

# Coalizão pela competitividade do Gás Natural Matéria-Prima CCGNMP

## Comitê 1: Disponibilidade do Gás Natural

Outubro/2023





### Líder da Coalizão



# As principais bacias produtoras de gás offshore são as de Santos e Campos, enquanto as bacias de Solimões e Parnaíba são as principais onshore

Localização das principais bacias produtoras de gás no Brasil



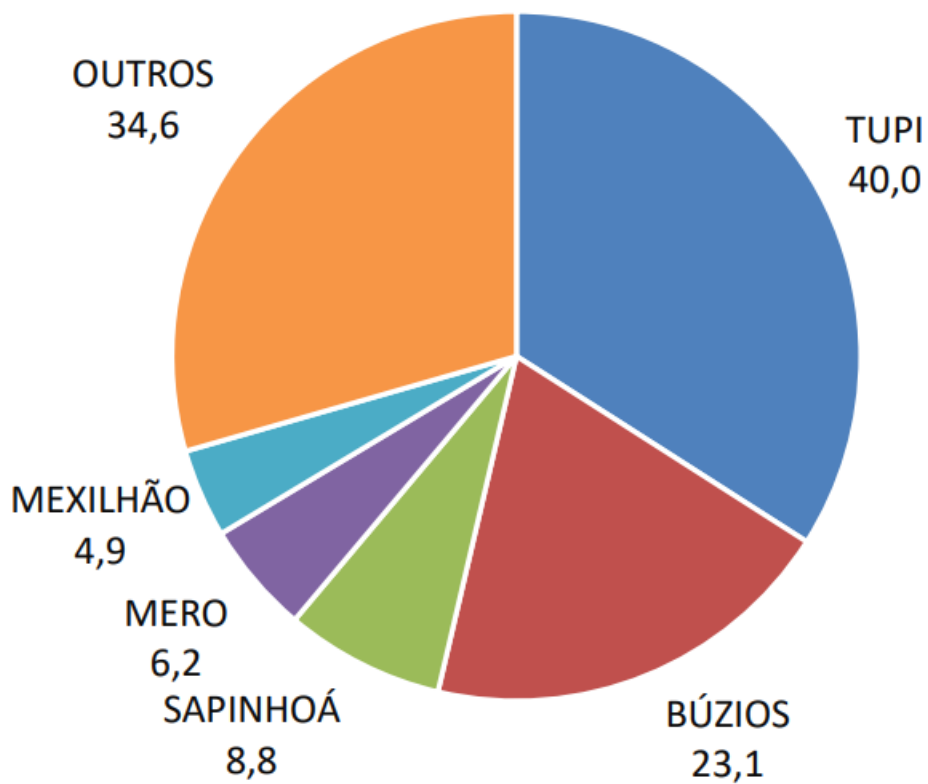
Principais bacias produtoras de gás em 2022 (Mm<sup>3</sup>/d)

Bacias	Produção Bruta	Produção Disponível
Santos	101.376	30.058
Solimões	13.462	6.111
Campos	12.799	6.664
Parnaíba	2.542	2.510
Camamu	2.539	2.465
Recôncavo	2.248	1.747
Potiguar	924	759
Alagoas	751	732
Espírito Santo	656	467
Amazonas	407	369
Tucano Sul	113	110
Sergipe	25	3

