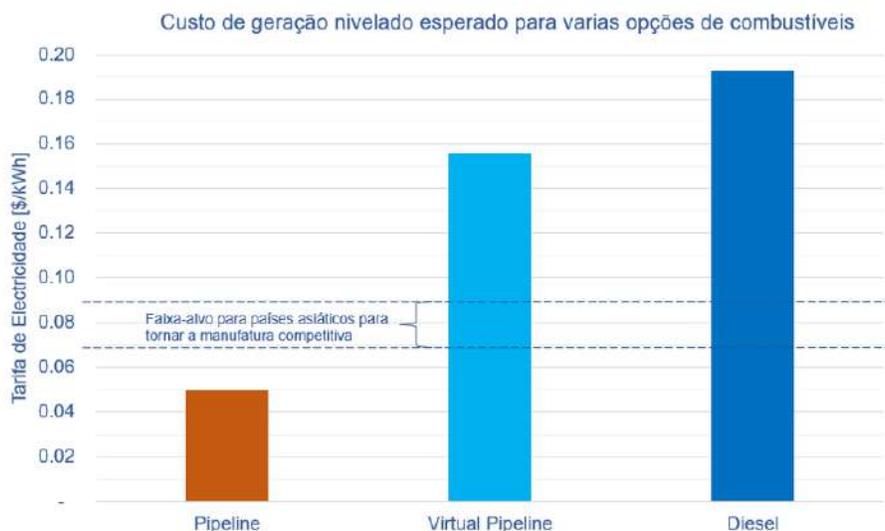


Gráfico 23 - Impacto económico e redução de subsídios com base no preço de transporte

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, Huila, 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 desinver 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).

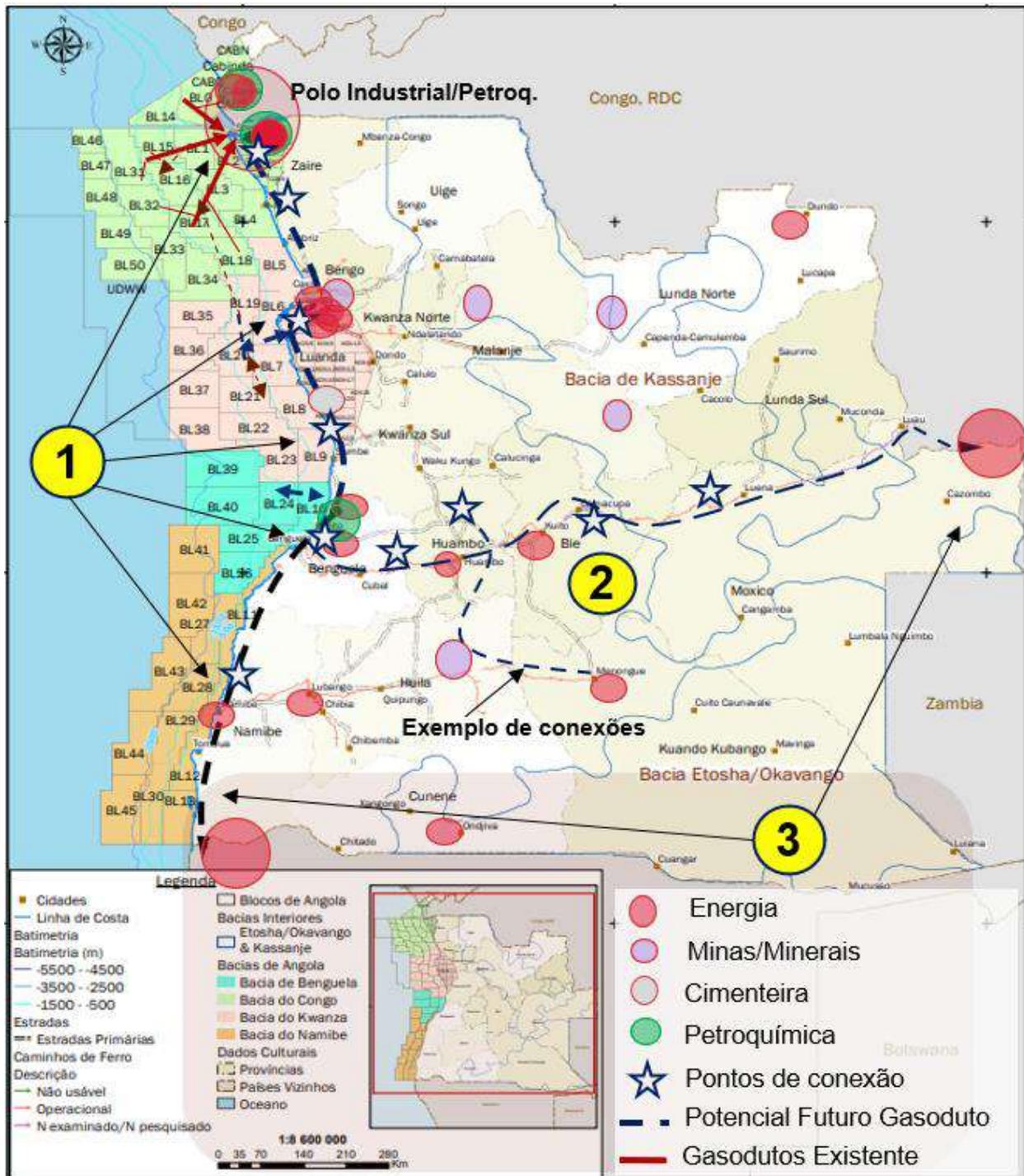


Figura 22 – Modelo de desenvolvimento de gasoduto de transporte, Angola

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)²⁶, 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).

²⁶ 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.



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

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 ilustra a classificação da rede de gasodutos e respectivas interligações.

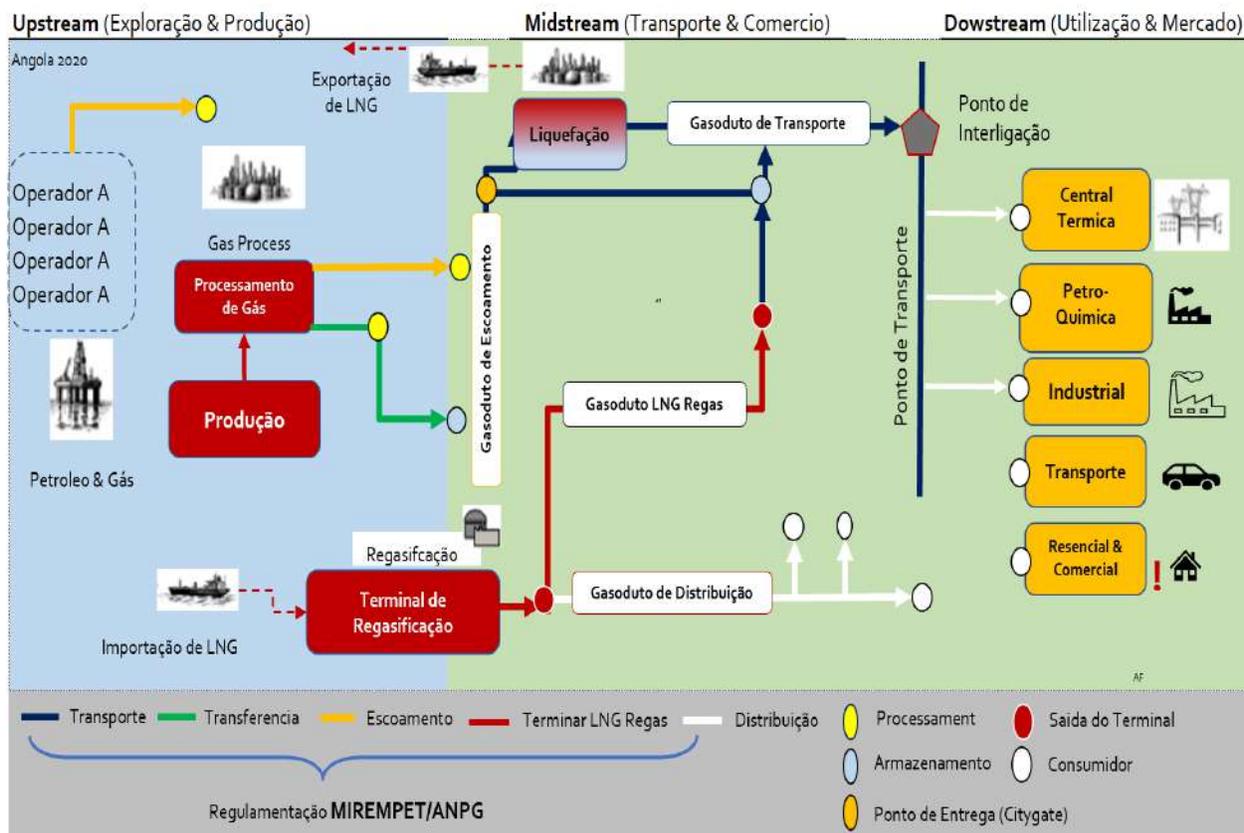


Figura 24 - Classificação da Rede de Gasodutos. Fonte: ANPG

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

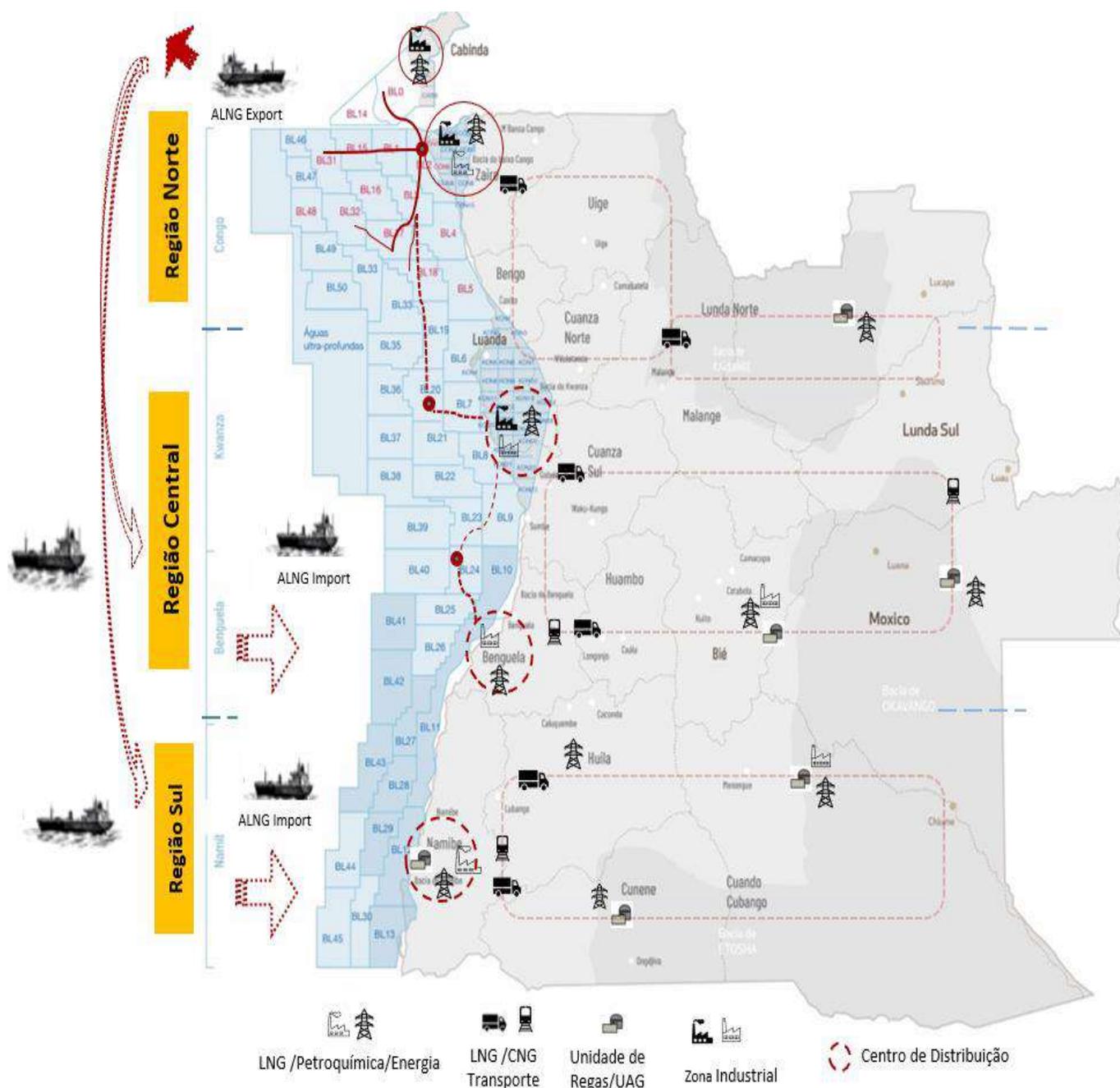


Figura 25 - Mapa de Transporte e distribuição de Gás em Angola por 3/4 pontos de entrada

