

Nota Técnica

Monetização de Gás Natural *Offshore* no Brasil

Marcos Frederico Farias de Souza

Superintendente

Rio de Janeiro, RJ
29 de setembro de 2020

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia





ROTEIRO:

- ✓ Potencial de E&P *Offshore*
- ✓ Gás natural na Recuperação de óleo
- ✓ Tecnologias para Monetização
- ✓ Análise e Resultados
- ✓ Considerações Finais

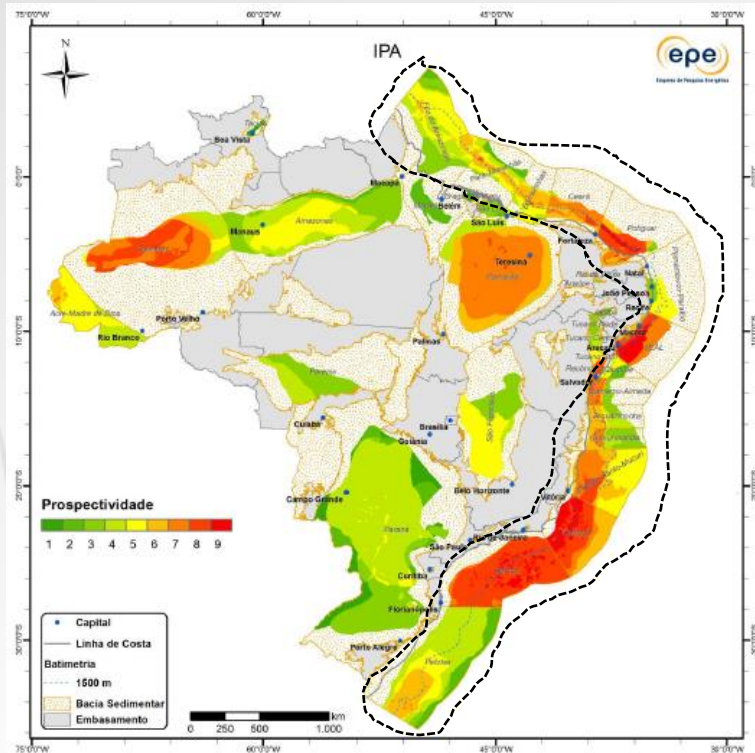
Potencial de O&G e nosso E&P *Offshore* no Brasil

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia

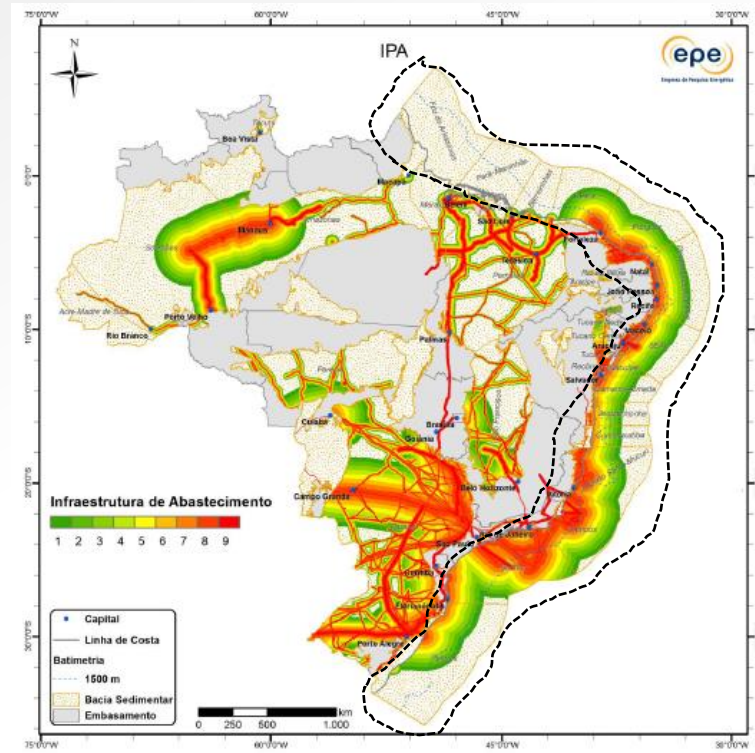


As bacias *offshore* brasileiras e seus mapas de importância.

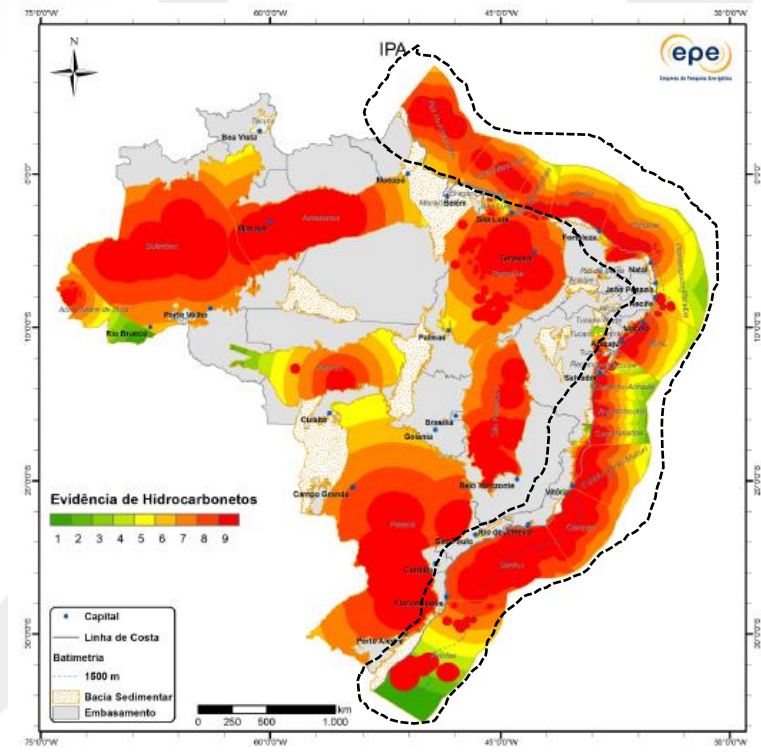
Prospectividade / Infraestrutura de Abastecimento / Evidências de HC



IPA Prospectividade



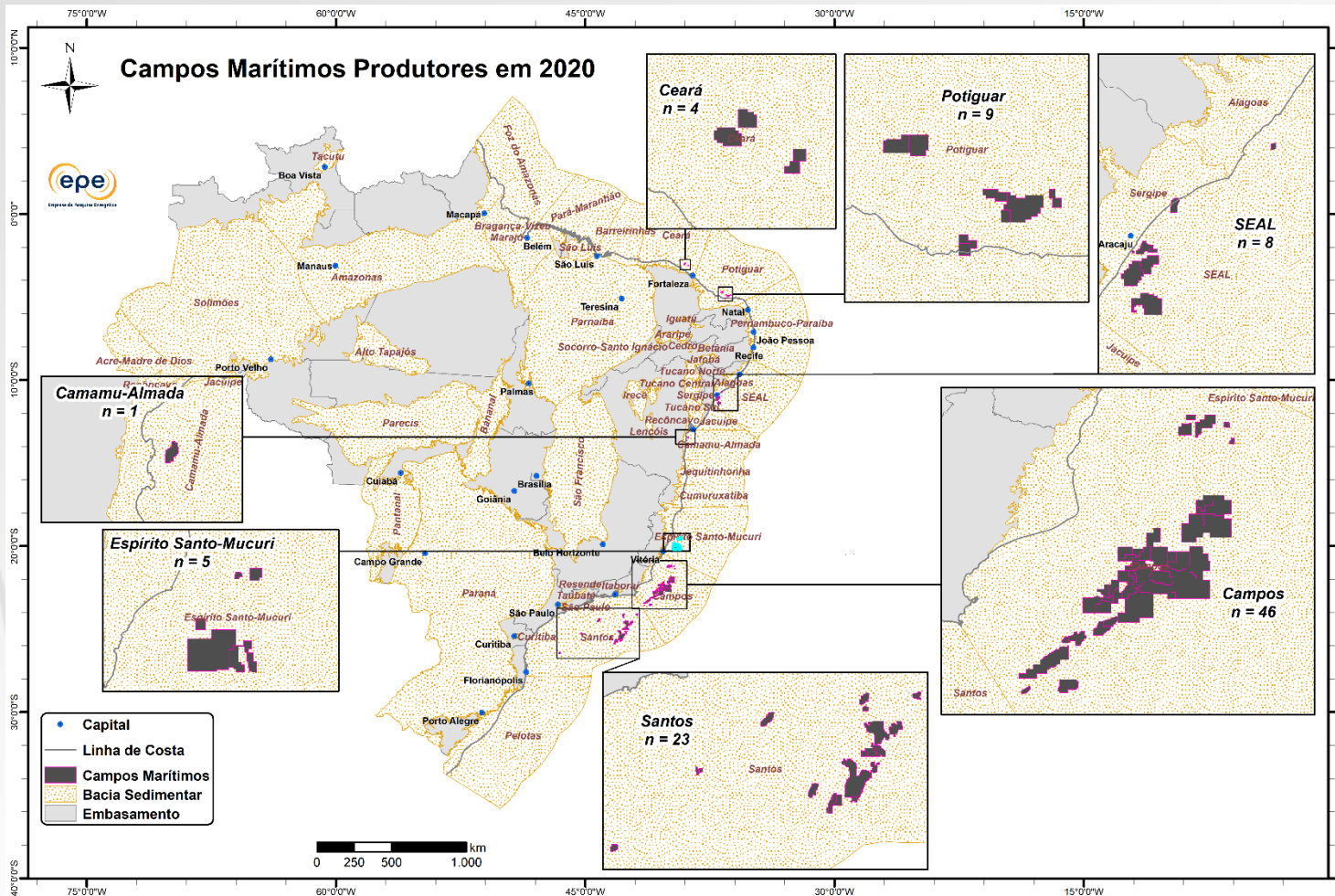
Infraestrutura de Abastecimento



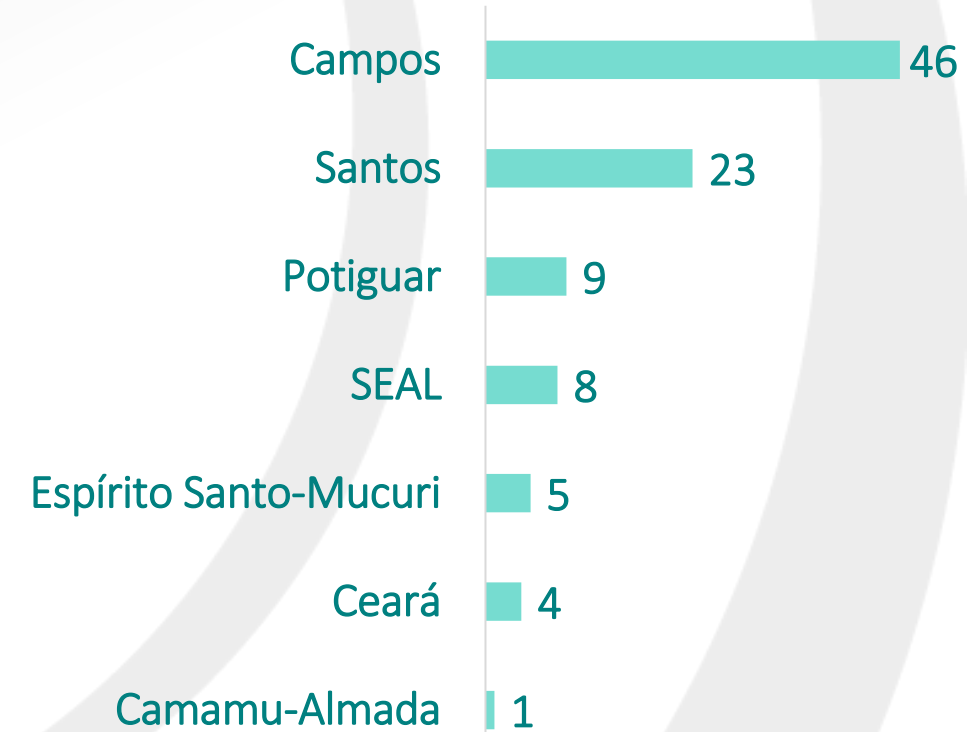
Evidência Direta de HC

Fonte: Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2017-2019 - https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-435/EPE_DPG_ZNMT_2017-2019_18dez2019.pdf