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

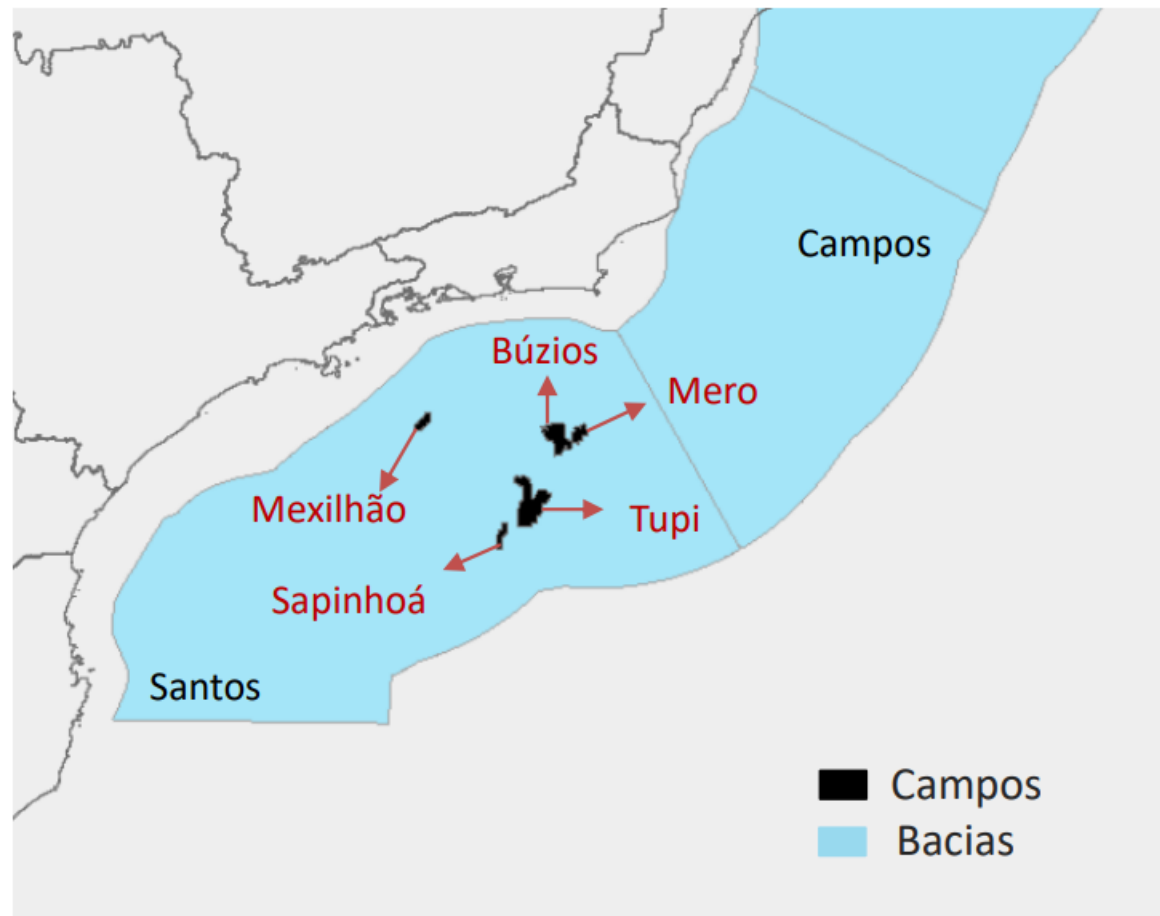
## Principais campos de produção de gás offshore

Principais campos offshore de produtores de gás em 2022  
(MMm<sup>3</sup>/d)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

Localização dos principais campos offshore produtores de gás



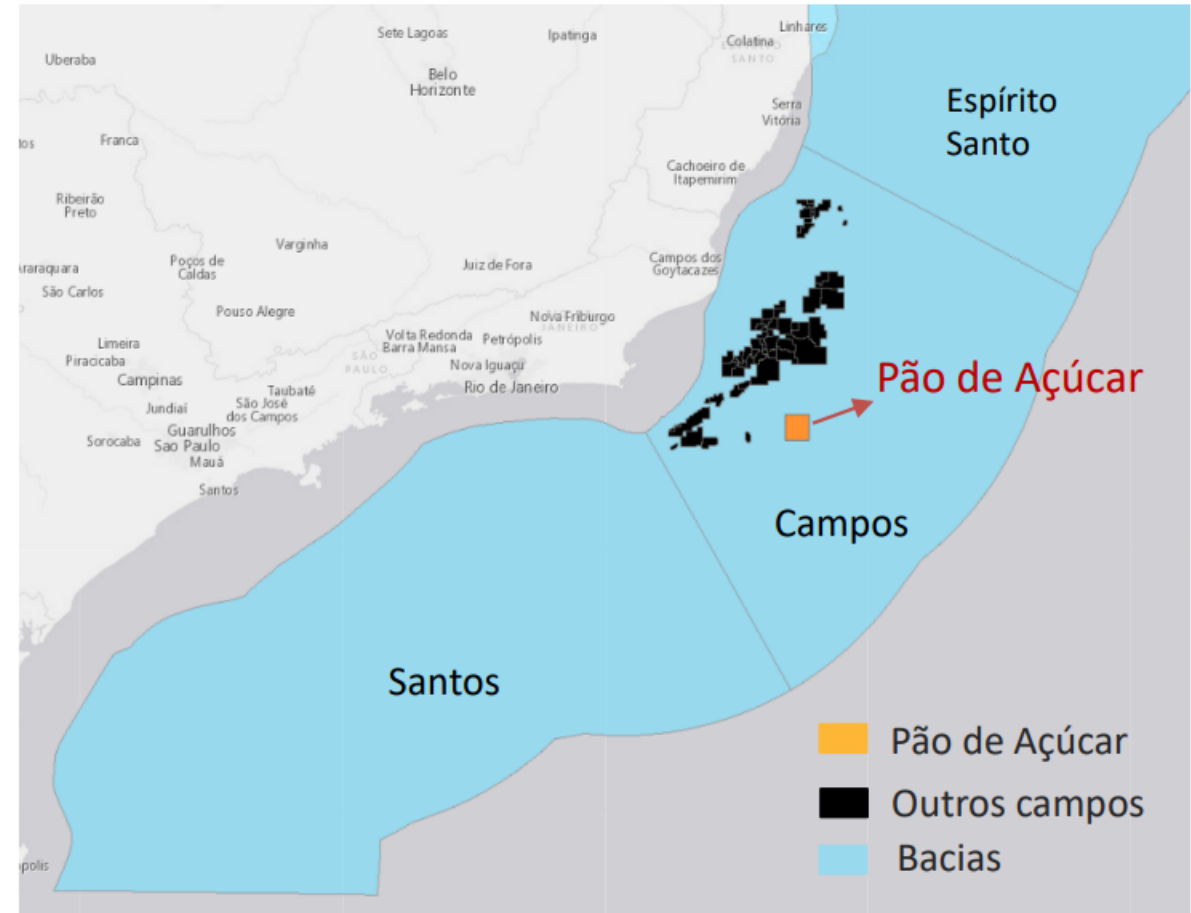
Fonte: Elaboração própria com dados da EPE