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

- Identificar as necessidades e locais para a implantação de infra-estruturas (gasodutos) de forma planificada e sustentável (ACP);
- 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);
- Promover a criação de condições para o transporte e distribuição do Gás Natural em todo país (cisternas de GNC e LNG), bem como para a implantação das UAG's para distribuição do gás por gasodutos de baixa pressão, a curto e médio prazos (ACP/AMP/ALM).

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.

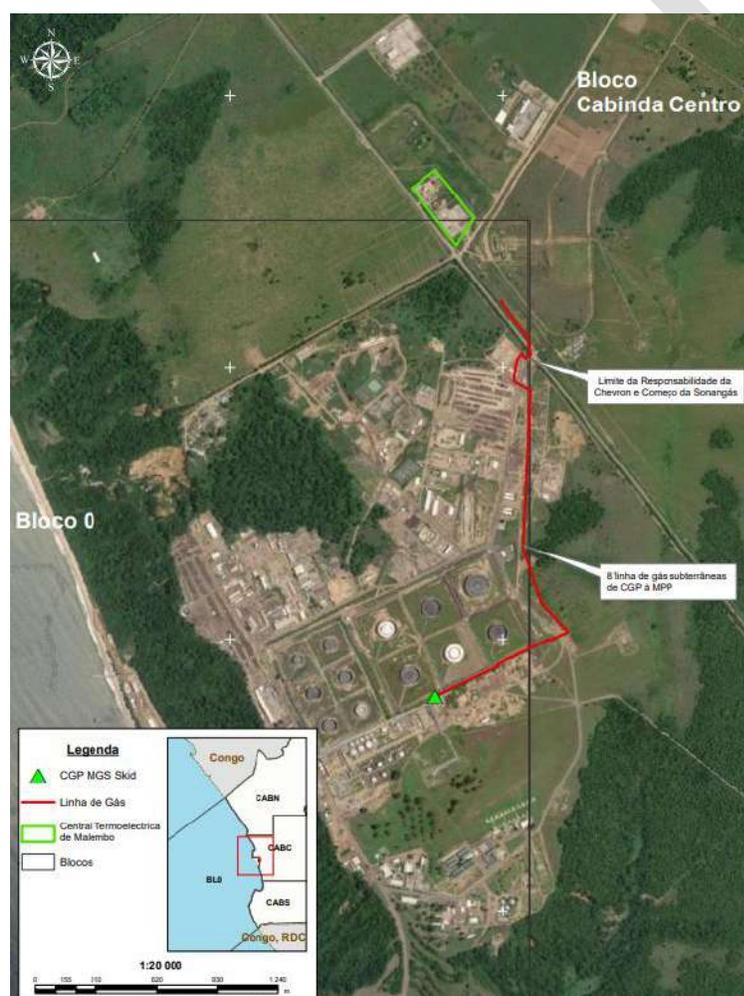


Figura 26 - Mapa de Transporte e distribuição de gás nas Regiões Norte e Nordeste de Angola

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 Figura 25 e 27 e 2Figura 268.

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 22 a 40 km, em terra, para o fornecimento de volumes acima de 100 MMSCFD. O investimento para a instalação do referido gasoduto será suportado pela produção petrolífera do bloco, de forma a garantir a viabilidade dos projectos e incentivar o investimento no *downstream*.

Em Cabinda, existe um ponto de ligação (gate2) e o traçado do gasoduto estende-se até a Central Térmica do Malembo, conforme ilustrado na Figura 27. A implantação de novos gasodutos em Cabinda deverá considerar a procura de gás da zona industrial (Polo Industrial do Fútila com 2.344 hectares)²⁷ das fábricas de cimento, petroquímica e outras.



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*.

²⁷ Polo de Desenvolvimento Industrial (PDI)

Para a ligação de novos gasodutos no Soyo, a jusante da BVS (*Beach Valve Station*), ilustrada na

Figura 28, existe uma zona prevista para o desenvolvimento da indústria petroquímica e não só.

Figura 27 - Ponto de Entrada e ligação de gasodutos à Central Malembo em Cabinda, Fonte: ANPG.

A curto prazo, para o fornecimento do gás doméstico na região norte, é essencial a instalação de uma Unidade de Recepção e Distribuição de Gás (URDG), fase 2 do Projecto Falcão (*downstream*) e a construção de gasodutos 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.

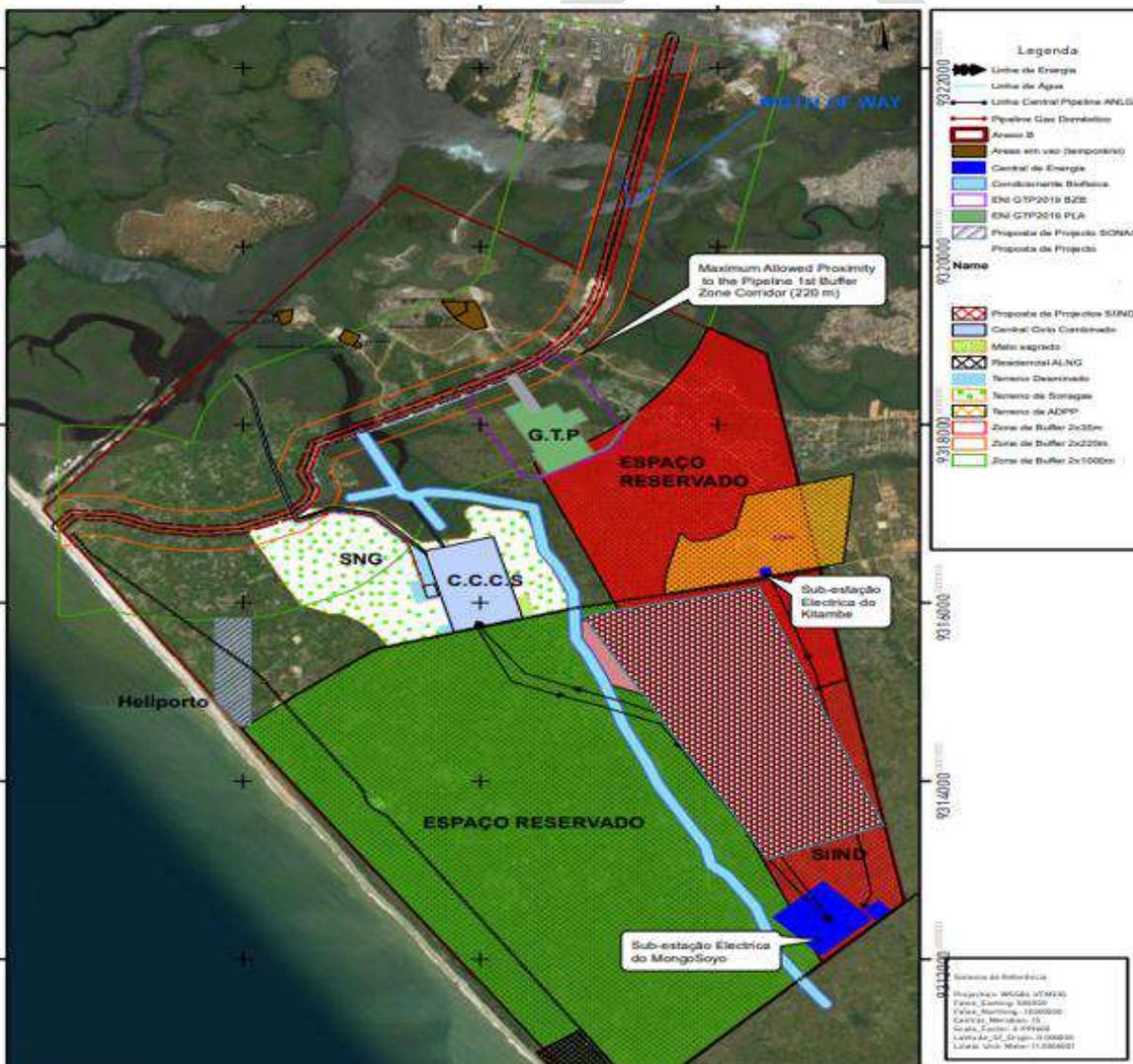


Figura 28 - Mapa de espaço reservado para zona industrial no Soyo. Fonte: SNG

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 25 - Mapa de Transporte e distribuição de Gás em Angola, acima.

Meta

Expandir infra-estruturas, tais como gasodutos, vias rodoviárias e ferroviárias, nas 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 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);
- f. 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);
- g. Promover a conclusão do projecto de instalação da Unidade de Recepção e Distribuição do Gás URDG (Falcão 2), (ACP).

dessas províncias. A região Centro é de crucial importância considerando a Zona Industrial de 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 gasodutos, rodoviária e ferroviária, 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 implantação de UAG's nas províncias da região Centro e Nordeste, nomeadamente nas províncias de Malange, Huila, Bié, Huambo, Lunda Sul e Moxico (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, Malange, Huila, Bié, Huambo, Lunda Sul e Moxico (ACP);
- d. Promover a criação de condições para transporte (rodoviário, ferroviário) de gás a partir do Cuanza Sul e/ou Benguela, considerando UAG's, (ACP);
- e. Promover estudos para implementação de projectos pilotos para 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 a 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 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 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 Huila. A figura abaixo ilustra a localização dos potenciais consumidores de Gás Natural.