Em 2020, **96** CAMPOS MARÍTIMOS EM PRODUÇÃO EM **7** BACIAS SEDIMENTARES



Campos marítimos produtores por bacia



Fonte: ANP, EPE

ESTIMATIVAS DE VOLUMES RECUPERÁVEIS

Reservas de **1P** de petróleo em campos marítimos em 2019



Petróleo

12 bilhões de barris

96%

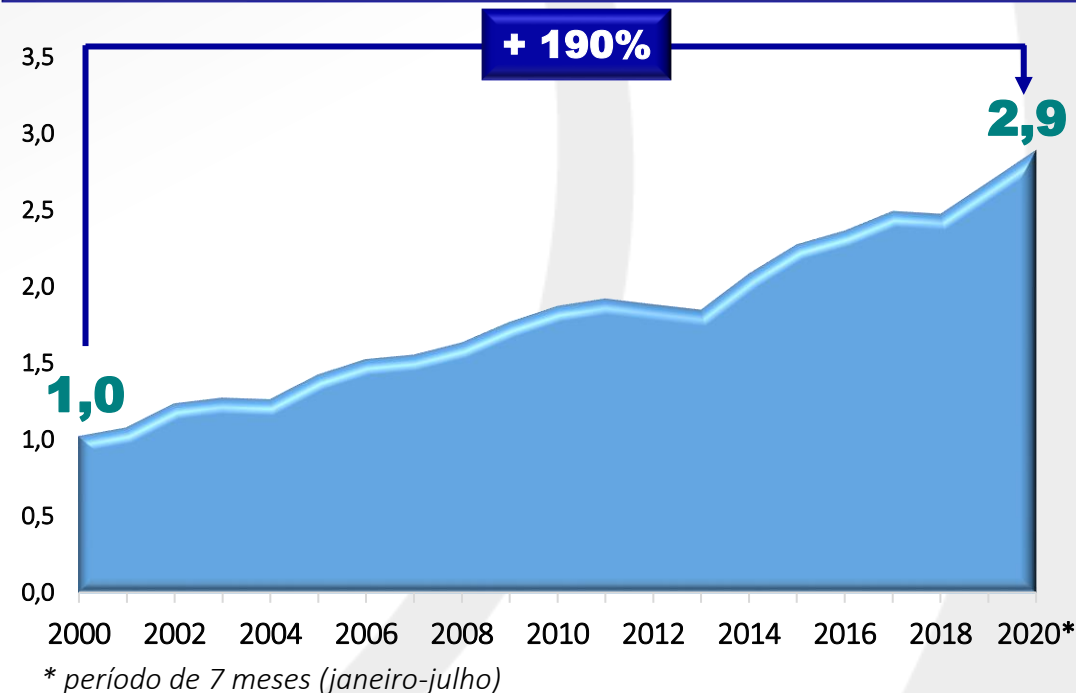
das reservas nacionais de petróleo

Reservas 3P + Recursos Contingentes =
25 bilhões de barris

Recursos Não Descobertos
2 x

Fonte: ANP, EPE

Produção *offshore* de petróleo: 2000 - 2020
(milhões de barris por dia)



Em 2020:

97% da produção nacional

ESTIMATIVAS DO POTENCIAL VOLUMÉTRICO EPE

Reservas de 1P de gás natural em campos marítimos em 2019



Gás Natural

295 bilhões de m³

81%

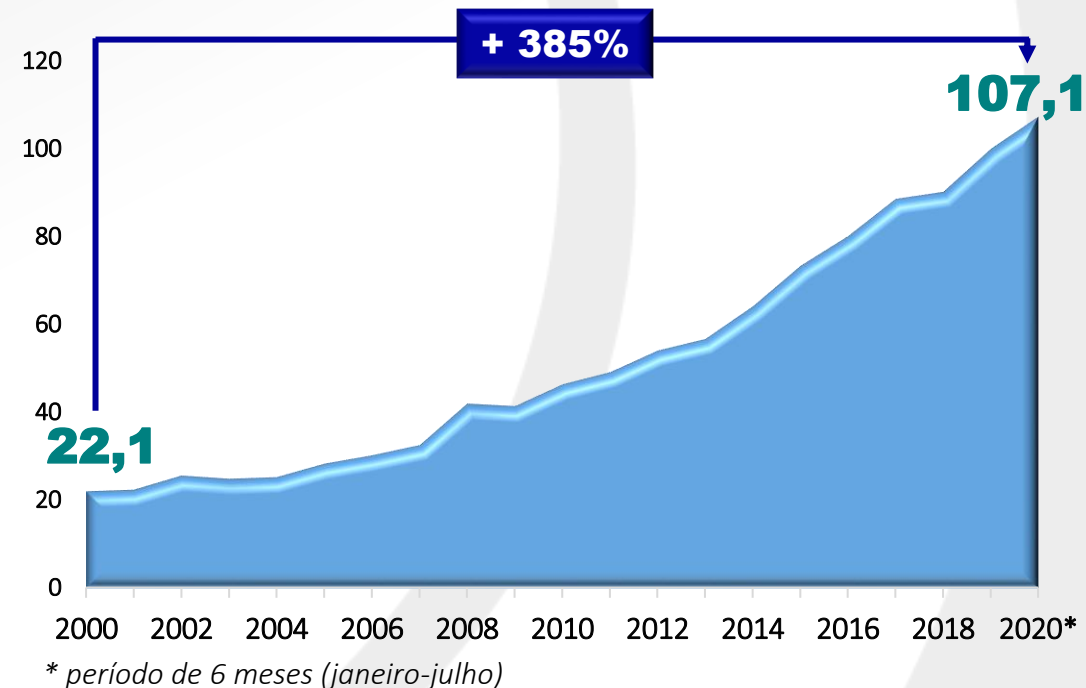
das reservas nacionais de gás natural

Reservas 3P + Recursos Contingentes =
660 bilhões de m³

Recursos Não Descobertos podem aumentar em
3 x

Fonte: ANP, EPE

Produção *offshore* de gás natural: 2000 - 2020
(milhões de m³ por dia)



Em 2020:

85% da produção nacional

Novo Mercado de Gás

NOVO
MERCADO
DE GÁS



Objetivo: Formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo.



Pilares:

1. Promoção da concorrência
2. Integração do gás com setores elétrico e industrial
3. Harmonização das regulações estaduais e federal
4. Remoção das barreiras tributárias



Resultados Esperados:

- Aproveitamento do gás do pré-sal, e de outras áreas com expectativa para produção de gás.
- Investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural.
- Aumento da geração termelétrica a gás com redução do preço da energia.
- Aproveitamento direcionado para a indústria (celulose, cerâmica, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, etc.).

Os Relatórios estão disponíveis no site:
<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn>

Oferta Permanente

No segundo leilão programado para dezembro,



Os blocos marítimos ofertados estão distribuídos nas bacias Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Ceará e Potiguar.



Total de 51 setores com blocos ofertados
30 setores em ambiente *offshore*



708 blocos com risco exploratório
3 áreas com acumulações marginais



57 empresas inscritas no total

(veja a lista em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/inscricao-de-licitantes>)