# Outras importantes acumulações offshore de gás

## Campo de Pão de Açúcar

- O campo Pão de Açúcar é operado pela Equinor (35%)
  - Sócios: Repsol Sinopec (35%) e Petrobras (30%)
- É um dos principais projetos de gás natural em desenvolvimento no país
- O volume recuperável do reservatório pode chegar a 1 bilhão de barris de óleo equivalente
- A jazida terá um FPSO (UPGN On Board) produzir 16 MMm<sup>3</sup>/d  
2028
- Início da produção previsto para 2027

Localização da jazida de Pão de Açúcar



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE

# Outras importantes acumulações offshore de gás

## Bacia de Sergipe-Alagoas



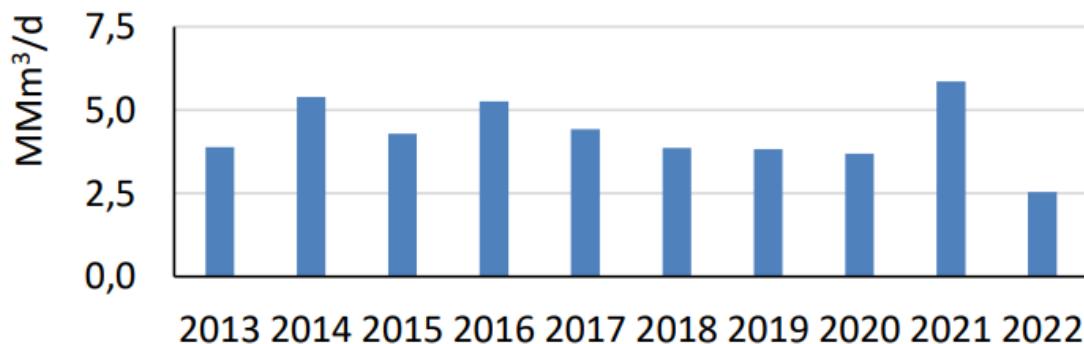
- 7 campos de gás
  - Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Palombeta, Agulhinha, Agulhinha Oeste, E Cavala
- Produção em 2 módulos
  - SEAP II
    - Início da produção previsto para 2026
    - FPSO com capacidade para 20 mil barris de óleo/condensado e 8 MMm<sup>3</sup> de gás por dia
  - SEAP II
    - em planejamento
    - Espera-se que tenha a mesma capacidade do SEAP I FPSO
  - Produção total esperada 16 MMm<sup>3</sup>/d
- O gás será escoado por meio de um gasoduto, ligando os dois módulos de produção, com capacidade de 18 MMm<sup>3</sup>/d



# As bacias do Parnaíba e do Amazonas são as únicas com significativa produção de gás que não estão conectadas à infraestrutura de transporte de gás do Brasil

- Bacia do Amazonas
  - Reservas provadas de gás de 5.856 MMm<sup>3</sup> e reservas prováveis de 1.374 MMm<sup>3</sup>
  - Produção de gás não associado iniciada em maio de 2021
  - 1 campo de gás natural em produção (Azulão)
  - Em 2022, o campo de Azulão produziu 407 Mm<sup>3</sup>/d
- Bacia do Parnaíba
  - Reservas provadas de gás de 27.028 MMm<sup>3</sup>, reservas prováveis de 3.185 MMm<sup>3</sup> e reservas possíveis de 5.152 MMm<sup>3</sup>
  - Produção de gás não associado iniciada em 2013
  - 10 campos de gás natural em 2022