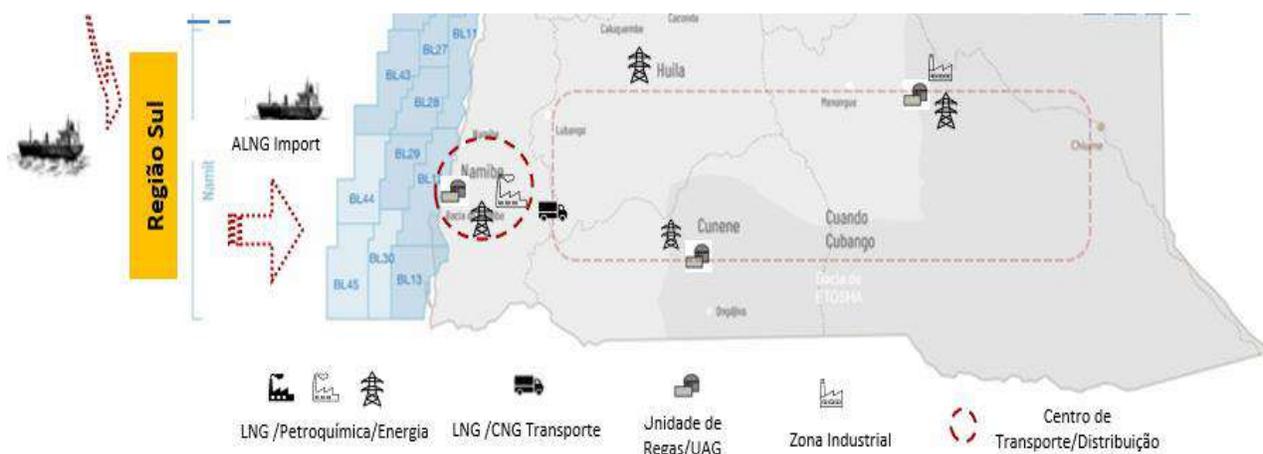


Figura 30 - Mapa de Transporte e distribuição de Gás na Região Sul e Sudeste de Angola. Fonte: ANPG

Meta

Implantar infra-estruturas e criar condições de transporte do Gás Natural via gasodutos, rodoviária e ferroviária, nas 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 implantação de UAG's nas províncias do corredor Sul do país, nomeadamente, Namibe, Huila, Cunene e Cuando Cubango (ACP);
- c. Promover a conversão das centrais térmicas a gasóleo para Gás Natural nas províncias do Namibe, Huila, Cunene e Cuando Cubango (ACP);
- d. Promover condições para o transporte do Gás Natural aos consumidores identificados nas províncias do Namibe, Huila, Cunene e Cuando 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 Huila (ACP);
- f. Promover estudos para implantação de projectos pilotos de gás canalizado em edifícios e condomínios nas províncias do Namibe, Huila, Cunene e Cuando 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.

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 1ª, 2ª e 3ª 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 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 Concessionaria, 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 nº 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 nº 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 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 contractos 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 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, 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 pela DP n.º 250/18 de 30 de Outubro. Estes custos traduziram em benefícios 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 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 Decreto n.º 5/19, 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 Gás Natural no âmbito do Angola LNG sobre a concessão petrolífera para 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 26/12, de 22 de Agosto.

Com a finalidade de dinamizar o desenvolvimento do Gás Natural e conceder incentivos fiscais para 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 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 (Anexo).

Entretanto, o quadro legal e regulatório acima descrito revela-se insuficiente para a materialização dos objectivos do PDG, o que impõe a da 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 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).

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 impulsionador 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 1ª, 2ª e 3ª 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 energético²⁸, reflectidos no consumidor final.

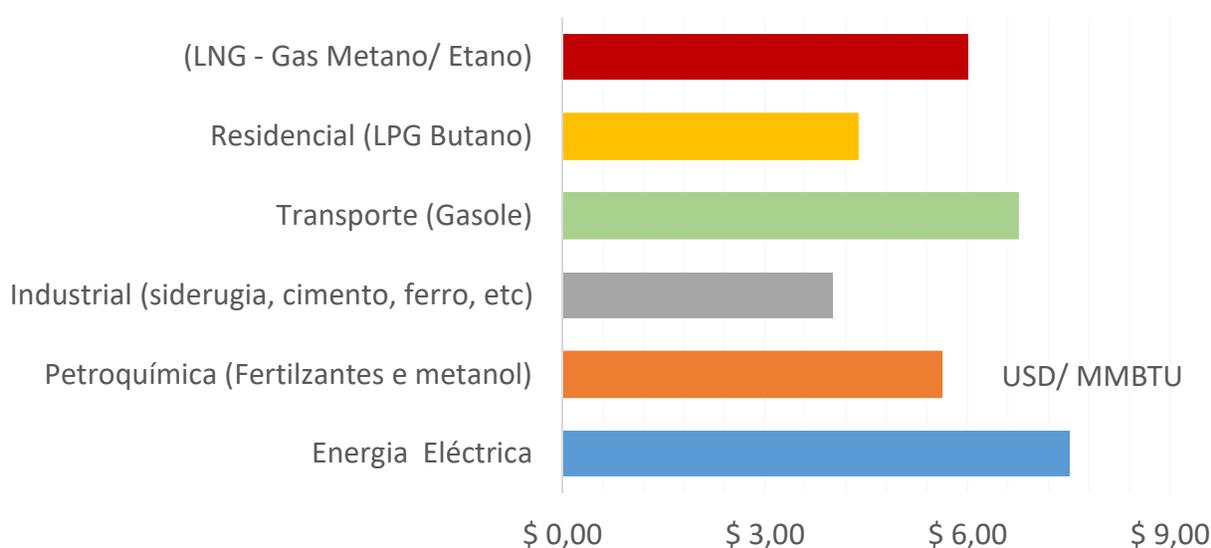


Gráfico 24 - Preços dos Produtos em Angola, com base no Valor Energético. Fonte: * Pública

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

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:

²⁸ Para calculo 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

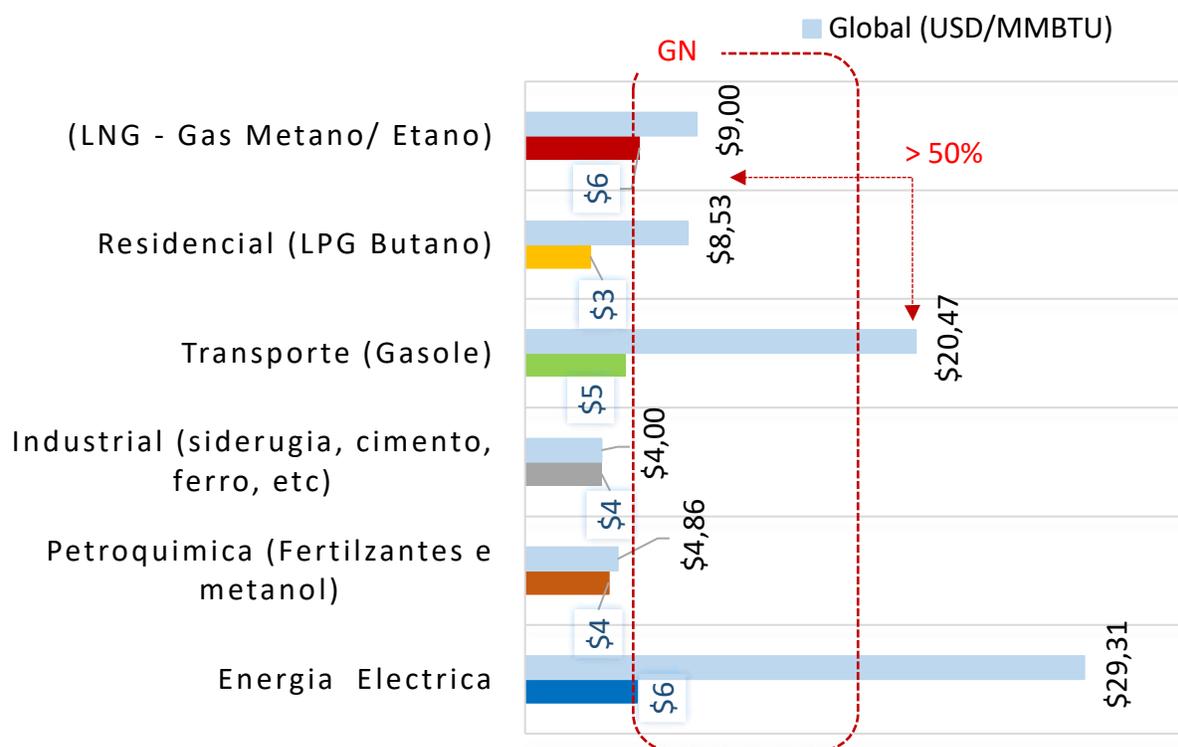


Gráfico 25 - Comparação do Preço do Consumidor Local (Angola) vs. Internacional pelo valor energético (USD/MMBTU)

Conforme mostra a figura acima, a compra do Gás Natural no mercado global para 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 globais²⁹ 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.

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-

²⁹ Preço Global é considerado de acordo ao preço de venda a grosso ALNG (LPG, LNG) e fontes publicas sobre o mercado de fertilizantes, combustíveis e energético

se para 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 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 mercados mais atractivos, o que poderá impactar negativamente na industrialização do País.

Para 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 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 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 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 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 capital das mesmas.

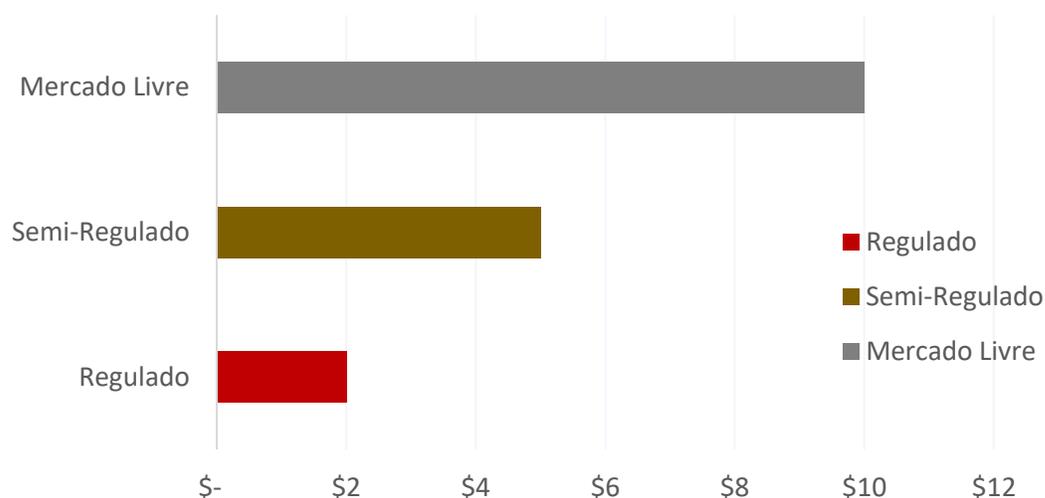


Gráfico 26 - Classificação e previsão da regulamentação do preço do Gás Natural.

- **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/Concessionaria (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 ao IEA ³⁰“LNG Market trends and implications”, a entrada de possíveis novos fornecimentos de GNL/LNG da América do Norte, Austrália, bem como 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.

³⁰ IEA – International Energy Agency

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.