A monetização do potencial de gás exige atenção em toda a sua cadeia de valor

Produção

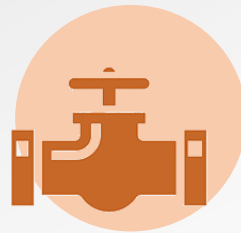


Onshore



Offshore

Escoamento



Gasodutos de Escoamento

Processamento

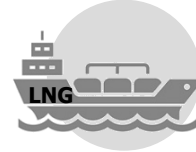


Unidades de Processamento de Gás Natural

Transporte



Gasodutos de Transporte



Gás Natural Liquefeito

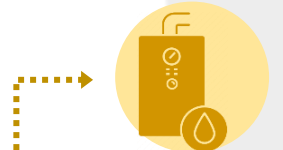


Estocagem de Gás Natural

Distribuição



Companhias Distribuidoras Locais



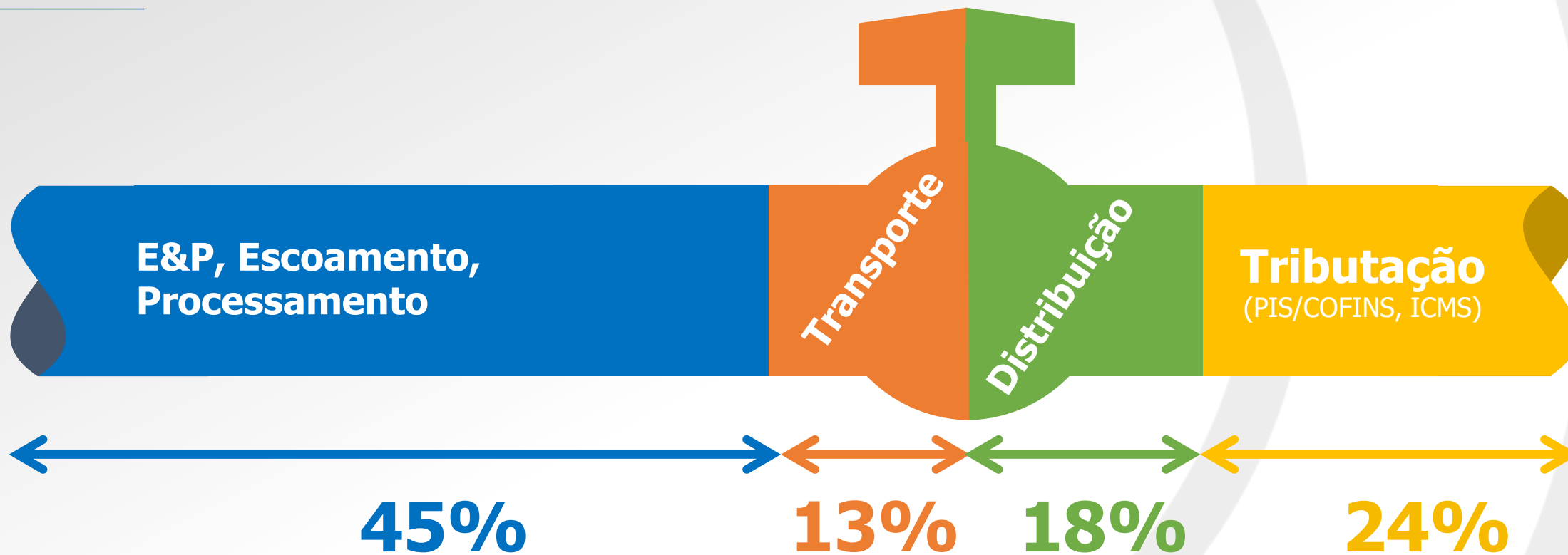
Consumo Não Termelétrico



Usinas Termelétricas

**Importância do Programa
Novo Mercado de Gás**

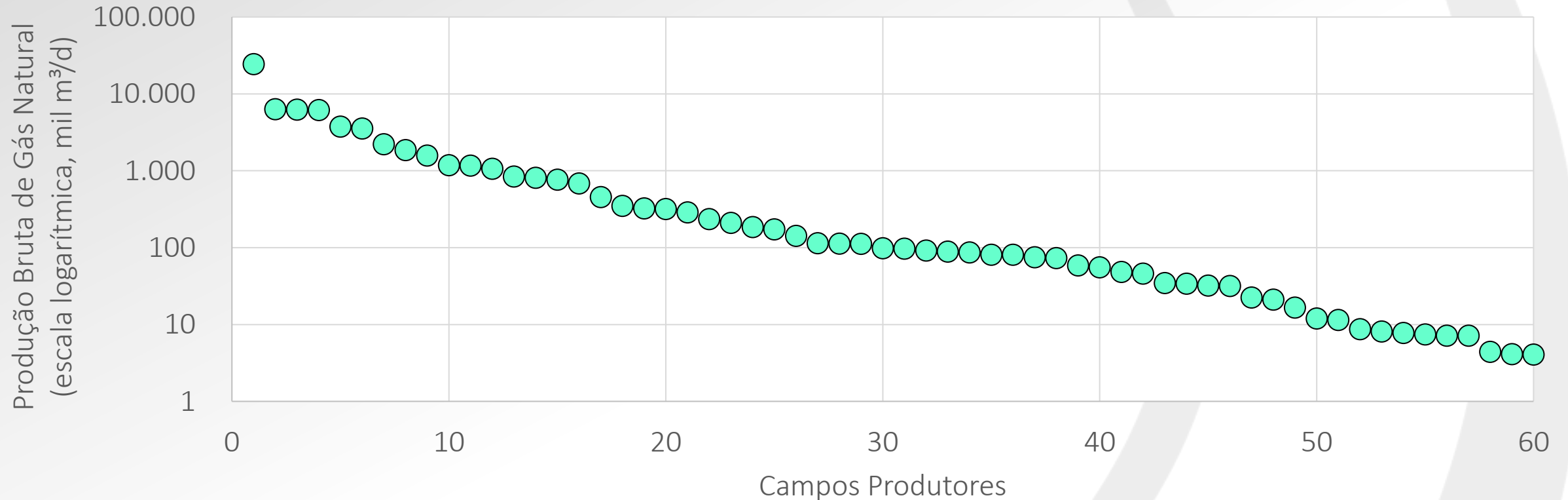
Composição do preço final ao consumidor



Média Brasil

(consumidor industrial na faixa de 20 mil m²/d, jun/2020)

Os campos *offshore* têm diferentes portes de produção bruta de gás natural



- 12 campos de grande porte (>1 MMm³/d), 37 campos de menor porte (até 100 mil m³/d);
- Diferentes estratégias podem ser aplicáveis, influenciando também sua viabilidade.

Fonte: ANP, cálculo de Royalties de março de 2020.

Panorama do setor de gás natural



Aumento na produção nacional de petróleo e gás natural (2x)



Perspectivas de Investimentos, empregos, arrecadação.



Entrada de novos agentes em diversos elos da cadeia

Terminais de GNL e UPGNs novos



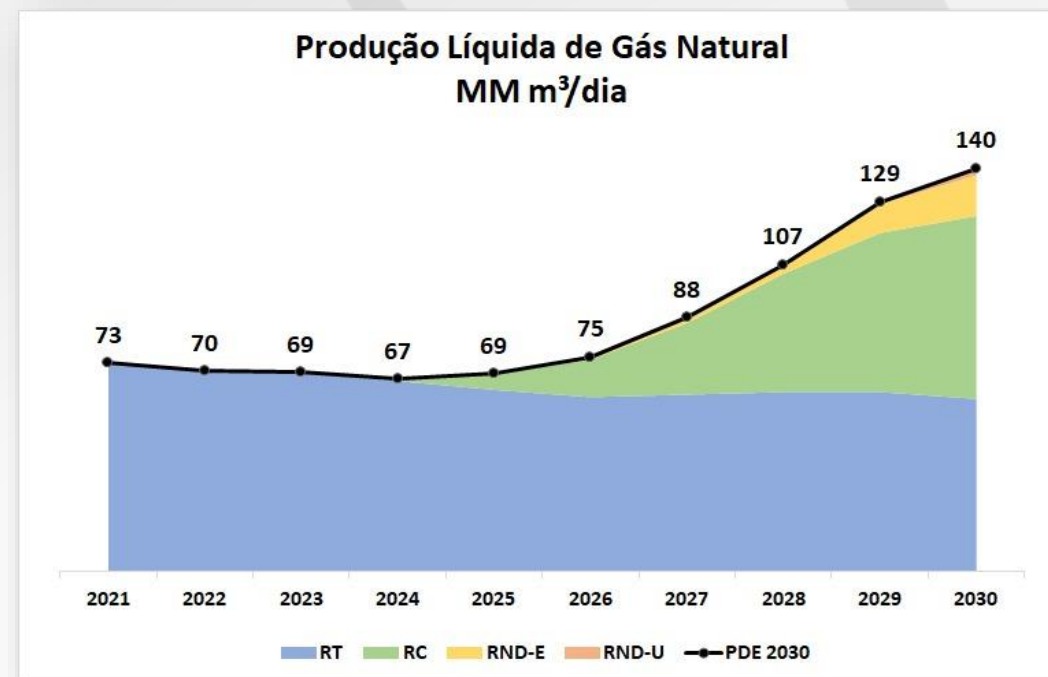
Complementariedade com as fontes renováveis

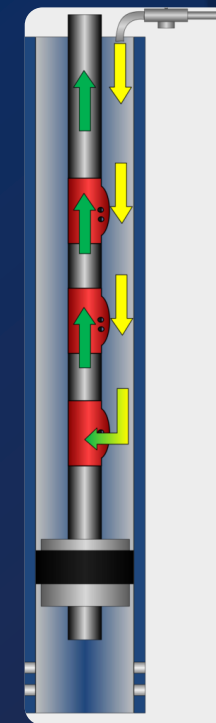
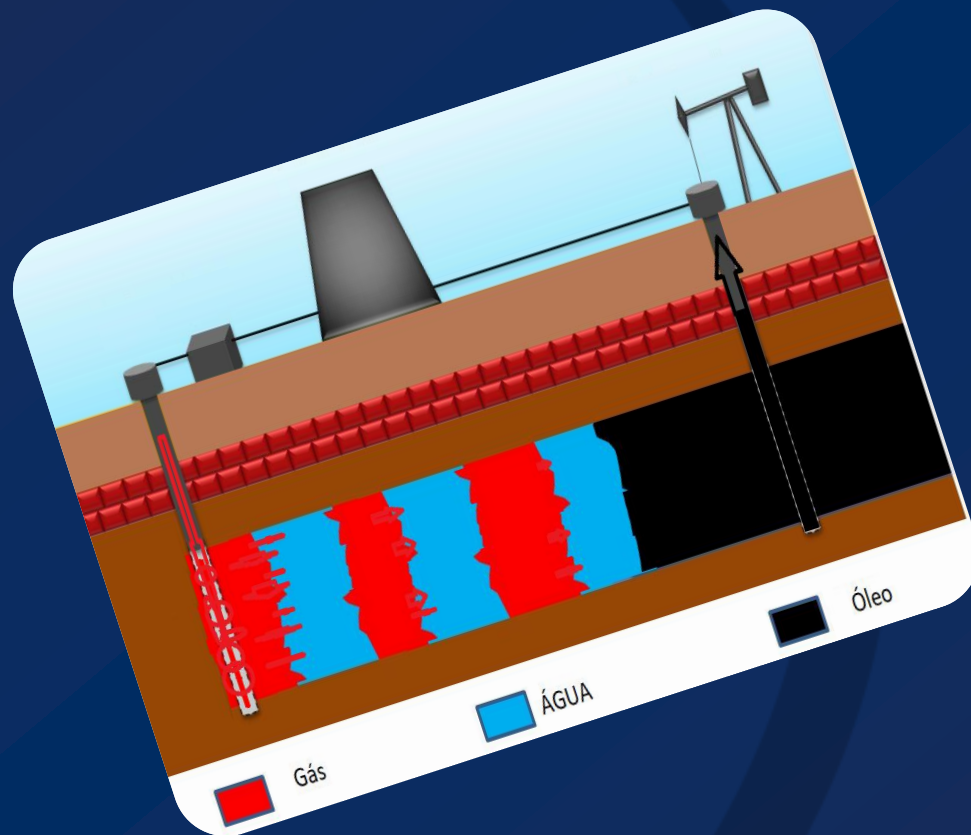
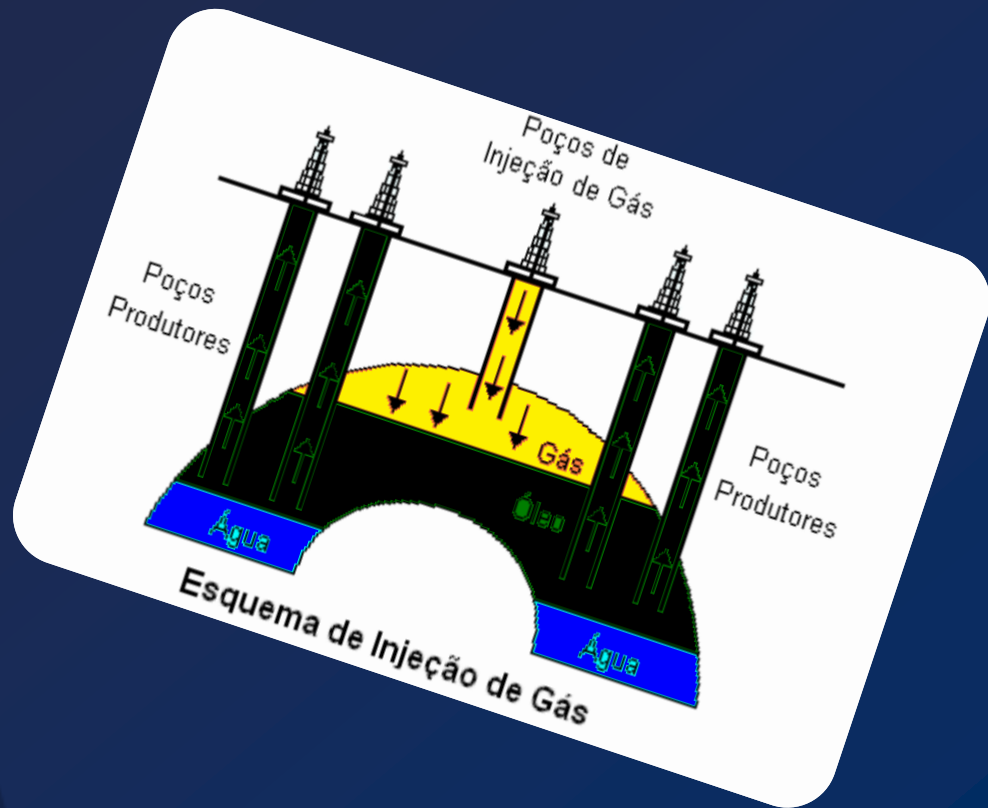
Térmicas a gás natural para situações de sazonalidade, intermitência e *backup*



Estamos em um momento de transição no setor de gás natural

Aprimoramentos na integração com indústria e setor elétrico, além da evolução nos arcabouços estaduais e federal, influenciam fortemente o setor