**Produção de gás natural na bacia do Parnaíba**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

## Gasodutos de transporte e principais bacias produtoras de gás



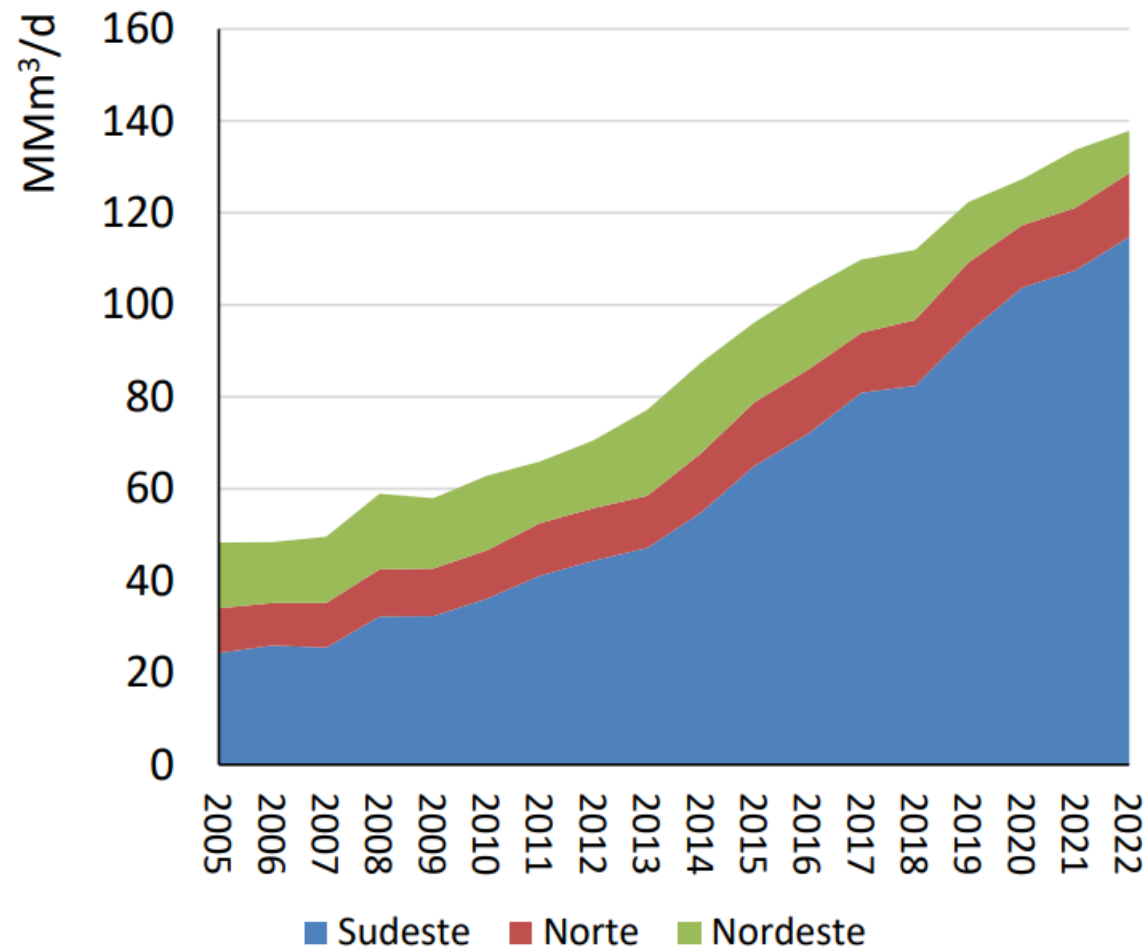
Fonte: Elaboração própria com dados da EPE

# Produção bruta

## Visão geral

- Nos últimos 20 anos, a produção brasileira de gás não parou de crescer
  - O crescimento da produção de gás se intensificou a partir de 2010 com a produção dos campos do pré-sal, principalmente os campos localizados na bacia de Santos.
- A região Sudeste é responsável por 83% da produção bruta de gás do Brasil, seguida pelas regiões Norte (10%) e Nordeste (7%).
  - A produção no Sudeste reflete principalmente a produção da bacia de Santos e, em menor escala, a produção das bacias de Campos e Espírito Santo.
  - A produção de gás na região Nordeste é caracterizada por campos maduros, que estão em rápido declínio
    - No entanto, novas descobertas importantes ocorreram nas bacias de Sergipe e Alagoas