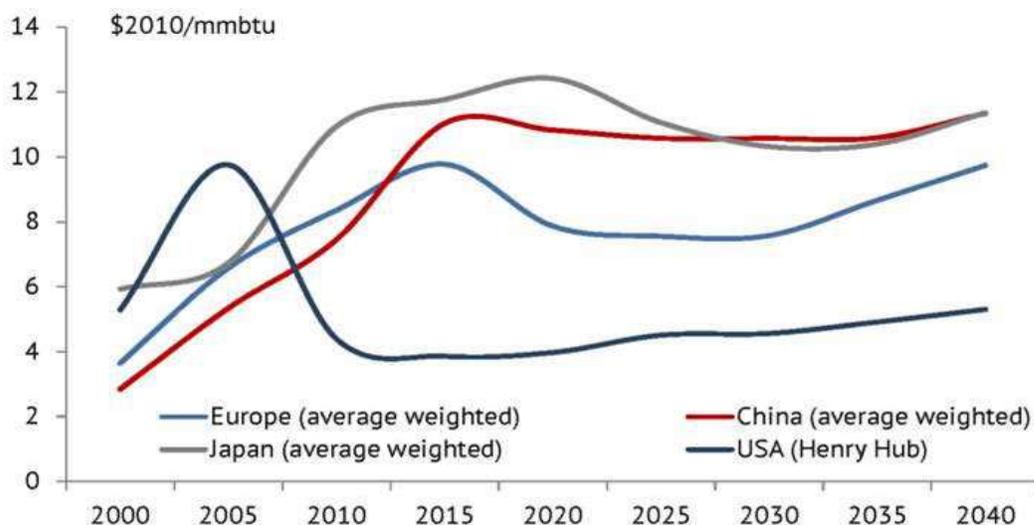


Gráfico 27 - Previsão do preço médio ponderado de gás por mercado regional, cenário base. Fonte: ERI RAS- 2040

Acções

- Estabelecer a regulamentação do preço do Gás Natural³¹, considerando o consumidor local (tarifa de energia, preço dos fertilizantes, gás combustível, etc.) (ACP);
- Garantir o acesso ao mercado livre para compra, venda e transporte do Gás Natural para uso energético e não energético, considerando modelos económicos actuais (ACP);
- 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 processo de alocações para avaliar o fornecimento do Gás Natural a determinado preço (ACP);
- 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);
- Promover incentivos ao desenvolvimento do Gás Natural, para uso nas centrais térmicas e transportes, considerando a

³¹ 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.

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, Ministério das Finanças, Instituto Regulador de Derivados do Petróleo, 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/polo³² 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.

³² *Hub* de Gás ou Pólo 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 contractos 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.

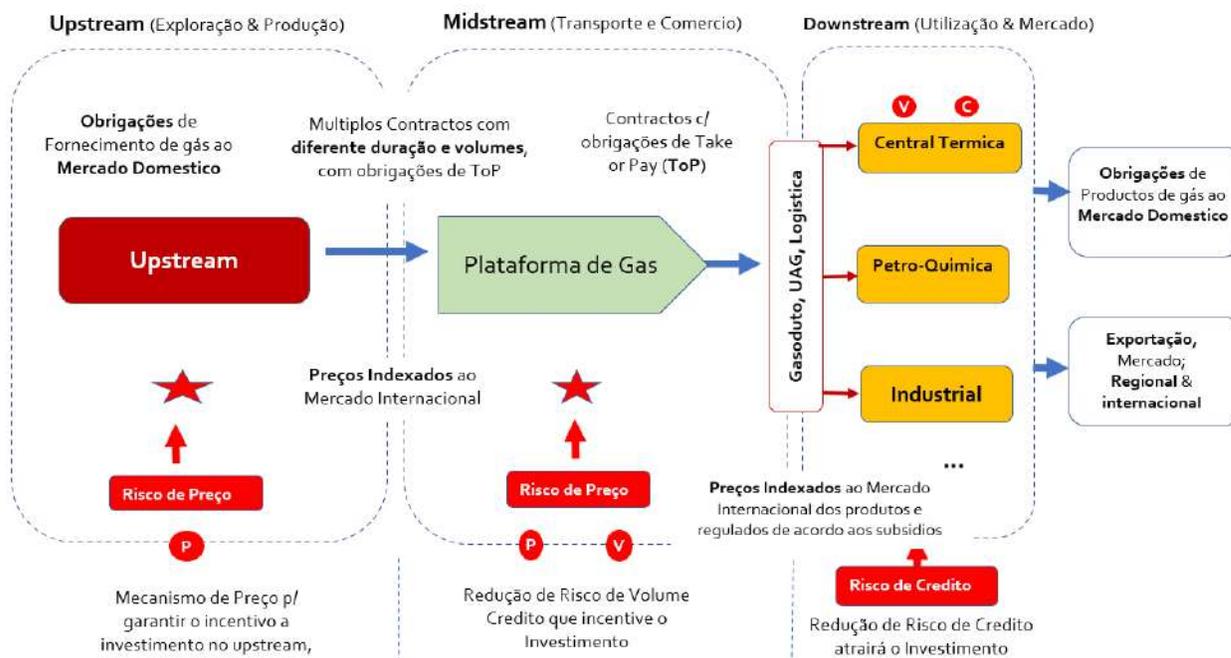


Figura 31 – Modelo de Funcionamento no Segmento da Cadeia de Valor

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.

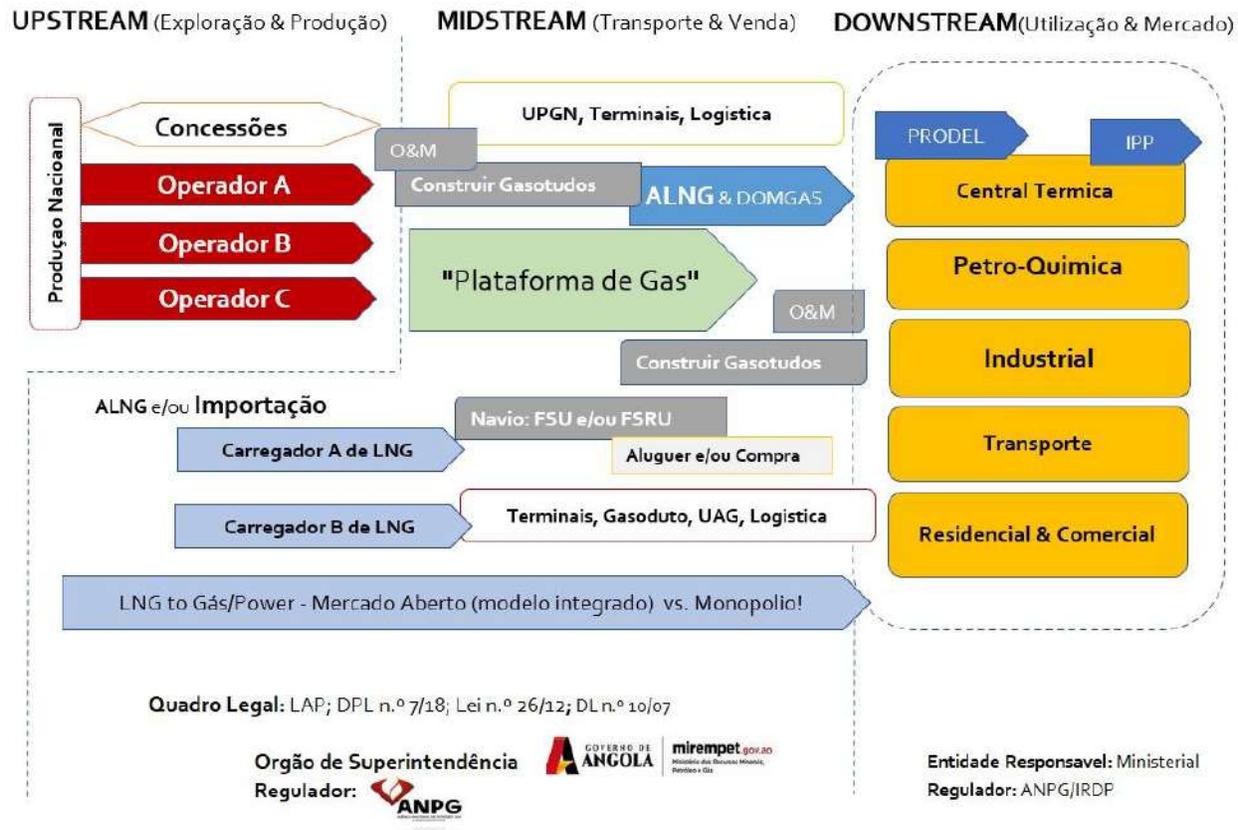


Figura 32 - Modelo de fornecimento e Gestão de gás. Fonte: ANPG

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 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 entrega do gás até aos consumidores finais ou a **ANPG promoverá este investimento.**

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 benefício económico do país. O MIREMPET e 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.

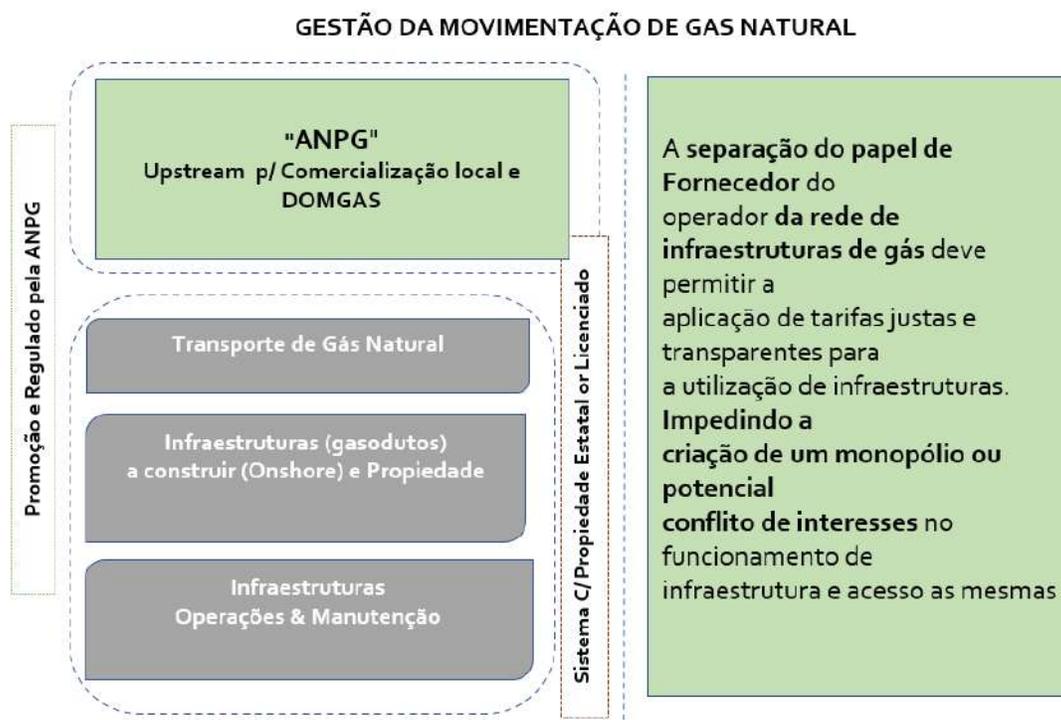


Figura 33- Gestão e Movimentação de Gás Natural ao Mercado Doméstico,

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 liquefacção. 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 potencial 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 operações³³ 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 o DOMGAS 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),

³³ 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.

- 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 (Publico, 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);
 - 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 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;

- I. Promover a constituição da Comissão Intersectorial de Acompanhamento da implementação e monitoramento do Plano Director do Gás (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 271/20, de 20 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 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 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 a 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 petroquímica e indústrias, etc.
- o. Fomento e implementação de empresas e projectos para 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.