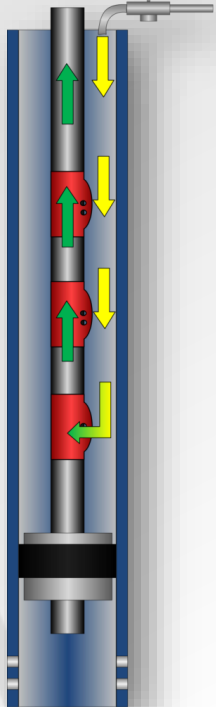




Gás Natural na Recuperação de ÓLEO

Gás Natural na Recuperação de ÓLEO

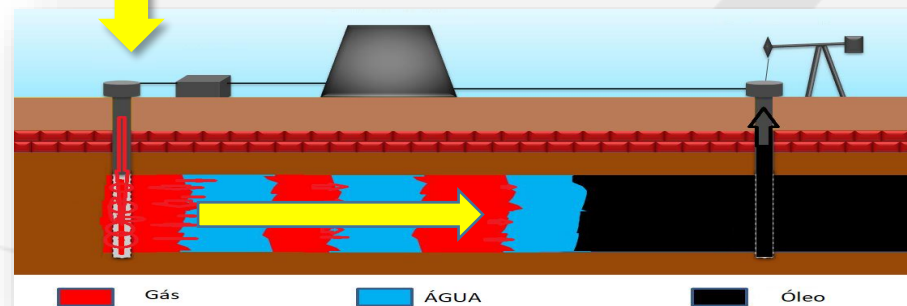
Gás Lift



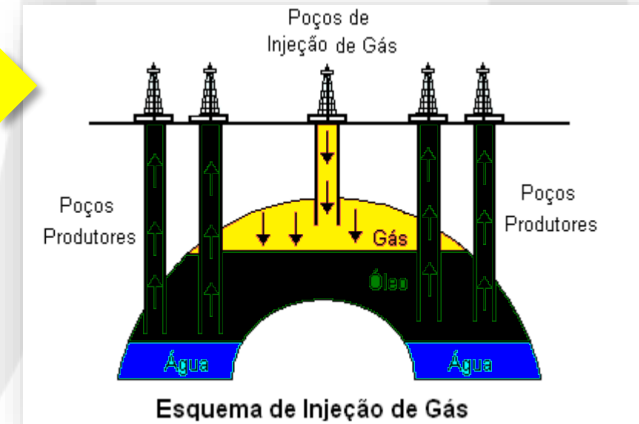
		Recuperação de Óleo			Fator de Recuperação Médios
		Primária			5%-15%
		Fluxo Natural	Elevação Artificial		
IOR		Secundária			15%-30%
		Injeção de Água	Manutenção da Pressão		
EOR		Terciária			>30%
		Térmico	Injeção de Gás	Químico	

IOR Improved Oil Recovery
EOR Enhanced Oil Recovery

**Soluções Combinadas
+ Gás Natural**



Capa de Gás

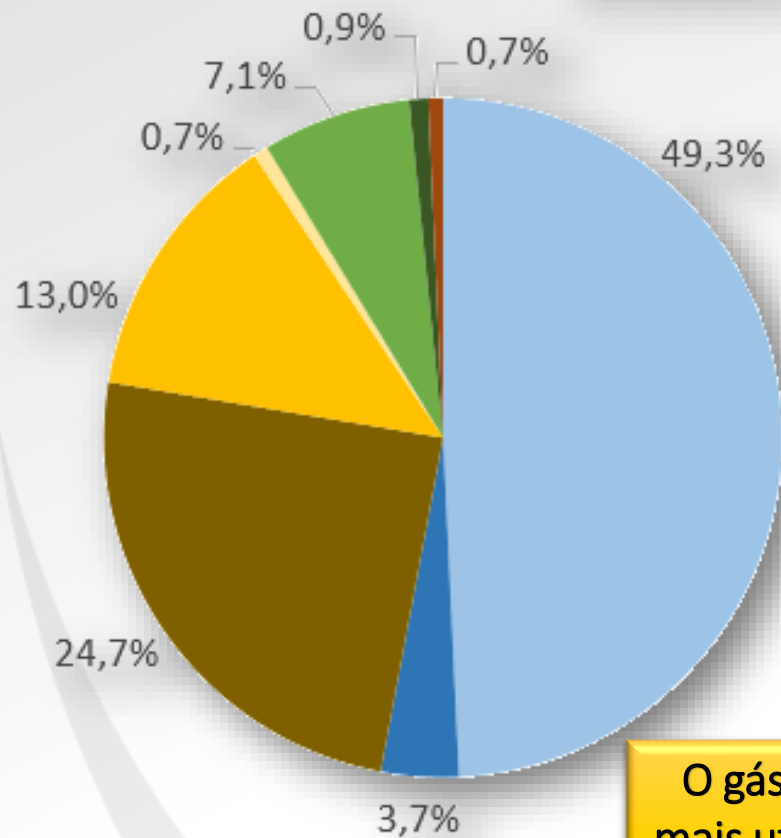


Fonte: Elaboração Própria

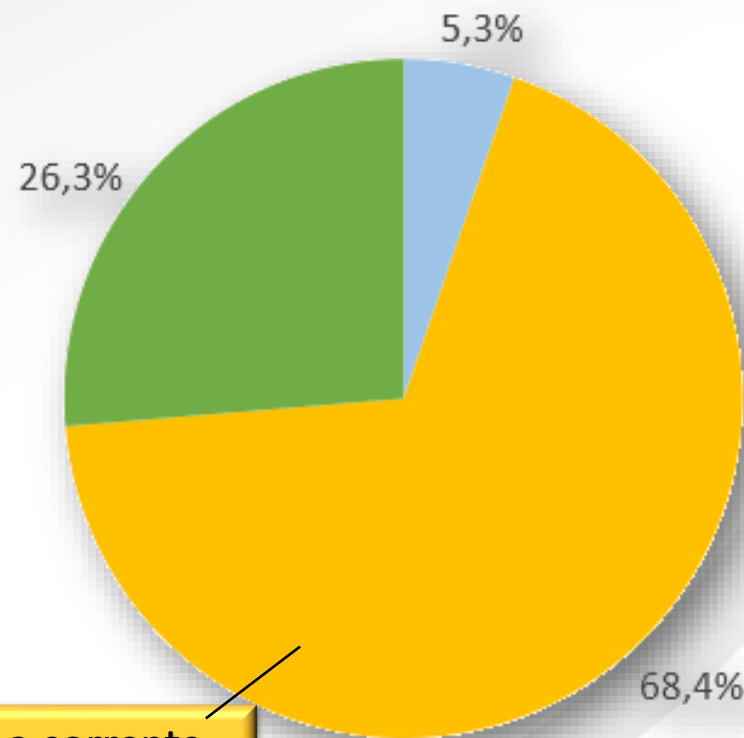
Métodos para recuperação avançada de petróleo

Enhanced Oil Recovery - EOR

Onshore



Offshore



O gás natural é a corrente mais utilizada mundialmente para EOR no *offshore*

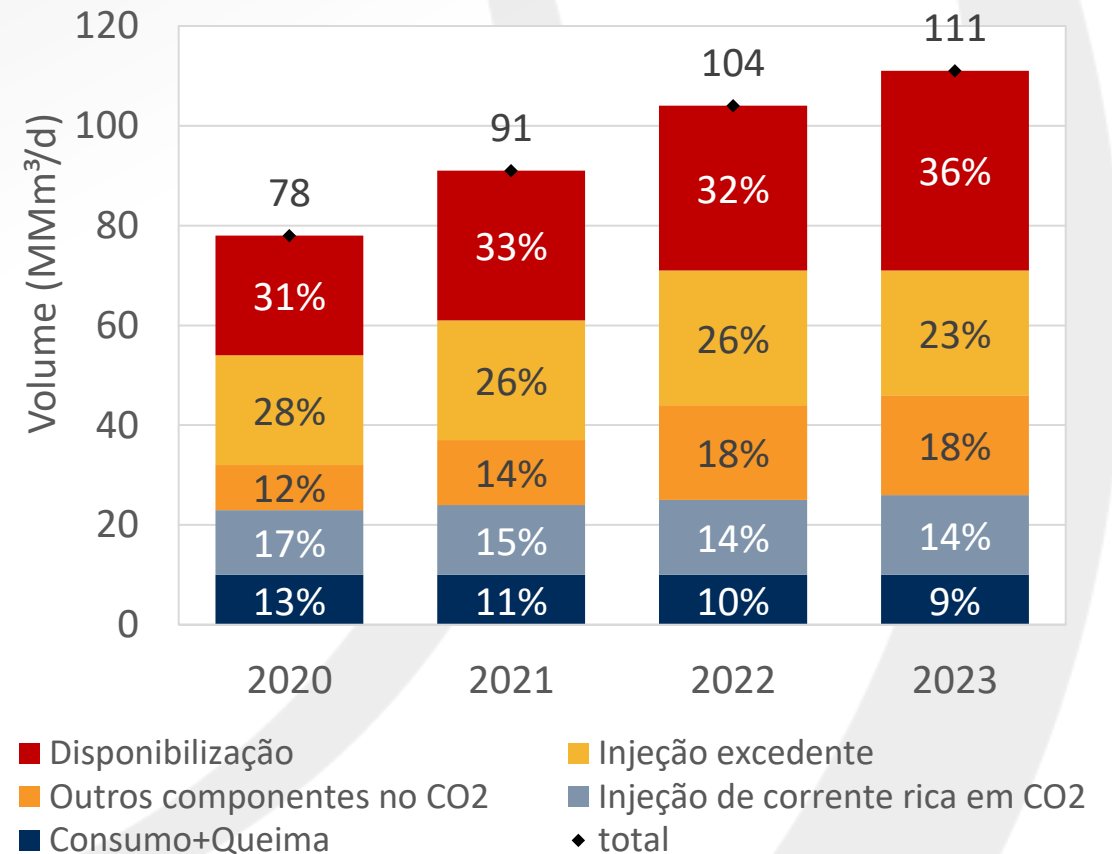
- EOR térmico: água ou vapor
- EOR térmico: combustão
- EOR com gases: CO2 miscível
- EOR com gases: GN miscível
- EOR com gases: N2 miscível
- EOR químico: polímero
- EOR químico: surfactante
- EOR biológico

Fonte: adaptado de Kang et al. (2014).

Como funciona a Injeção de Gás em Ambiente *Offshore*

- Parte da corrente gasosa consiste em contaminantes (ex: CO₂ presente no pré-sal)
- Quando os contaminantes são removidos, ocorre o arraste de outros compostos na corrente de saída
- Parte do gás natural é injetada por questões operacionais
- Parte do gás natural é injetada para aprimorar a recuperação de óleo e aumentar o fator de recuperação
- Após estas parcelas de injeção, são obtidos os volumes de gás natural que podem ser comercializados.