Produção Bruta de gás natural na Brasil por região



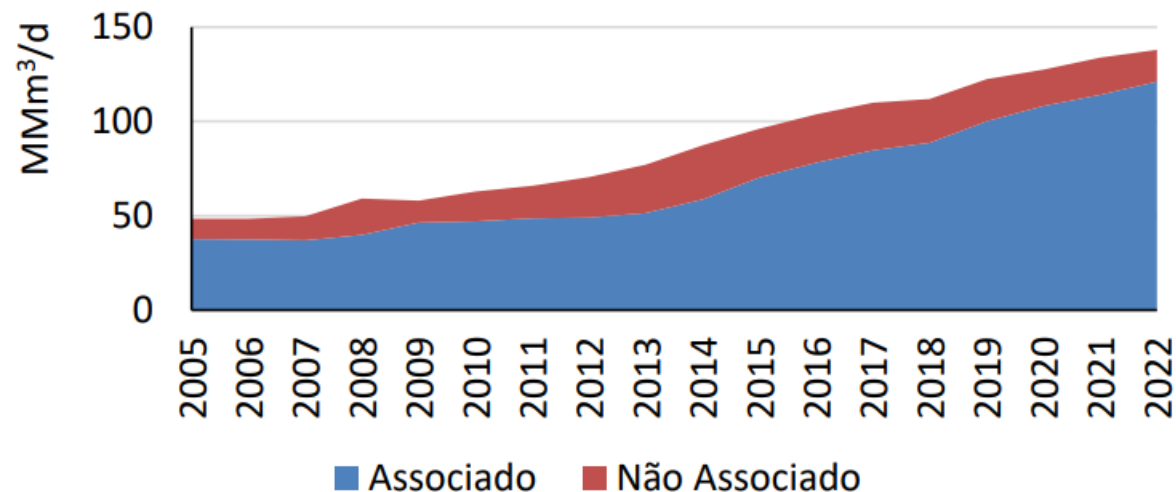
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP



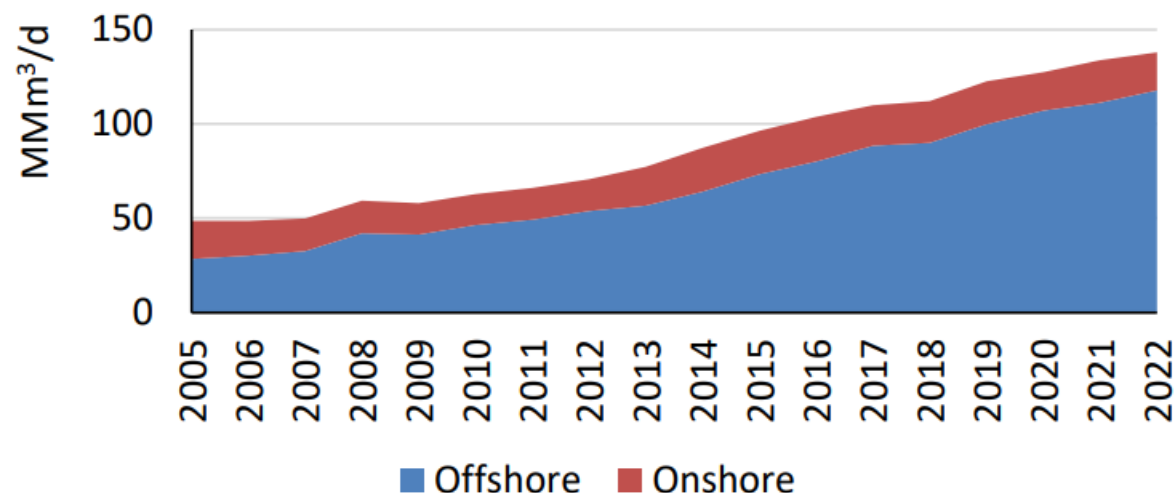
## Características principais do gás produzido no Brasil

- A grande maioria da produção de gás natural é offshore (85%) e associada à produção de petróleo (88%)
- A produção de petróleo é o driver mais importante da E&P e o gás é considerado um produto secundário
  - Logo, a monetização do gás pode implicar custos adicionais significativos a E&P (gasodutos offshore de escoamento)