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 de estufa, em colaboração com as instituições governamentais e respeitar a biodiversidade (ACP);
- 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, Lei n.º 5/98, de 19 de Junho - Lei de Bases do Ambiente, Decretos Presidenciais 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 na 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 38ª 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 dez (10) Estados Membros da SADC, nomeadamente: Angola, República Democrática do Congo, Malawi, Maurícias, Moçambique, Namíbia, África do Sul, Tanzânia, Zâmbia e Zimbabwe; e em dois (02) países não membros da SADC, designadamente, Etiópia e Quênia.

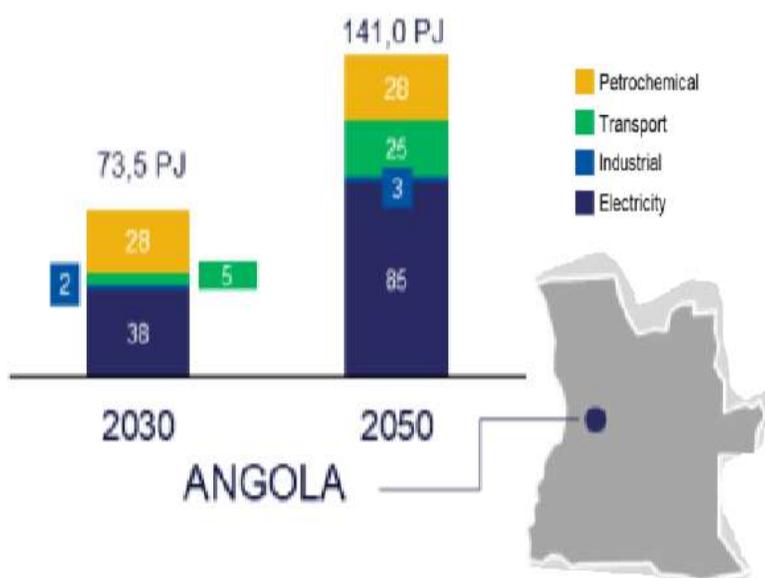
Angola tem oportunidade de cooperação com os países vizinhos, tais como a República Democrática do Congo, Namíbia e Zâmbia. O Gás Natural pode chegar a esses mercados por via rodoviária ou ferroviária, uma vez criadas as condições para o efeito. De igual modo, no âmbito da *Southern Africa Power Pool (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.



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)³⁴ ($\sim 69,7 \times 10^{12}$ 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.

³⁴ 1 PJ - Um (1) Peta Joules equivale a 10^{15} Joules - Considerando a conversão energética de 1 MMBTU por 1055 Megajoules. $73,5 \times 10^{15}$ joules aproximadamente 69,7 mil MMBTU por Ano \sim (192 mil MMBTU/D).

Figura 34 - Previsão de Consumo de Gás Natural por mercado. Fonte: PDRG

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*.

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
	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	5

Tipo de Projectos	Produtores Independentes de Energia (PIEs)	Tarifa [c/KWh]
Biomassa	combustível para energia. As novas plantas de biomassa de Uganda (por exemplo, SEFA a 20 MW) têm uma tarifa de \$ 0,10 / kWh.	
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
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

Tem reservas de gás provadas (1P) 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 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. Africa 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 preliminares³⁵ 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 reposição das reservas.

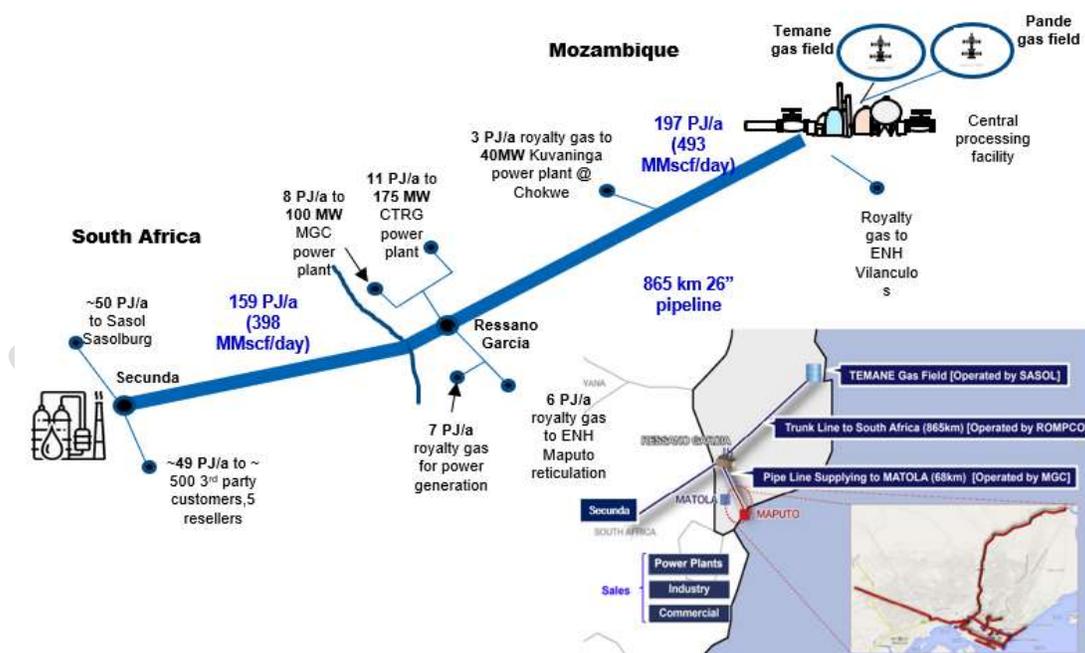


Figura 35 -Modelo de Desenvolvimento de Gasoduto de Transporte, ROMPCO

³⁵ Harnessing African Natural Gás, ver lista de referência

9.2 África do Sul

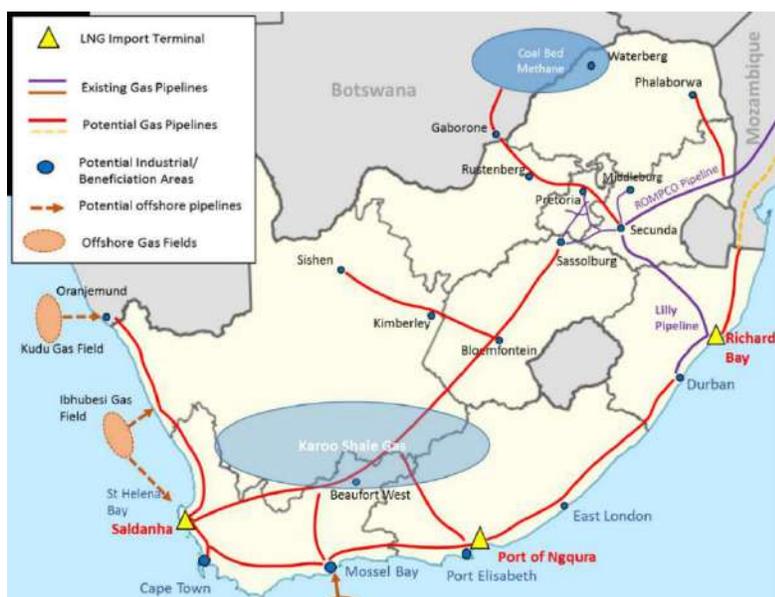


Figura 36 – Previsão de Infra-estruturas de Gás, SA

LNG to Power, a curto prazo para atender uma procura energética acima de 3 GW. O País prevê trazer 3 FSRU³⁶ 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 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 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 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 Ltd* e a *Sonangol E.P.* cuja **previsão de início de operações deverá ocorrer em 2027/2028**. O mesmo tem como potenciais consumidores os sectores energético e mineiro.

O projecto tem como objetivo reduzir o custo de energia. Cerca de 94% da geração de energia da Zâmbia é hidroelétrica 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

³⁶ FSRU – Floating Storage Regasification Unit – Unidade de armazenamento e regaseificação; MTPA – milhões Toneladas métricas por Ano

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 exportação para os países vizinhos será um teste à sustentabilidade do comércio de Gás Natural, na região. Os estudos preliminares³⁷ 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.

9.5 Gana

Detém reservas de Gás Natural avaliada em 0.8 TCF, no entanto, grande parte do gás é transportado por meio da WAGP (*Western African Gas Pipeline*). O gasoduto WAGP com uma extensão de cerca de 300 km, conecta a Nigéria, Benin, Togo e Gana, e tem uma capacidade de transporte de 170 MMSCFD e poderá ser aumentado para 470 MMSCFD por meio de um sistema de compressão.

Por outro lado, o país prevê o arrendamento de um FSRU para receber LNG. No entanto, é uma questão por clarificar, se o FSRU é apenas uma medida provisória ou se passará a fazer parte de uma solução energética a longo prazo e regional. Este plano de arrendamento de um FSRU no Gana, tem alguma similaridade com o pressuposto de desenvolvimento da região sul em Angola, uma vez que não existe previsão de produção de gás a curto-médio prazos. Prioritariamente para Angola, existe a oportunidade de transporte de LNG e regaseificação próximo dos grandes consumidores, quer seja para fim industrial ou energético.

³⁷ *Harnessing African Natural Gas*, ver lista de referência

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.
- 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 O para fornecimento de gás monetizado à província de Cabinda pode ser um indicativo da existência de um potencial mercado (ver Recomendação B).
- d) As reservas actuais de gás de 5,2 TCF 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.
- e) A participação da ALNG no desenvolvimento do mercado doméstico é essencial, a fim de incrementar a participação do gás na matriz energética e como matéria-prima em Angola. Porém, importa realçar o compromisso de fornecimento de gás à fábrica acima de 65% da capacidade de produção de LNG e a garantia do retorno dos investimentos e das receitas do Estado.
- 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 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,

TEPCO 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 Cuando 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 I).
- 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 a fronteira de Angola com os países da SADC, existem duas categorias de potenciais **clientes âncora** identificados no PDG.

- O Gigantes do Cobre na SADC: O défice de potência na Cintura de Cobre (*Copperbelt*) da Zâmbia e na RDC é estimado em cerca de 3GW. Nesta região há muito potencial para substituir diesel, HFO (*Heavy Fuel Oil*) e LPG. Este mercado pode consumir 1,5 – 3 MMTPA. A introdução de gás e electricidade a preços acessíveis aumentará a oportunidade de produção de mais produtos acabados destas indústrias.
 - O potencial consumo de gás para o Cabo Ocidental, na África do Sul, é estimado em 5,2 MMTPA. Este local tem como alvos, os terminais de LNG em Saldana e Mossel Bay para atender parte desta procura. A exportação por gasodutos ofereceria, igualmente, gás a preços mais competitivos.
- 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 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 IOCs³⁸, 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

³⁸ IOC – International Oil Companies

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 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 Huila e Cuando 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 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 a 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 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 novos contratos e licenças nomeadamente para 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 gestão eficiente dos recursos hídricos e de gás (hidrocarbonetos) do país. A PRODEL, como responsável pela produção 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 e a futura entidade ou *taskforce* responsável pelo acompanhamento da implementação do Plano Director do Gás Natural, devem garantir a sua execução. A execução será realizada em consideração o Plano de Acção, descrito na secção 12.3, e a suas acções a curto, médio e longo prazo.

Considerando o carácter multi-sectorial 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.

11.3 Plano de Acção Integrado do Gás Natural (PAIGN)

O Plano de Acção Integrado do Gás Natural (PAIGN) é o instrumento essencial que permitirá aos vários intervenientes da cadeia elaborarem e alinharem os seus respectivos Planos de Desenvolvimento, relativo as necessidades de utilização do Gás Natural.