Previsão aproximada de volumes de gás natural no Pré-Sal da Bacia de Santos

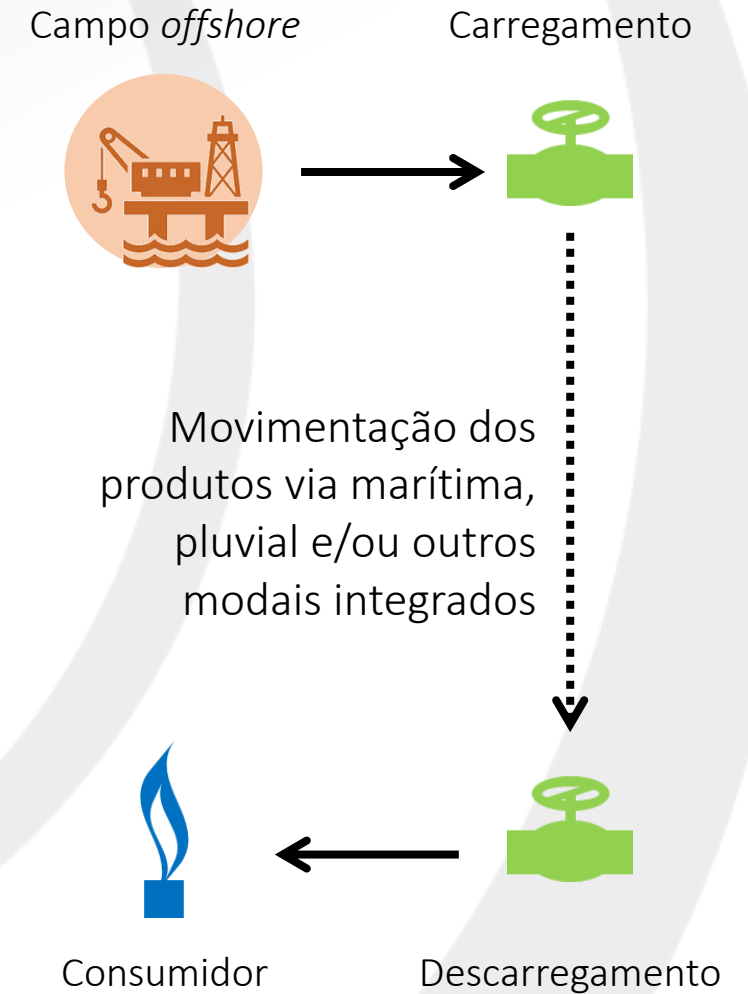


Fonte: estudo “Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré Sal”, 2020.

Características Consideradas no Estudo das Tecnologias para Monetização de Gás Natural *Offshore*

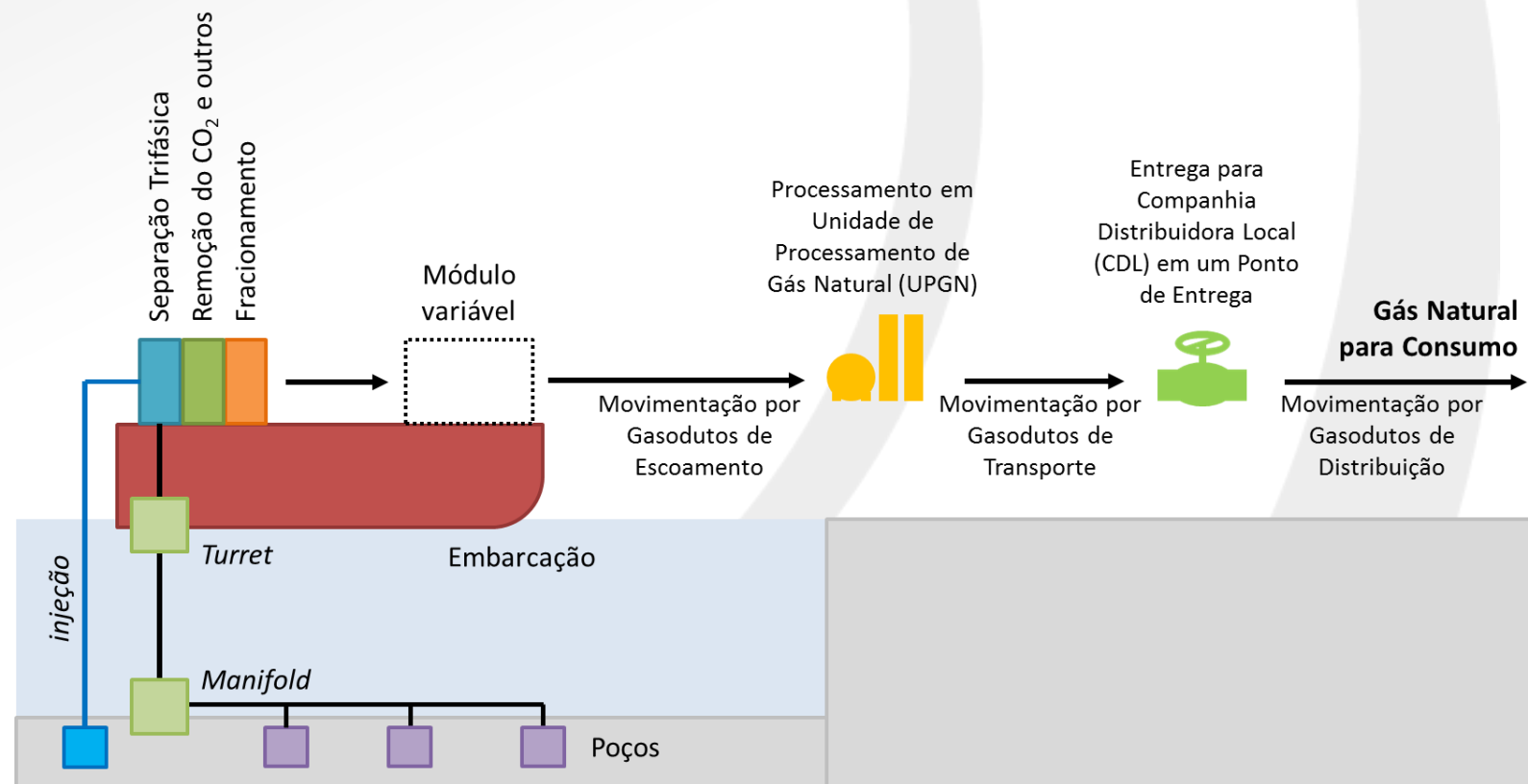
Soluções Tecnológicas para o Gás Natural *Offshore*

- escoamento até o litoral e Processamento em UPGNs
- Gás Natural Comprimido Embarcado (FCNG)
- Gás Natural Liquefeito Embarcado (FLNG)
- Gas-to-Liquids Embarcado (FGTL) -> combustíveis líquidos
- Gas-to-Wire (GTW) para gerar energia elétrica
 - Transmissão de eletricidade por cabos submarinos
 - Possível integração com outras fontes



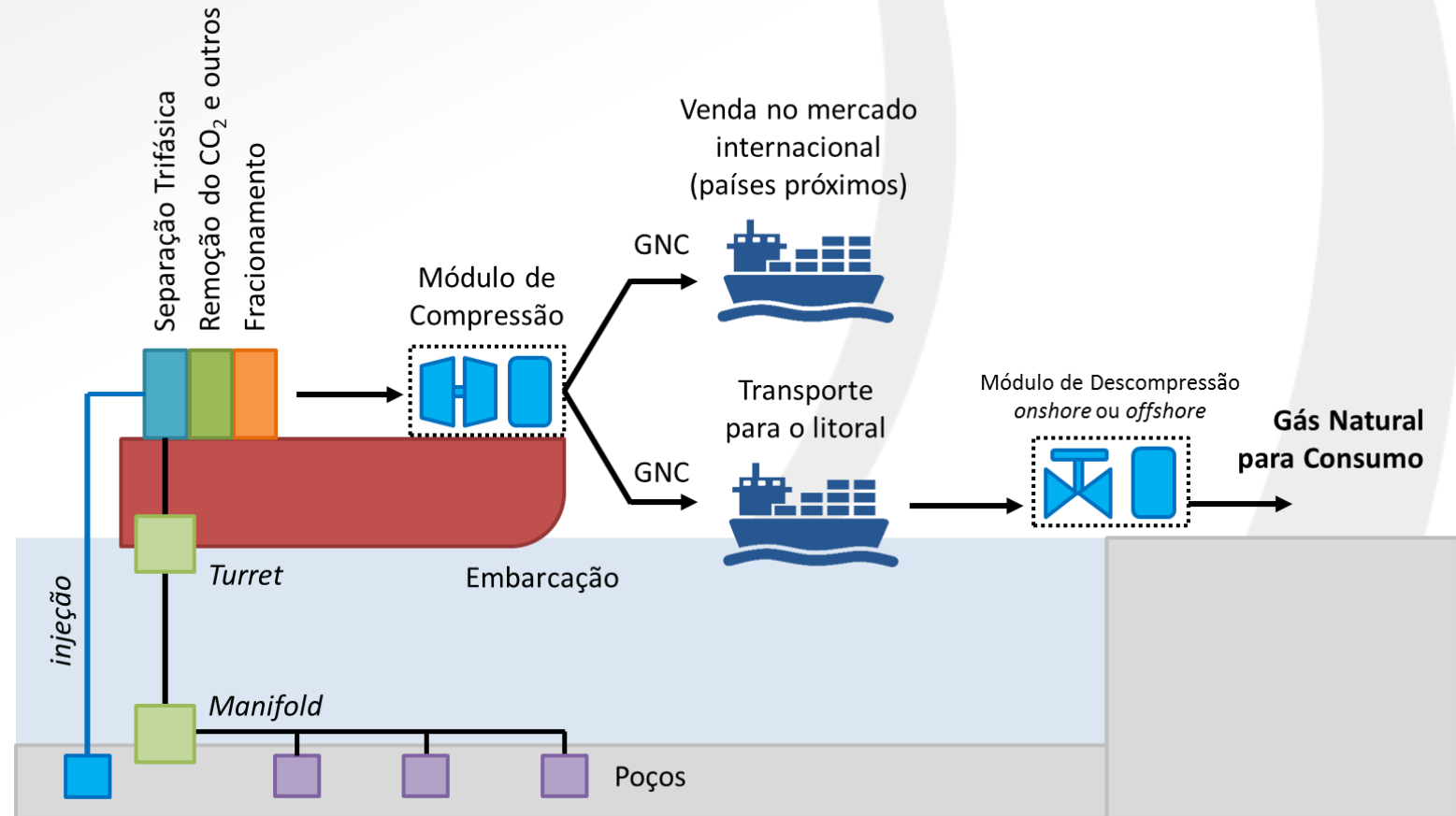
Escoamento e Processamento em UPGNs

- Gás natural a 25°C, 100 bar (volume 100x menor que nas CNTP)
- Caso-base, mais utilizado mundialmente
- Centralização dos volumes de diversos campos em um ponto ótimo para instalação da UPGN
- Receita com a venda de líquidos de gás natural (LGN), principalmente para gás rico