### Produção de Gás Associado e Gás Não Associado

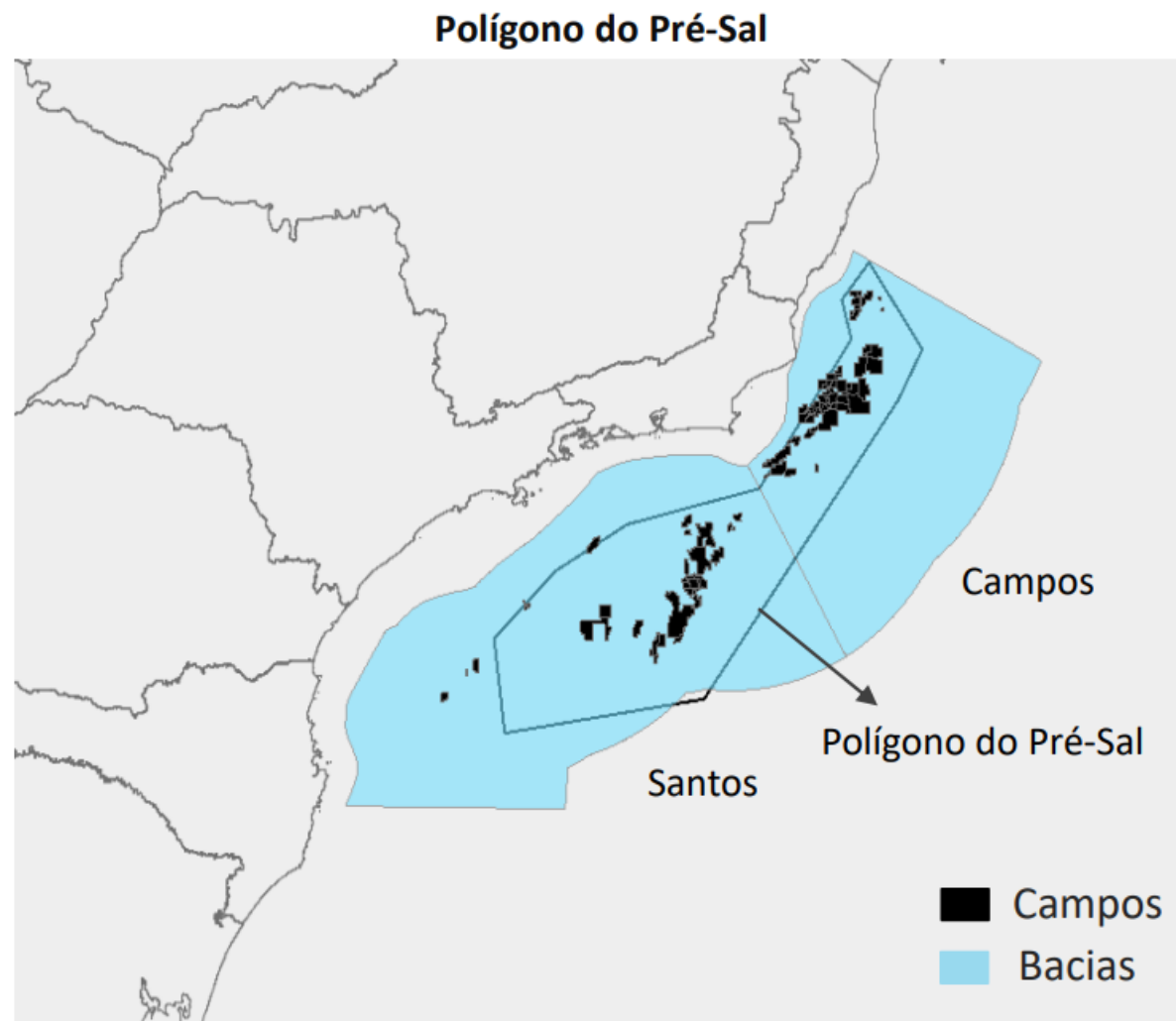


### Produção de Gás offshore e onshore



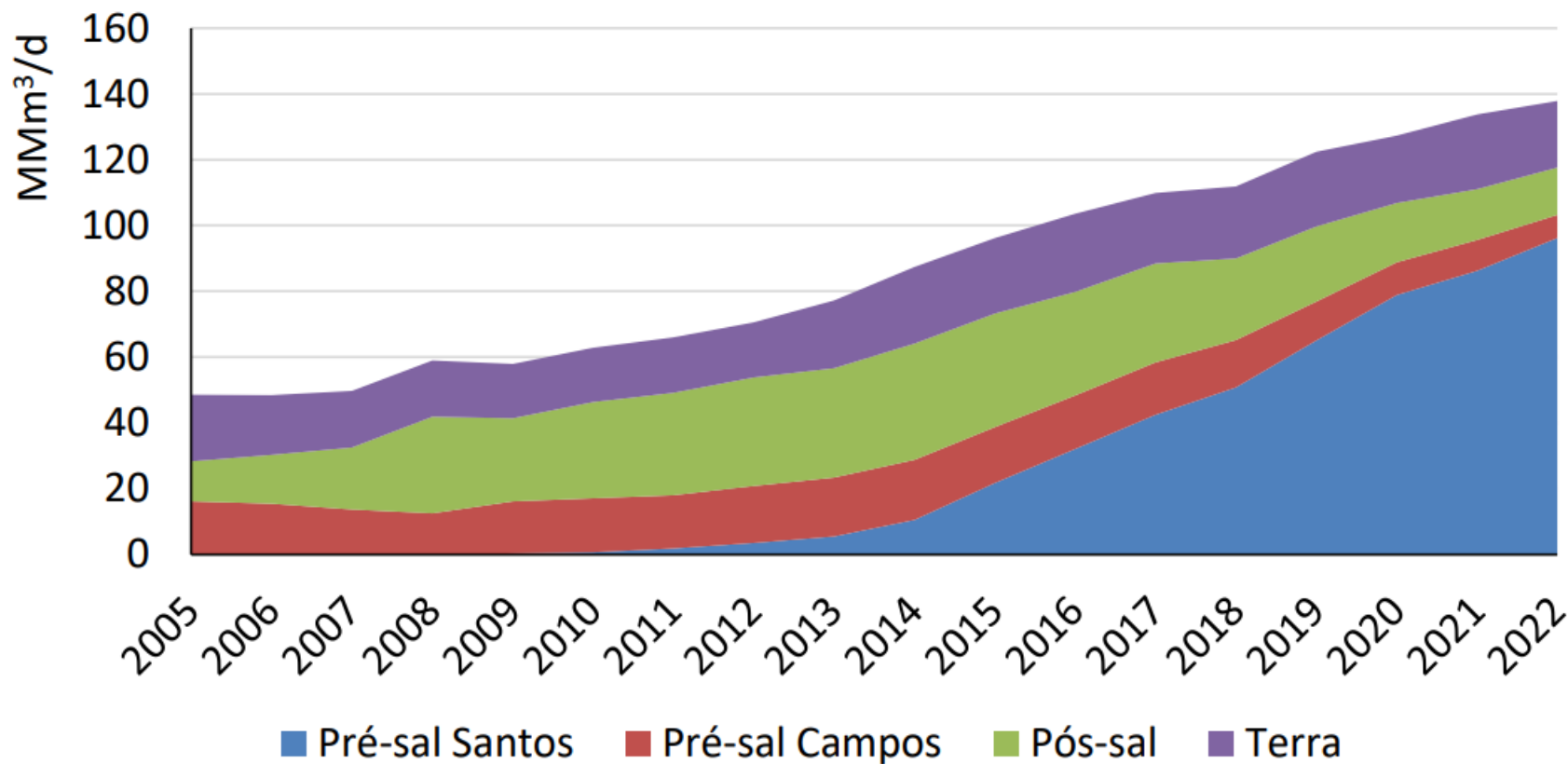
## Existem duas áreas diferentes do Pré-Sal, nas Bacias de Santos e Campos, com importantes diferenças geológicas e de infraestrutura

- Pré-sal da Bacia de Santos:
  - Mega campos com poços de altíssima produtividade
  - As descobertas estão em águas ultra profundas, longe da costa, e não há campos de Pós-sal próximos ou gasodutos offshore pré-existentes.