O PAIGN, foi elaborado considerando as acções para o alcance das metas referente aos pilares do PDG, nomeadamente, Recursos de Gás Natural, Infra-estruturas, Mercado e Quadro Regulatório e acções que se preconizam para o desenvolvimento da cadeia de valor do Gás Natural em Angola. Ver anexo A.

O PAIGN contempla acções prioritárias, de carácter institucional e investimento para os próximos 5 a 10 anos, com resultados no horizonte temporal de 30 anos, devendo o mesmo ser monitorado trimestral, semestral e anualmente.

A avaliação periódica e a definição das novas acções, prazos e investimentos deverão ser objecto de apreciação da *taskforce* responsável pelo acompanhamento do PAIGN.

Quanto aos prazos, cabe destacar que estes têm início no ano de aprovação do PDG, devendo existir alguma flexibilidade em relação às actividades e prazos, que dependem da captação de recursos do Estado, entre outros, sendo imprescindível a avaliação constante do PAIGN. Os períodos temporais definidos para os prazos são os seguintes:

- Acções de imediato: ano 01 - início da acção, após aprovação do Plano Director de Gás;
- Acções a Curto Prazo (ACP): 01 a 05 anos - início da acção, após aprovação do PDG;
- Acções a Médio Prazo (AMP): 05 a 10 anos - início da acção, após aprovação do PDG;
- Acções a Longo Prazo (ALP): 10 anos em diante - início da acção, após aprovação do PDG.

12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Plano de Desenvolvimento Nacional (PDN 2018-2022), aprovado pelo Decreto Presidencial n.º 158 /18 de 29 de Junho.
- Plano de Desenvolvimento de Sector Petrolífero (PDS 2018-2020), aprovado pelo Decreto Presidencial n.º
- Ministério de Energia e Águas - MINEA (2016). Plano Energético 2025: Visão de Longo Prazo. Acesso em 1019: <https://gestoenergy.com/wp-content/uploads/2018/04/ANGOLA-POWERSECTOR-LONG-TERM-VISION.pdf>
- Plano de Acção do Sector de Energia e Aguas 2023-2027, [PA MINEA 2023-2027.pdf](#)
- Plano Director de Gás Regional (SADC), acesso em 2020.
- *Angola is Now Guia* de Investimento em Angola, Regulamentação do gás, workshops do gás, acesso em 2020.
- <https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/8286/c-8286-ptb.html>
- Guia de conversão do gás natural - Acesso em 2020: http://agnatural.pt/documentos/ver/natural-gas-conversion-guide_cb4f0ccd80ccaf88ca5ec336a38600867db5aaf1.pdf.
- Polo de Desenvolvimento Industrial 2016 - acesso em 2020 <http://polodacatumabela.com/magazinesdospolos/Feb2016edition.pdf> ..
- Constituição da SOMG - Accionistas do Projecto Angola LNG constituem duas sociedades de apoio - ANGONOTÍCIAS (angonoticias.com), acesso em 2020.
- Gas domestication in south Korea Lessons for Africa Countries 2017, acesso em 2020
- Colapso do gas mater plan de Trinidad Tobago by Wayne Kublalsingh acesso em 2021.
- Harnessing African Natural Gas – A new Opportunity for Africa Energy Agenda?- Energy and extractives Global Practice, The World Bank, by a team comprising David Santley, Robert Schlotterer, and Anton Eberhard (Acesso em 2020)
- The Changing role of natural gas in Nigeria by Giovanni Occhiali, Fondazione Eni Enrico Mattei, Fevereiro 2018, working paper, acesso em 2021 ICF International. 2012. “The Future of Natural Gas in Mozambique: Towards a Natural Gas Master Plan.” Consultant report for World Bank and Government of Mozambique.
- IGU (International Gas Union). “Natural Gas Conversion Guide.” 2012. <http://www.igu.org/gasknowhow/Natural%20Gas%20Conversion%20Guide.pdf/view> (accessed September 18, 2013).
- Importação de fertilizantes atingi números máximos <https://www.jornaldeangola.ao/ao/noticias/detalhes.php?id=373223>. Acesso em 2020
- AGT – Administração Geral Tributária de Angola- <https://agt.minfin.gov.ao/PortalAGT/#/estatisticas/estatistica-do-comercio-externo>. Acesso em 2021.
- PDIA – Plano Desenvolvimento Industrial de Angola, Acesso em 2021

- Ministério do Transporte, 2019 – Plano Director do Sector do Transporte Angola & Estudo preliminar de viabilidade da linha ferroviária (CFB) entre Benguela e Zâmbia. Acesso: <https://adfersit.pt/uploads/article/27/angolaplanodirectornacionaldosectordotransportes.pdf>
- INE Angola, 2016. Population projection 2014-2050.

13. ANEXOS DO PDG

- 13.1 Anexo A: Plano de Acção Integrado de Gás Natural (PAIGN)
- 13.2 Anexo B : Casos de Estudo e Benchmarking Internacional
- 13.3 Anexo B: Mapa de Desenvolvimento Territorial para o Sector de Transporte
- 13.4 Anexo C: Recursos Contingentes de Gás de Angola - Bacia do Baixo Congo, Kwanza e Benguela.
- 13.5 Anexo D: Composição do gás natural enviado a Fabrica ALNG
- 13.6 Anexo E: Manifestação de interesse pelo gás natural
- 13.7 Anexo F: Modelo Integrado de desenvolvimento de infra-estruturas em Terra:
- 13.8 Anexo G. Mapa da geração térmica instalada em 2017
- 13.9 Anexo H: Terminologia do Gás Natural, sigla e acrónimos.
- 13.10 Anexo I: Infra-estruturas de GPL/LPG.
- 13.11 Anexo J: Diplomas Legais associados ao Gás Natural.
- 13.12 Anexo k: Mapa de Concessões

Página em Branco

DRAFT

Anexo 1 - Modelos Alternativos do Gestão do Polo ou Plataforma de Gás

Casos de Estudo sobre modelos e agregação e gestão da movimentação de gás

A distribuição de funções e responsabilidades no segmento do *midstream* tem um impacto crítico na disposição do investidor privado de se comprometer com o investimento. A figura abaixo ilustra três (3) modelos de agregação.

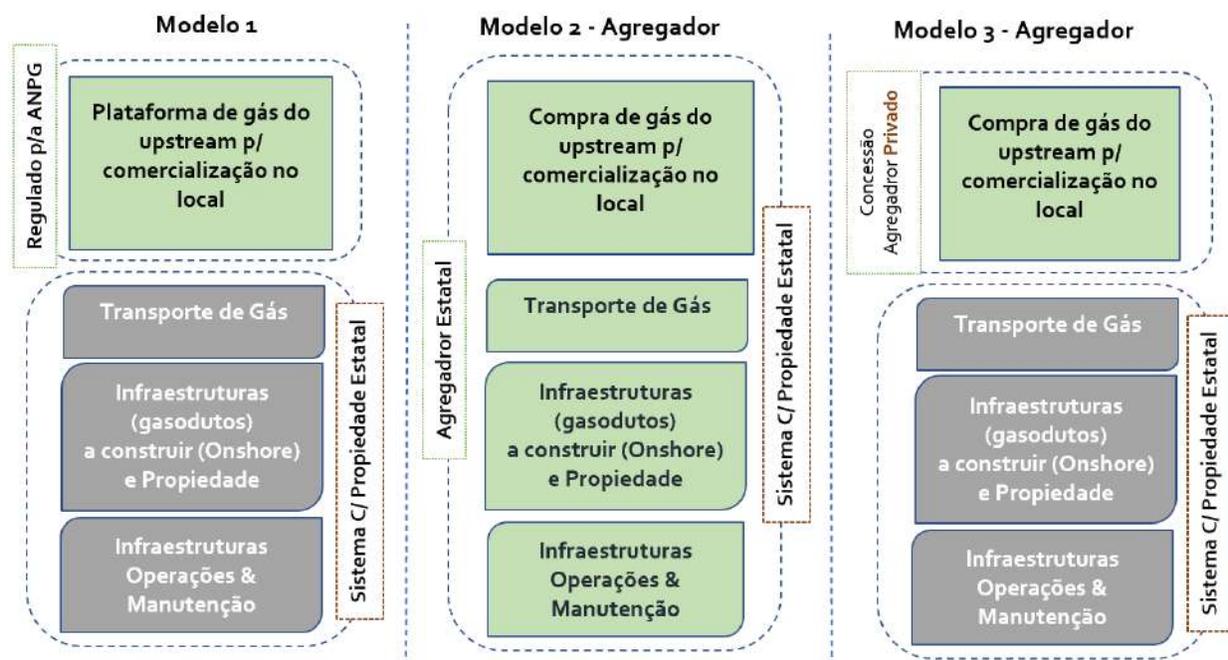


Figura 1 - Modelos Gestão e Movimentação de Gás Natural ao Mercado Doméstico,

Os modelos 1 e 2 podem ser mais adequados para a fase inicial do mercado doméstico de gás natural e estimular o seu crescimento, enquanto o modelo 3 pode ser mais adequado para um mercado maduro. Todavia, a estrutura implementada deve ser revista ao longo do tempo e adaptada a evolução da indústria.

Modelo 1 - A separação do papel entre o gestor do polo e o operador da rede de infra-estruturas de gás deve permitir a aplicação de tarifas justas e transparentes para a utilização de infra-estruturas. Este modelo impede a criação de um monopólio ou potenciais conflitos de interesses no funcionamento de infra-estrutura e acesso as mesmas. Este modelo é consistente com a entidade SOMG, para operações e manutenção de gasodutos, separada da comercialização do gás natural no mercado doméstico.

Modelo 2 - A entidade é responsável pelo desenvolvimento de infra-estruturas de gás (gasoduto) e agir como intermediário entre a oferta e a procura permitiria um regime regulamentar mais simples em detrimento da transparência, e com potencial de

geração de conflitos **de interesse** e de monopólio no abastecimento de gás. Este modelo é consistente com a entidade SOMG, para operações e manutenção de gasodutos, associada a comercialização do gás natural no mercado doméstico (DOMGÁS_SNG).

Modelo 3 - A concessão a uma entidade privada para desempenhar o papel do gestor do polo de gás (sob um claro quadro regulatório que impede o risco desta posição) permitiria um funcionamento mais eficiente do gestor do polo em detrimento do controlo e supervisão directa do governo.

A importação de Gás Natural em Angola, quer seja seco ou liquefeito, deverá ser regulada de forma a garantir primeiro o escoamento da produção local. O MIREMPET e ANPG devem garantir a regulamentação da importação de Gás Natural sempre que viável, para permitir o uso eficiente dos recursos de hidrocarbonetos. O incentivo à produção e fornecimento local deve ser continuamente garantido.

Outrossim, a ANPG é a entidade responsável pela gestão do DOMGÁS para dar resposta aos projectos estruturantes do Estado.

A gestão das operações³⁹ 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 do polo de gás em articulação com o operador da rede deverá continuamente executar análises de procura e fórum com o objectivo de alinhar 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)**.

³⁹ 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.