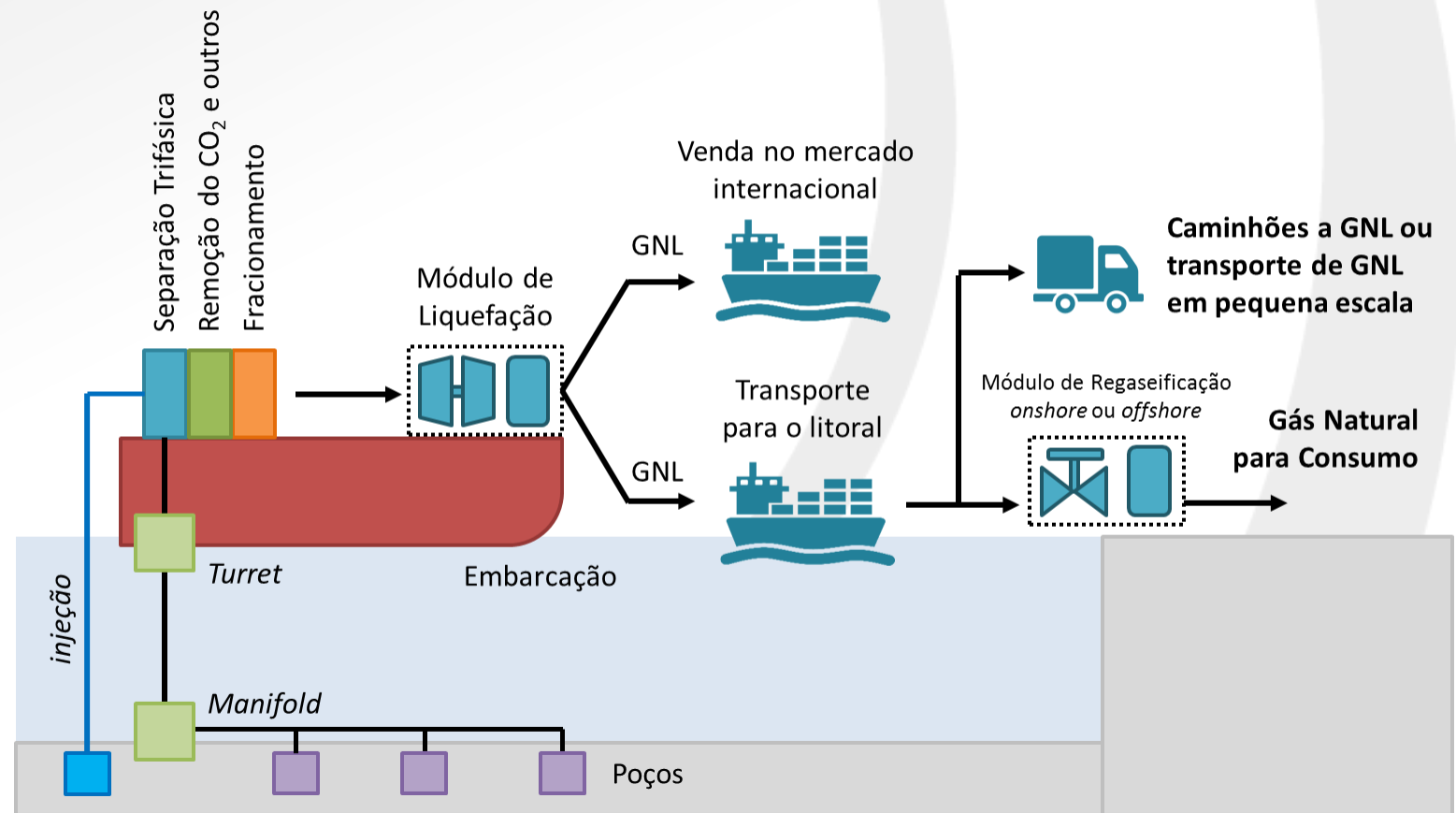
Gás Natural Comprimido

- Gás natural a 25°C, 150-300 bar (volume 150-300x menor que nas CNTP)
- Ampla utilização para campos de pequeno porte ou picos temporários de produção
- Facilidade de recebimento (basta descompressão)
- Investimento inicial relativamente baixo (compressores)
- Necessita de muitos barcos para maiores portes (questões logísticas, alto custo)



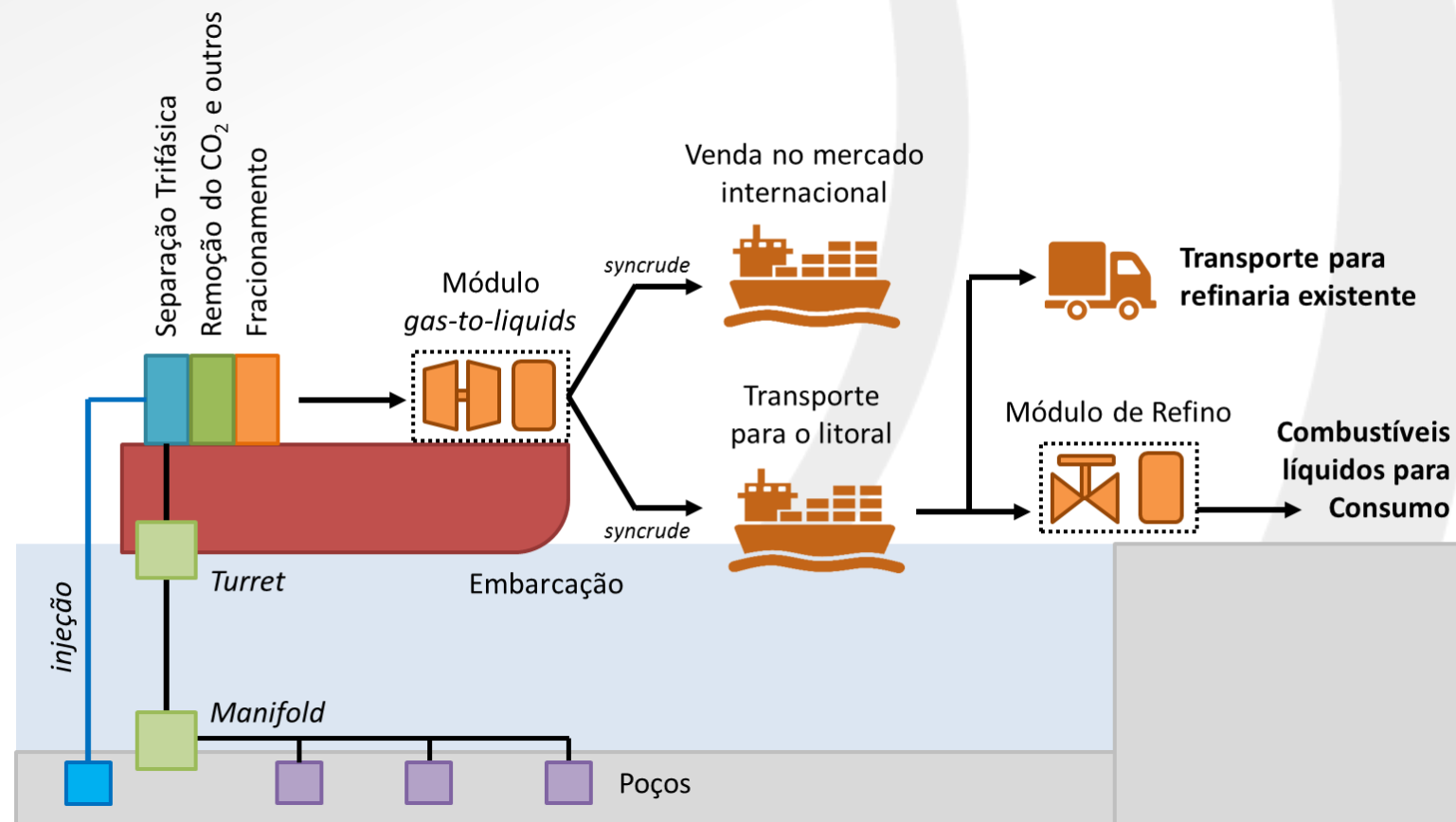
Gás Natural Liquefeito

- Gás natural a -160°C , 1-3 bar (volume 600x menor que nas CNTP)
- Requer escala mínima para viabilidade e para que possa competir com o GNL importado
- Investimento inicial considerável (plataforma de liquefação)
- Permite o transbordo para caminhões ou cabotagem em barcas no próprio porto



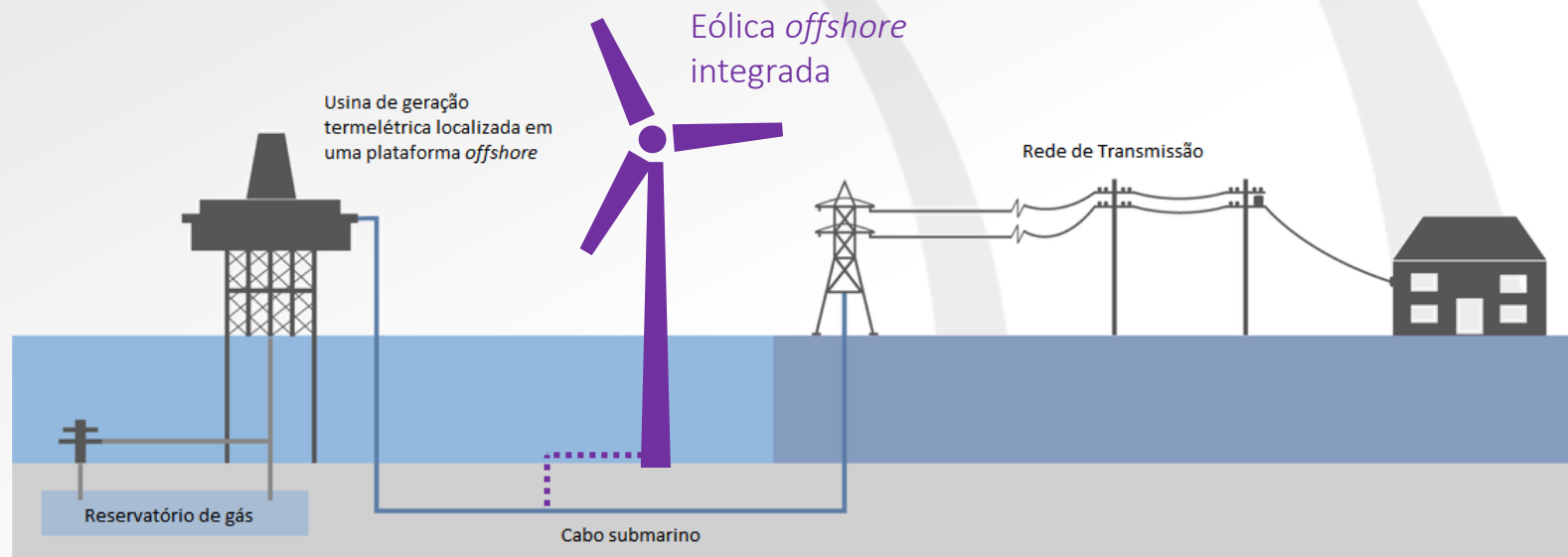
Gas-to-Liquids

- Mistura de hidrocarbonetos líquidos principalmente do C3 até C12 (volume cerca de 900x menor que o gás natural nas CNTP)
- Óleo cru sintético (*syncrude*) obtido a partir do metano por processo Fischer-Tropsch
- Baixo custo de transporte
- Baixíssimo teor de enxofre
- Permite ajuste das especificações do produto
- Requer refino para produção de combustíveis líquidos