- Pré-sal da Bacia de Campos:
  - As descobertas estão sob os campos do Pós-sal
  - Pré-existência de gasodutos marítimos, que estão inativos devido à diminuição da produção dos campos do Pós-sal



## A produção crescente no Pré-sal na Bacia de Santos mais do que compensa a queda na produção de gás no Pós-sal e no Pré-sal na Bacia de Campos

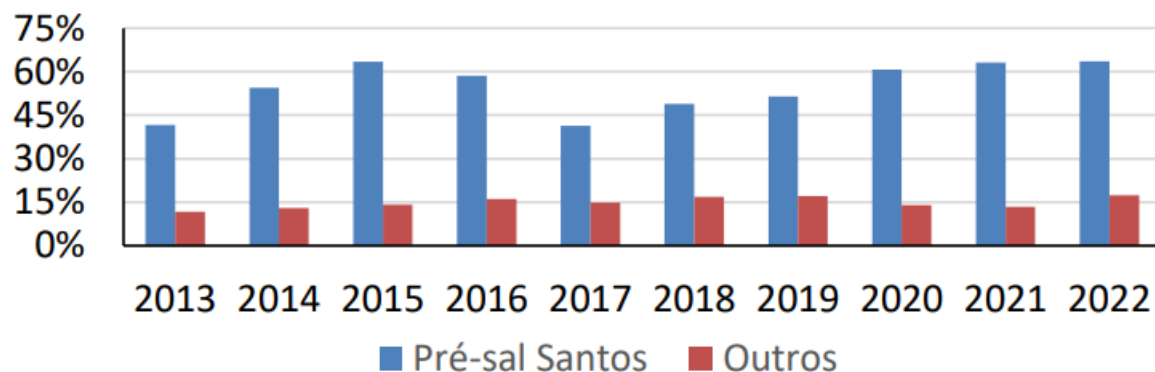
Produção Bruta de gás natural na Brasil por ambiente de produção