Anexo 2 - Casos de Estudo e Benchmarking Internacional**BENCHMARKING INTERNACIONAL (Casos de Estudo)**

Relativamente ao benchmarking (casos de estudo) foram seleccionados 6 (seis) países, dos quais Angola poderá retirar algumas lições a ter em conta aquando da implementação do seu PDG, nomeadamente, Nigéria, Coreia do Sul, Indonésia, Israel, Egipto, Argentina. Estes seis países foram seleccionados, uma vez que enfrentaram alguns dos desafios críticos que Angola precisa de ultrapassar e desenvolver um mercado de gás doméstico bem-sucedido e sustentável, incluindo:

- Assegurar o fornecimento de gás ao mercado interno ao mesmo tempo que sustentar as exportações de LNG;
- Proporcionar crescimento económico através do desenvolvimento de indústrias baseadas no gás;
- Desenvolvimento de uma nova cadeia de valor do gás com base no cliente ancora, credível, consumidor a longo prazo;
- Estimular a exploração e produção, *upstream*, para evitar a escassez de fornecimento;
- Subvenção dos preços do gás doméstico;
- Substituição de produtos petrolíferos na produção de energia;
- Funcionamento de uma entidade agregadora estatal.

NIGÉRIA

A Nigéria é um dos países mais populosos de África com aproximadamente 186 milhões de habitantes. Segundo o Departamento de Recursos Petrolíferos (em inglês, DPR) da Nigéria, o país possui reservas provadas de Gás Natural estimadas em 200,79 TCF (2021). Estudos preliminares⁴⁰ no *upstream*, considerando custos de CAPEX, OPEX, taxas, royalties e retorno de 15%, indicam o preço do gás no valor de \$2.0 /MMBTU e o preço *netback* do LNG situado no intervalo de \$4 a \$6 /MMBTU. A figura abaixo mostra o consumo de gás doméstico (após retirada do volume exportado) na Nigéria⁴¹ em 2015, sendo o sector energético o maior utilizador de gás, seguido dos sectores do cimento, distribuição de gás aos consumidores e fertilizantes.

⁴⁰ Harnessing African Natural Gas, ver lista de referência

⁴¹ *The changing role of Natural Gas in Nigéria, working paper*- o documento descreve os principais constrangimentos na transição de políticas para criação de condições para o desenvolvimento do sector do GN na Nigéria.

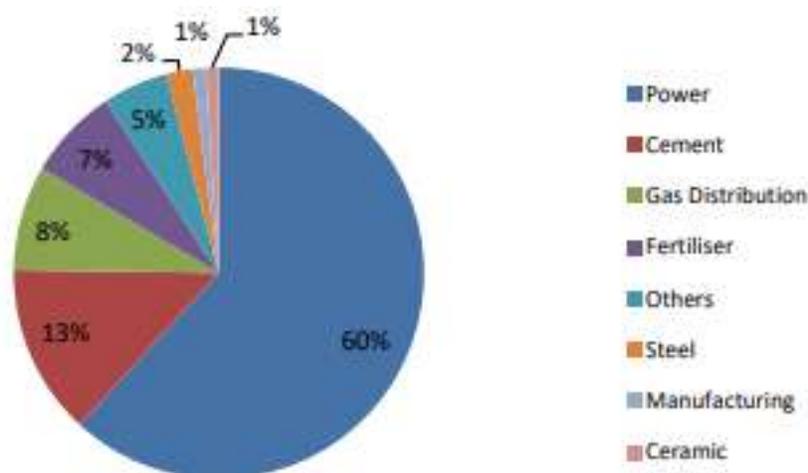


Figura 1 - Utilização do Gás Doméstico em 2015 na Nigéria. Fonte: United capital 2017

Lições Aprendidas

Historicamente, a inviabilidade comercial do Gás Natural doméstico tem desencorajado o investimento em projectos de Gás Natural, por não garantir o retorno dos investimentos. À semelhança de Angola, a Nigéria optou por exportar grande parte da sua produção de gás por considerar esta opção uma fonte segura de retorno do investimento. Esta opção não tem contribuído para o desenvolvimento sustentável da cadeia de valor do Gás Natural, no mercado interno.

Uma política voltada quase exclusivamente para a exportação de gás, tem sido uma das principais razões para o lento desenvolvimento do mercado doméstico de gás.

A produção de petróleo, sem acautelar o aproveitamento do gás, tem sido a opção prioritária do governo. Grande parte dos recursos de gás estão associados ao petróleo, entretanto, devido ao seu maior valor no mercado, as políticas são formuladas com foco no petróleo, desperdiçando grandes quantidades de gás pela queima, o que torna difícil a satisfação das necessidades dos consumidores de gás.

Políticas de gás definidas inadequadamente, investimento insuficiente em infra-estrutura de geração de energia, incerteza regulatória e institucional e falta de infra-estruturas de transporte de gás que iriam contribuir para a economia nacional, estão muito abaixo de seu potencial.

As empresas privadas têm relutância em investir em infra-estruturas de colecta, processamento de gás e geração de energia a gás devido a:

- preços baixos de gás para os consumidores finais;
- falta de acesso à infra-estrutura de transporte e processamento de gás e controle de monopólio sobre a transmissão de gás pela Concessionária Nacional;

- a relutância do governo em reconhecer os custos e riscos incorridos pelos operadores na colecta e processamento do gás, oferecendo preços adequados.

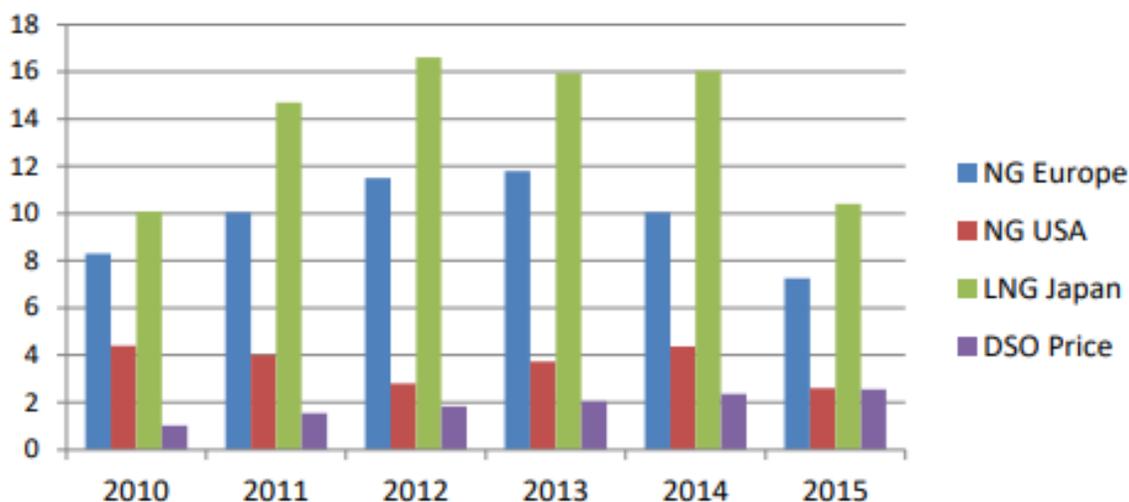


Gráfico 1: Media de preço de gás no mercado internacional vs. Obrigação de DomGas Nigéria (\$/MMBTU)

Novas medidas para o Mercado Doméstico

A nova Lei da Indústria Petrolífera 2021 (PIA) indica que o DSO (*Domestic Supply Obligation*) será agora imposto. Foram tomadas medidas para estimular o mercado interno do gás em toda a cadeia de valor do gás:

- Sobre a produção – proibição da queima de nova produção, e aplicação de uma penalidade sobre a queima da produção existente, e execução do DSO;
- Sobre o sistema de gasodutos - desagregação e legalização ao acesso aberto por terceiros. O governo tem também adicionado à infra-estrutura de gasodutos especificamente com uma ligação entre o Leste e o Oeste do país.
- Sobre o *Downstream* – aplicação de subsídios de capital e isenção fiscais.

O Papel do Agregador, Nigéria

A Nigéria estabeleceu um modelo agregador de gás entre o **governo e propriedade do sector privado**, tendo sido estabelecido para resolver questões como: controlo de preços ou regulamentação; pagamentos em atraso - particularmente do Estado; sector eléctrico – e sem segurança de pagamento; contratos de venda de gás sem padrão. Como medida mais simples e transparente são efectuados preços padrão (por exemplo, para as quantidades de DSO) através de um agregador.

O Agregador tem um papel valioso no monitoramento/contabilidade das obrigações de gás doméstico, no entanto, dadas as insuficiências no pagamento muitos fornecedores veem-se impossibilitados de cumprir com as suas obrigações junto da entidade agregadora.

COREIA DO SUL

A Coreia do Sul tem uma população de aproximadamente 50 milhões de habitantes, sendo mais povoada que Angola com cerca de 32 milhões de habitantes e possui reservas de Gás Natural estimadas em aproximadamente 250 BCF (0,25 TCF).

Lições Aprendidas

A semelhança do que acontece actualmente em Angola, a Coreia do Sul antes dos anos 80 era um país com um índice alto de dívidas e subdesenvolvido. A partir de 1986, a Coreia do Sul deu início ao desenvolvimento da sua indústria de Gás Natural baseada na importação de LNG que foi conduzida e financiada pelo governo, que depois de 30 anos, tornou-se na 11ª maior economia do mundo, tendo em 2014, aumentado as suas exportações de USD 3 mil milhões / ano para mais de USD 50 mil milhões/ ano, sendo as principais exportações aço, veículos, navios, equipamentos e electrónicos.

A Coreia possui um ambiente de negócio para a comercialização de LNG, com base em unidades flutuantes de armazenagem e regaseificação na disponibilidade de (FSRUs), mercado spot de LNG, e oferece uma série de bons exemplos no que tange a políticas de desenvolvimento da cadeia de gás natural e indústria.

A política da indústria de gás coreana foi implementada por meio de:

- Estabelecimento da *Korea Gas Corporation* (KOGAS) Agregador único, através da *Korea Gas Corporation Act*, em 1982, como entidade estatal responsável pela construção de infra-estruturas e fornecimento de Gás Natural e LNG. A implementação dessa lei teve como vantagens a construção de infra-estruturas e o investimento directo e indirecto do estado e como desvantagens o impacto económico causado pelos preços baixos, impossibilitando a recuperação dos investimentos (défice acima de 5 mil milhões USD) e ausência de competição no mercado;
- elaboração da *City Gas Business Act* em 1983, que previa a extensão e desenvolvimento de negócios urbanos de gás em escala económica apropriada para o interesse público e procura geral;
- Assinatura de um contrato de 20 anos com a Indonésia para importação de 2 milhões de toneladas de LNG por ano, principalmente para geração de energia e o início, em 1987, da distribuição e abastecimento de gás natural (de LNG via rede do *city gas* na área metropolitana de Seul).

O Plano Director de Energia da Coreia, em 2014, forneceu uma avaliação franca das desvantagens das políticas de energia da Coreia na época, incluindo os preços baixos da electricidade que como consequência reduziram os incentivos para a criação de novos

mercados em áreas menos económicas, tais como energia renovável e desenvolvimento de uma rede de distribuição inteligente⁴².

Em resposta, o governo identificou as seguintes acções principais:

Transição para políticas de energia com foco na gestão da procura: permitiu ajustar as taxas de imposto de energia, melhorar o sistema de tarifas de electricidade, estabelecer um sistema de gestão de procura baseado em tecnologias de informação e controle.

Construção de um sistema de geração de energia distribuída que serviu para detectar restrições de transmissão com antecedência, expandir a distribuição, etc.

Aumento da segurança energética e a estabilidade do fornecimento de energia: para reforçar as empresas de desenvolvimento de recursos públicos, expandir implantação de energia renovável, aumentar a cooperação internacional, etc.