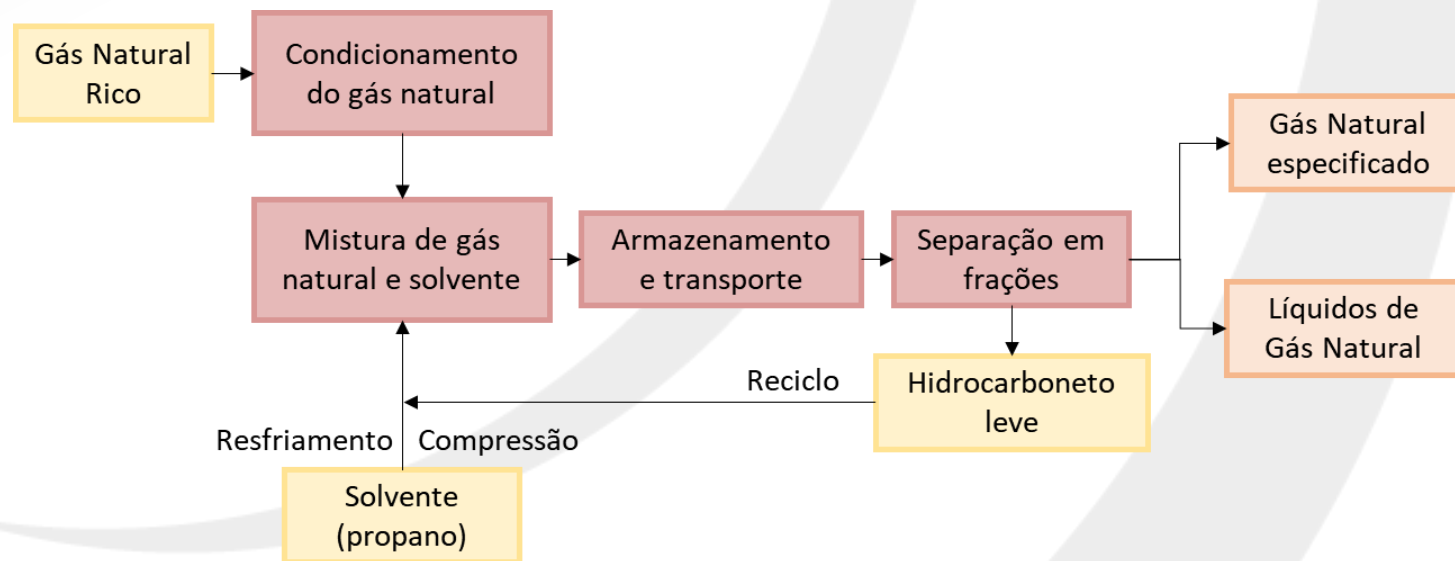


Outras tecnologias

- Gas-to-Wire (GTW) *offshore*
- Gas-to-Wire híbrido *offshore*



- Compressed Gas Liquids (CGL): gás natural absorvido em uma mistura de solventes líquidos



Análise de custos para as tecnologias e Resultados

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia



Métodos para recuperação avançada de petróleo

Enhanced Oil Recovery - EOR

Fator de recuperação simulado para diferentes métodos de EOR

Método de EOR	VPL (milhões de US\$)	Fator de Recuperação
Sem EOR	55,40	26 %
Injeção contínua de gás (com 22% de CO ₂)	92,22	49 %
Injeção contínua de água	155,10	53 %
Injeção WAG – ciclos de 4 anos	189,80	65 %
Injeção WAG – ciclos de 2 anos	170,18	66 %

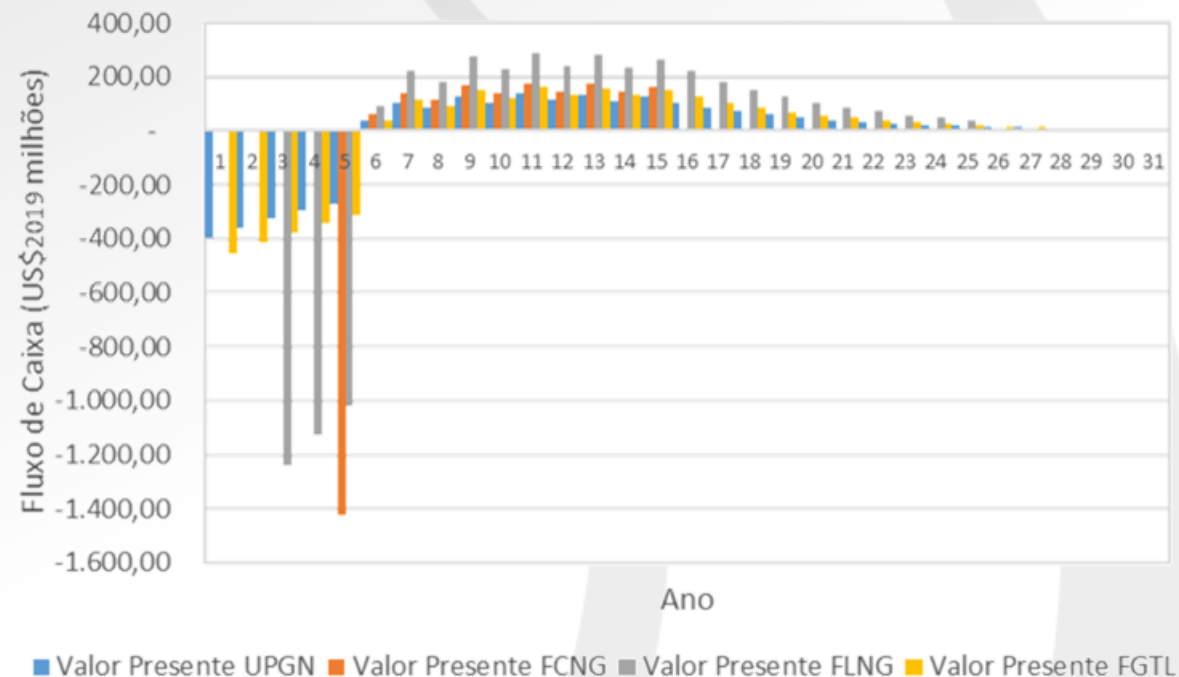
Fonte: adaptado de Schaefer *et al.* (2017).

Injeção de água alternada com gás
(*Water-Alternating-Gas, WAG*) parece ter
resultados bem promissores!

Premissas & Fluxos de Caixa

- Cada tecnologia foi analisada para as capacidades de 1 a 20 MMm³/d
- Preços dos produtos estimados para valor médio do ano de 2019

** No caso do GNL, também foi estimado para 2017 e 2018*

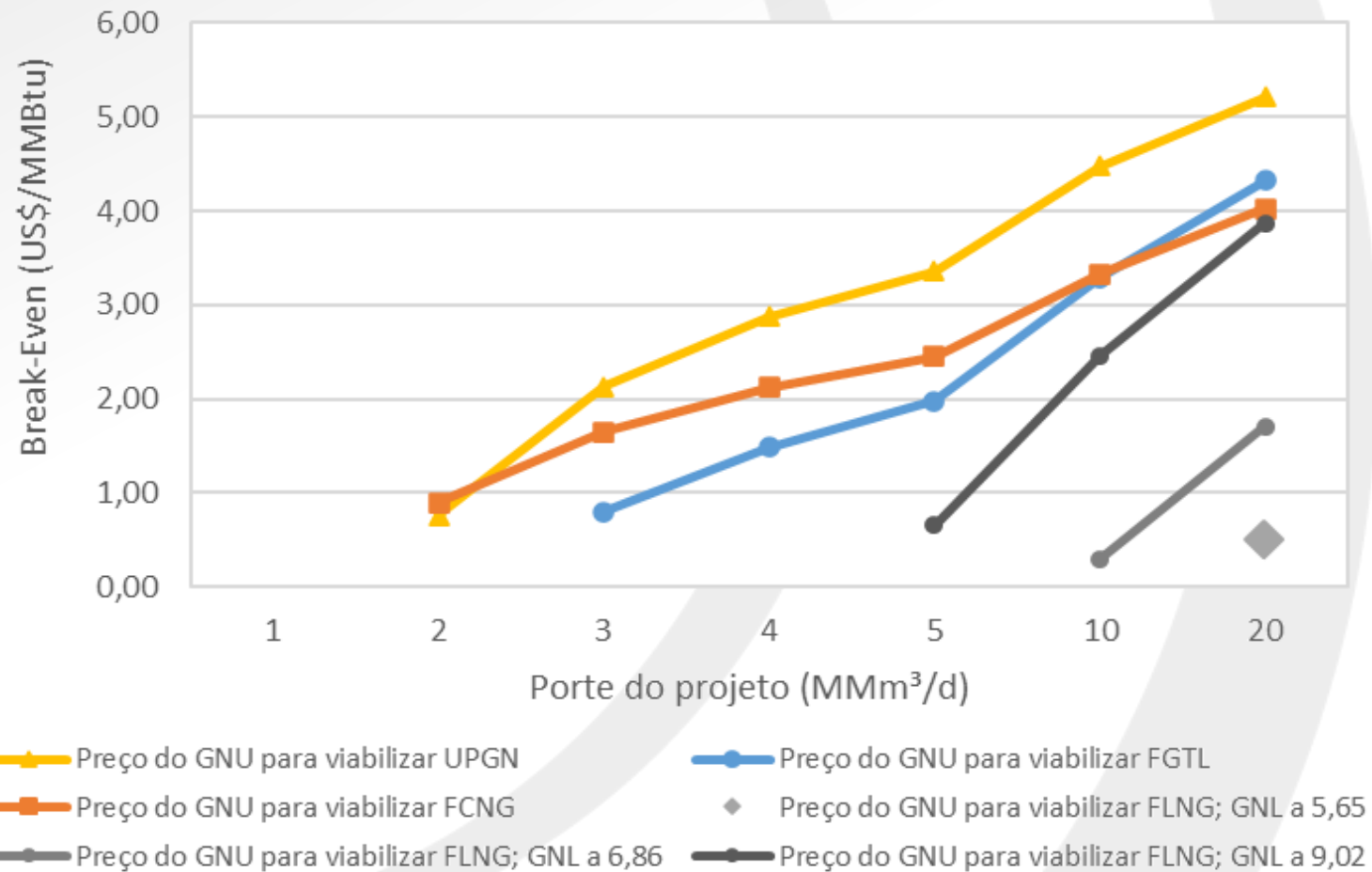


Tecnologia	UPGN	FCNG	FLNG	FGTL
Capacidade (MMm ³ /d)	1 a 20	1 a 20	1 a 20	1 a 20
CAPEX (US\$ bilhões) para 10 MMm ³ /d	1,22	0,93	2,36	1,45
OPEX (% CAPEX ao ano)	5,0%	4,0%	4,0%	6,8%
Tempo de construção (anos)	5	1	3	5
Produto vendido	gás natural e GLP	gás natural	GNL	<i>syncrude</i>
Preço de venda (US\$/MMBtu)	6,53	6,53	5,65 / 6,86 / 9,02	US\$ 78,40 /bbl
TIR (% ao ano)	10%	10%	10%	10%

Resultado 1: Preço máximo de compra do gás natural para que cada tecnologia seja viável economicamente

- UPGN e FCNG foram viáveis apenas acima de 1 MMm³/d
- FGTL foi viável apenas acima de 2 MMm³/d
- FLNG altamente dependente do preço de venda considerado para o GNL

Não considera transporte até os mercados consumidores. A venda dos produtos no local do projeto de E&P