Tarifas de gás para o mercado doméstico

Existem alguns subsídios de acordo aos consumidores domésticos de gás por indústria, que variam entre as diferentes empresas e municípios. As tarifas em áreas menos densamente povoadas são normalmente mais altas do que em áreas mais populosas uma vez que os custos de infra-estrutura unitários são maiores.

- Os preços do *city gas*, são geralmente ajustados a cada dois meses, mas a faixa de ajuste deve estar dentro de 3% do preço anterior; a tarifa, (com base no preço a grosso da KOGAS mais os custos de distribuição local), está sujeita a aprovação do Administrador ou Governador por meio de um comité consultivo local de nível de preços.
- As empresas do *city gas* são obrigadas a oferecer descontos significativos a clientes específicos, como famílias de baixa renda, famílias que incluem pessoas com deficiência etc.
- A taxa de retorno sobre o investimento com base nos custos operacionais das empresas do *city gas* é permitida pelos governos provinciais para serem recuperados através da receita, o que tem sido suficiente para encorajar o investimento contínuo na rede e garantir que maiores volumes de gás sejam entregues.

O Papel dos Agregadores

Na Coreia do Sul, várias empresas, incluindo Shell/ BG, BP, Total, Gazprom, GDF Suez e Fenosa Gás Natural, estabeleceram negócios agregadores sob os quais adquirem LNG para fornecer a uma série de projetos. Estas empresas funcionam como agregadores e têm acesso a várias fontes de abastecimento de gás natural e por esta razão podem oferecer um contrato

⁴² *Smart grids*, ou “redes inteligentes”, são os sistemas de distribuição e de transmissão de energia eléctrica que foram dotados de recursos de Tecnologia da Informação (TI) e de elevado grau de automação, de forma a ampliar substancialmente a sua eficiência operacional.

mais flexível em termos de tempo e do volume a ser entregue. Os agregadores são escolhidos por meio de licitação.

INDONÉSIA

A histórica estratégia de exportação da Indonésia, tornou-se desafiante para o desenvolvimento do mercado interno. O governo está a tentar equilibrar a produção no *upstream*, promover o desenvolvimento local e manter a capacidade de exportação.

Contudo, observa-se que uma estrutura institucional caracterizada por actores com sobreposição responsabilidades e papéis não bem definidos atrasa o desenvolvimento de infra-estruturas.

Assinatura de um contrato de 20 anos com a Indonésia para importação de 2 milhões de toneladas de LNG por ano, principalmente para geração de energia e o início, em 1987, da distribuição e abastecimento de gás natural (de LNG via rede do *city gas* na área metropolitana de Seul).

ISRAEL

As descobertas de gás em Israel, têm sido um recurso significativo na evolução da indústria energética⁴³. Em 2020, a matriz energética de Israel foi sustentada pelo gás natural (38%), petróleo (37%) e carvão (21%), sendo a eólica e solar com uma representação de apenas 3%. Desde a entrada de produção do primeiro campo de gás natural, a partir de 1,19 BCM em 2004, o consumo de gás natural aumentou dez vezes mais no período de 16 anos, para 11,48 BCM em 2020. Estima-se no final de 2020 que o Israel tenha reservas comprovadas de gás natural em cerca de 20.48 TCF.

Para um mercado com menos de 20 anos, o desenvolvimento do sector do gás precisava de uma clara visão a longo prazo e o quadro institucional correcto para ser bem-sucedido.

Incentivo a Exploração e Produção de Gás natural (Upstream)

Nas últimas duas décadas, Israel passou de um importador líquido de combustíveis fósseis para ser auto-suficiente e um exportador de gás natural⁴⁴. Em 2017, Israel começou a exportar uma pequena quantidade de gás a duas entidades jordanas e planejar para a longo prazo exportar para a Jordânia e Egipto.

Quadro Regulatório e Institucional

Reconhecendo que a segurança do fornecimento de gás é uma questão de política crítica. Foi criada a Autoridade Nacional do Gás como entidade reguladora para supervisionar as

⁴³ Fonte: EIA, IEA, BP, Israel's Ministry of Energy and Water Resources, Georgetown Journal of International Affairs. (Matriz Energética, Fonte de Gás e Consumo).

⁴⁴ Fonte: IEA, Israel's Ministry of Energy and Water Resources. (*upstream*, Quadro regulatório e infra-estruturas)

etapas da cadeia de valor (transmissão e distribuição actividades), e recomendar tarifas bem como regular o acesso aos terrenos.

O quadro institucional, regulatório e regimes de preços ajudaram a estabelecer um sector gás doméstico e fornecimento de gás rentável. O alto nível de crédito dos seus consumidores foi um dos factores-chave que desbloqueou o desenvolvimento de o sector do gás. O regulador é responsável pela supervisão de tarifas de transmissão, enquanto os preços do gás são determinados pelo mercado. A divisão do país em seis áreas, permitindo cada uma competir internamente para as licenças exigidas, contribuiu também positivamente para o desenvolvimento da indústria.

Estratégia de Infra-estruturas de Gás

As interrupções do fornecimento de gás provenientes do Egipto e redução da produção de gás resultou numa queda de disponibilidade de gás para consumo doméstico. As consequências mais graves foram para a empresa estatal de energia, pela substituição de gás por combustíveis caros (gasóleo, carvão), resultando em altos preços de electricidade. A fim de resolver a temporária escassez e reforçar a energia independente e segura, o Israel optou por implementar um terminal flutuando de regaseificação LNG (FSRU). Isto permitiu o abastecimento de gás suficiente, até ao início de produção das descobertas de gás em grande escala. Além disso, foi estabelecida uma empresa independente de transporte de gás (INGL) para construir nova infra-estrutura de transmissão e estimular o crescimento do consumo local de Gás Natural.

EGIPTO

O Egipto tem abundantes recursos de hidrocarbonetos, mas deparou-se com inconsistência na estratégia sustentável de desenvolvimento para o equilíbrio entre o crescimento da procura interna e os compromissos com a exportação⁴⁵. O país tem reservas comprovadas de gás natural de em cerca de 75,5 TCF em 2020, (1,1% da quota mundial) e está no top dos maiores em África, depois da Nigéria, Moçambique e Argélia.

Em 2020, o consumo de gás natural representava 57% na matriz energética do Egipto, superando o consumo de outros combustíveis fósseis (petróleo) com cerca de 36%, tendo a seguir a hidroelectricidade com 3%, renováveis (2%) e carvão (1%). No que tange a cadeia de consumidores do gás natural, em 2018, o maior consumo foi a geração de energia (69%), seguida pela indústria (14%), matéria-prima para instalações petroquímicas, (11%) e residencial (5%).

O governo Egípcio tem nos últimos anos sido forte promotor do uso de gás natural residencial, nas empresas e nos sectores industriais como fonte de substituição para produtos petrolíferos e carvão, o que tem contribuído para o aumento da procura dos últimos anos. Todavia, o país teve queda de produção de gás entre 2014 e 2019 e altos níveis de consumo de 40,3 Bcm para 64,9 Bcm no mesmo período, o que levou à necessidade de importações,

⁴⁵ Fonte: EA, EIA, BP .(Matris Energética, Fonte de Gás e Consumo)

isto representou um acto histórico por ser um país exportador de gás, com duas plantas de LNG para abastecer.

Para desenvolvimento sustentável da matriz energética será necessária uma estratégia clara em concordância com os compromissos de exportação.

Sustentabilidade da Estratégia de Exportação,

Os sucessos na estimulação de novas descobertas de gás natural no Egito deram ao governo a oportunidade de reverter a tendência importadora e recuperar a posição como exportador de gás natural. A racionalização das licenças e o incentivo fiscal ao *upstream* na exploração provou ser uma ferramenta estratégica chave para gerir o desafio, mitigar o declínio de produção e rapidamente equilibrar a sua indústria de Gás Natural.

Subsídios ao Sector Energético

Os subsídios energéticos no Egito a longo prazo e têm sido justificados como um meio de garantir serviços energéticos acessíveis para as famílias de rendimentos mais baixos. No entanto, a sustentabilidade destes subsídios tem sido questionada, devido às limitações da produção nacional de petróleo e gás, o aumento do custo do fornecimento de energia, e o défice orçamental do governo.

Todavia, como constatado em outros países, uma vez generalizados os subsídios introduzidos, num período de abundante produção doméstica e baixo custo, reduzi-los e mitigar o fardo ao Estado torna-se insustentável e incrivelmente desafiante.

ARGENTINA

As políticas de subvenção adoptadas pela Argentina nas últimas décadas têm mantido os restantes recursos do país subdesenvolvidos⁴⁶. Os subsídios elevados e generalizados para os consumidores no *downstream* resultaram em diminuição do investimento no sector, diminuição da qualidade dos serviços, e subdesenvolvimento dos recursos locais.

O Gás natural é amplamente utilizado para electricidade, indústria e consumo residencial, tendo contribuído para estes sectores na ordem de 50%. O petróleo é o combustível primário utilizado no sector dos transportes representado 33% do consumo, seguido da hidroelectricidade e uma pequena quantidade destinada a fonte nuclear, carvão e recursos renováveis. O sector de geração de energia (35%), que representa a maior fonte de procura de gás em 2020, seguida pela indústria (31%), sectores residencial e comercial (29%) e transporte (5%).

Argentina tem reservas comprovadas de gás natural estimadas em cerca de 13,8 TCF. Resultado do potencial de 5 bacias sedimentares. Contudo, a ausência de um quadro regulatório robusto, torna o mercado sensível aos preços. A questão sazonal climática neste país exige maior procura do sector residencial no inverno relativamente ao verão, influenciando o preço de venda. A ausência de condições de armazenamento subterrâneo,

⁴⁶ Fonte: IEA, Oxford Institute for Energy Studies, ENARGAS. (Matriz Energética, Fonte de Gás e Consumo)

para mitigar este tipo de situação e equilibrar o factor de subvenção aplicável, contribuem significativamente para a instabilidade dos preços do mercado e orçamento do governo.

Subvenção ao Sector Energético

Como consequência da crise financeira de 2001, os mercados grossistas de energia foram confrontados com aumentando a intervenção do governo e os preços foram "congelado" (suspensão do mecanismo de regulação do custo)⁴⁷. Como resultado, o investimento privado em todos os segmentos diminuiu drasticamente, e o país passou de exportador líquido para importador bem como diminuiu consideravelmente a qualidade técnica/comercial dos serviços de transporte e distribuição devido à falta de investimento.

A subvenção que foi projectado para ser uma medida temporária tornou-se um permanente, gerando enormes distorções. Isto demonstra o desafio de remover a subsídição uma vez foi introduzido num mercado e o facto de que esta medida só deve ser direccionada para indústrias de valor estratégico que não poderia ser desenvolvido, caso contrário.

Quadro Regulatório e Institucional

As entidades responsáveis pela regulamentação dos sectores do gás natural e da electricidade é a ENARGAS e ENRE, respectivamente. As reformas necessárias para inverter o estado de declínio da indústria não têm sido bem-sucedidas, e depois de 20 anos o sector ainda não conseguiu reverter as políticas tomadas em resposta à crise de 2001.

A criação de entidades estatais para regular o mercado da electricidade também diminuiu a eficiência e tornou difícil a coordenação, tirando o benefício de uma regulamentação clara e eficiente e o perigo de aumentar a complexidade adicional no mercado.

⁴⁷ Fonte: Argentina's Ministry of Energy, Instituto Argentino de la Energia. (Subvenção ao Sector e quadro regulatório)

DRAFT