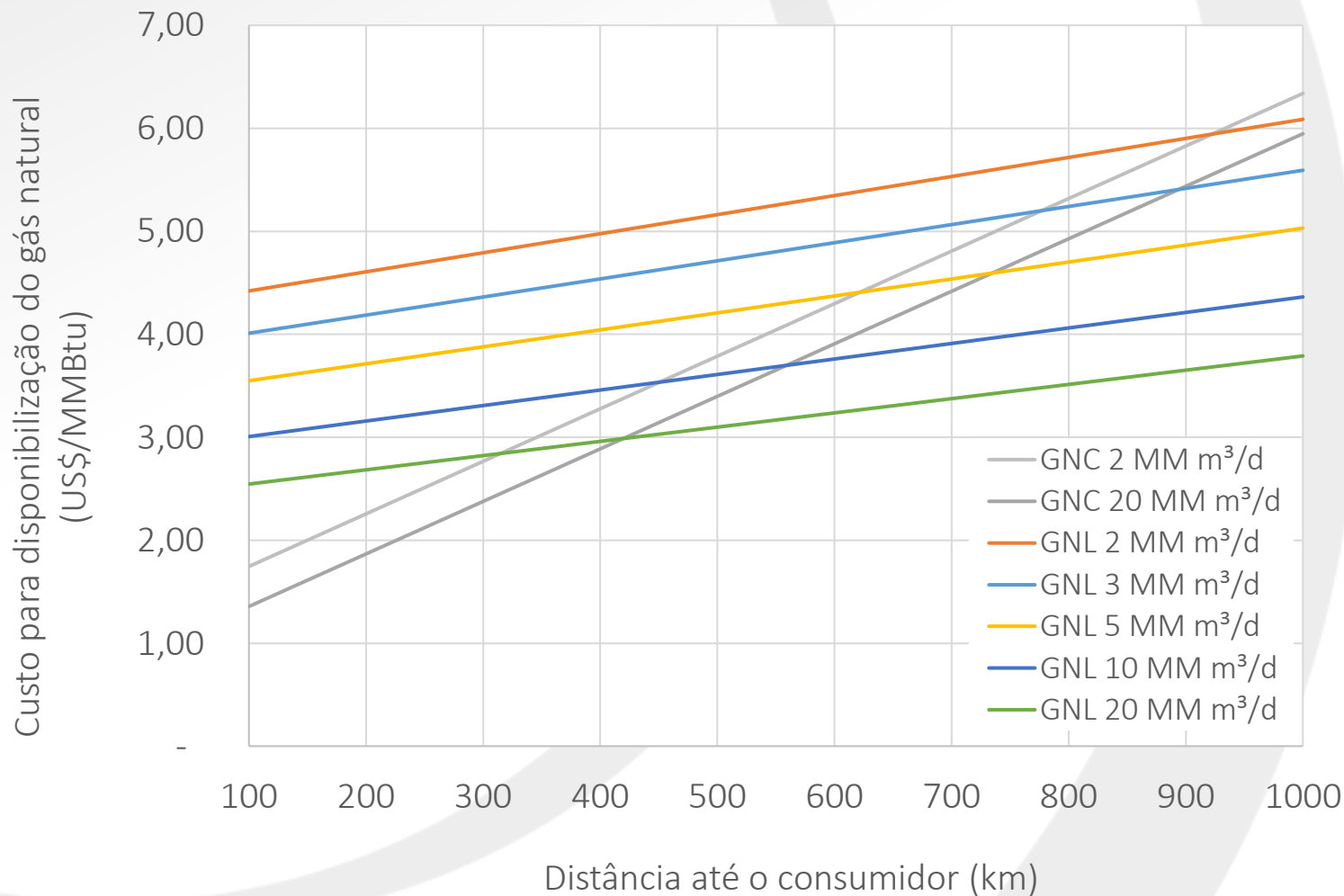


Resultado 2: Custos para comprimir ou liquefazer, e transportar o gás natural até clientes em diferentes distâncias

- GNC mais competitivo para pequenos volumes e menores distâncias
- GNL ganha competitividade para maiores volumes e distâncias

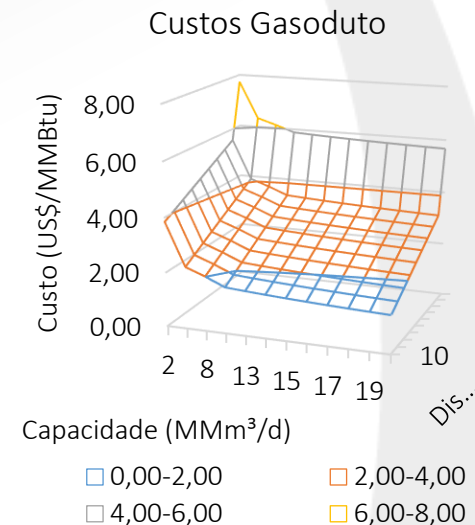
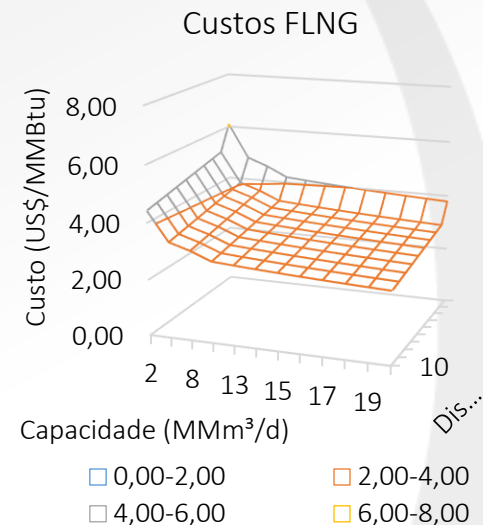
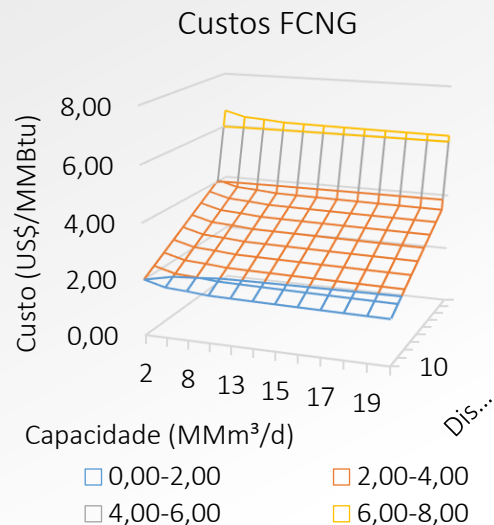
Não considera o custo da molécula, apenas inclui:

- tratamento
- compressão/liquefação
- transporte
- descompressão/regaseificação



Resultado 3: Comparação entre Gasodutos, FCNG e FLNG

- Análise para *triagem* inicial de alternativas
- Áreas de maior competitividade (menor custo)



- Devem ser detalhadas para cada projeto, pois variam com fatores específicos que não foram considerados

	100	150	200	250	300	350	400	450	500	1000km
2	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FLNG
6	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FLNG
8	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FCNG	FLNG	FLNG
12	FCNG	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
13	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
14	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
15	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
16	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
17	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG
18	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG	FLNG
19	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG	FLNG
20	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	FLNG	FLNG	FLNG

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conclusões do Estudo de Monetização de Gás Natural *Offshore*



Volumes para injeção devem ser considerados para aumentar recuperação

Maior venda de óleo aprimora os fluxos de caixa; injeção de gás e/ou água (WAG)



Diversas tecnologias estão disponíveis para a monetização *offshore*

Diferentes características, diferentes produtos ofertados, diferentes custos



UPGNs e FCNG despontam como as principais alternativas

Competitividade relativa depende fortemente do porte e distância



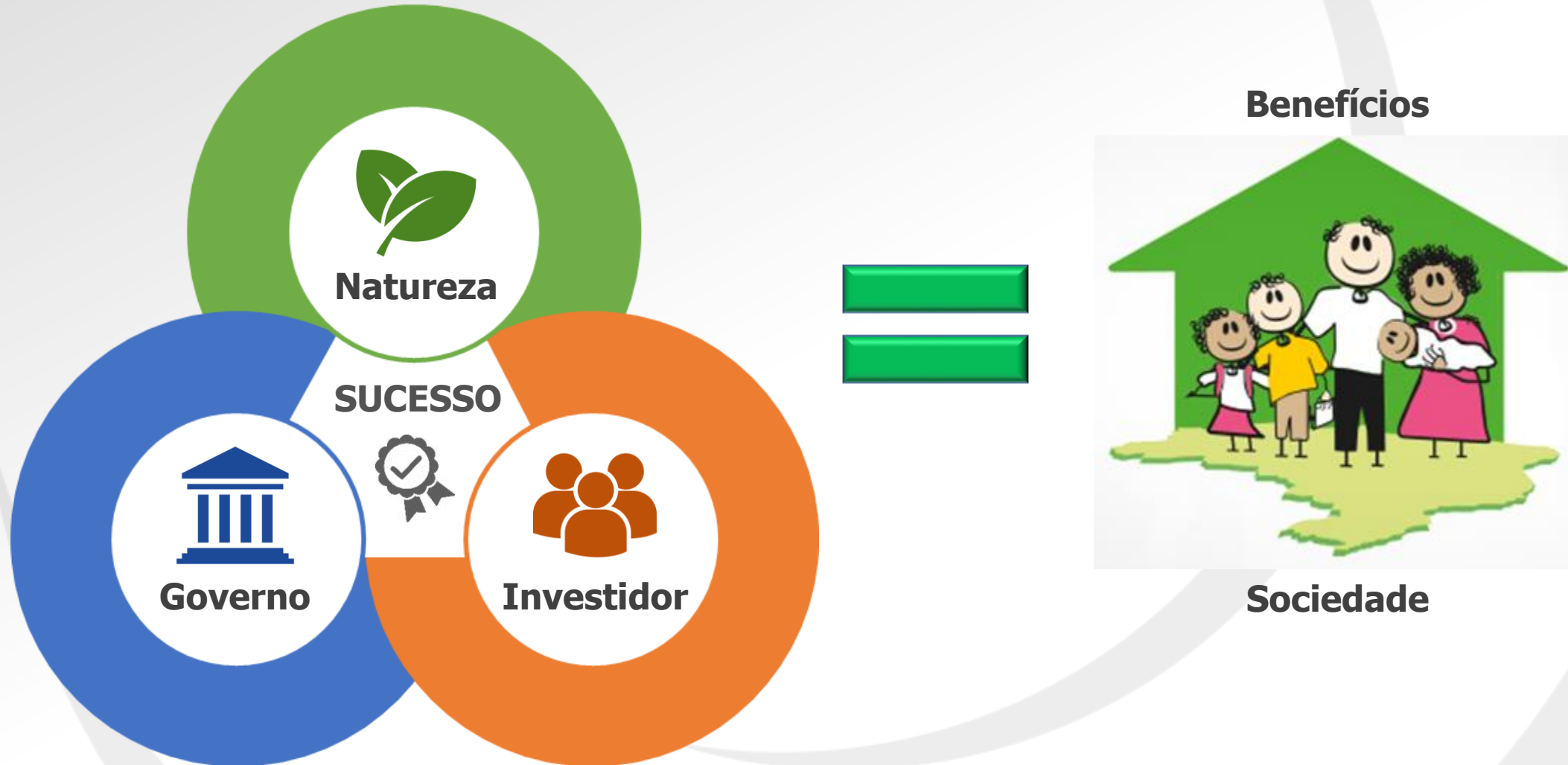
Possibilidade de combinação entre alternativas durante a vida útil do campo

FCNG pode ser implementada rapidamente e seguida por gasodutos de escoamento



Tipos e quantidades de embarcações variarão conforme as características dos ambientes *offshore*, incluindo-se os demais equipamentos dos sistemas de produção.

O sucesso da monetização do gás natural depende do potencial da natureza, do governo, dos investidores e com resultados para a Sociedade



Marcos Frederico

Superintendente de Petróleo e Gás Natural

marcos.souza@epe.gov.br

+55 21 3512 3204

Marcelo Alfradique

Superintendente Adjunto

Gabriel Costa

Consultor Técnico

Equipe Técnica - Gás Natural

Bianca Oliveira

Claudia Bonelli

Suporte Administrativo

Alize de Fátima Antunes Leal

Sergio Augusto Melo de Castro

Suporte à apresentação

Péricles Brumati

Victor Hugo Trocate

Avenida Rio Branco, 1 - 11º andar
20090-003 - Centro - Rio de Janeiro

www.epe.gov.br



/epe.brasil



epe_brasil



@epe_brasil



/EPEBrasil

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia