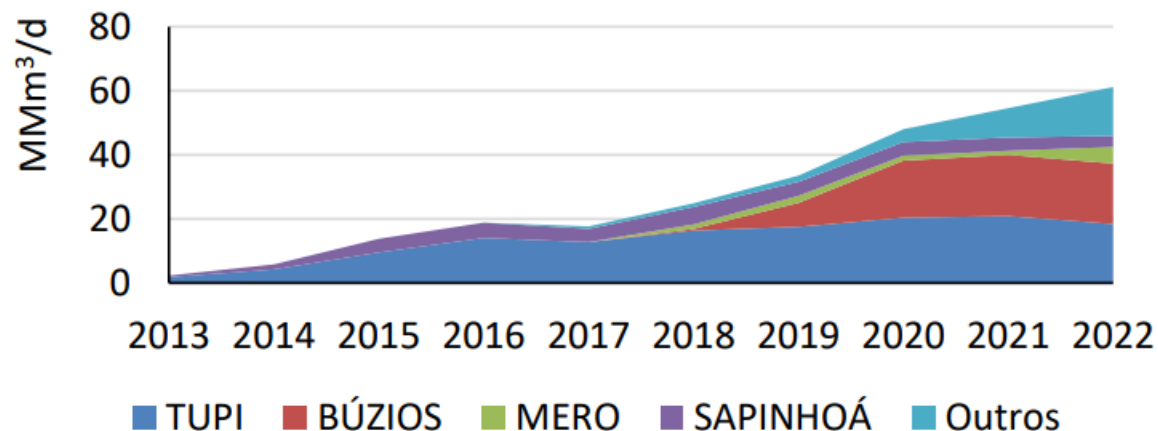
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

# Em 2022 , cerca de 60% da produção de gás do Pré-sal de Santos foi reinjetada, tendo como principal objetivo a recuperação secundária de óleo

## Percentual de reinjeção de gás no Pré-sal de Santos



## Principais campos de reinjeção de gás no Pré-Sal de Santos



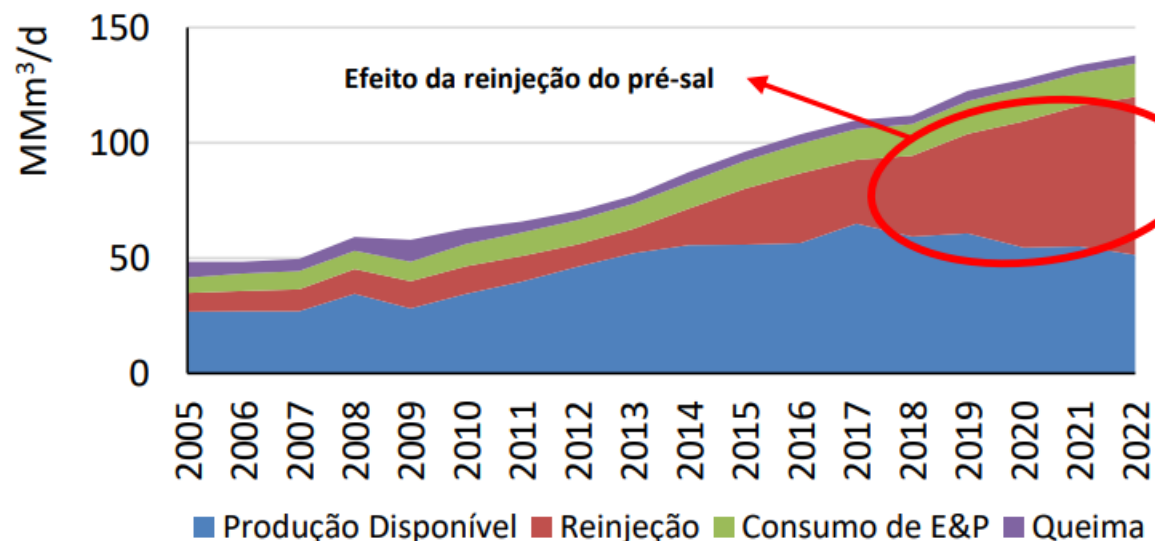
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP

- Entre 2013 e 2022, a reinjeção de gás natural no Pré-Sal de Santos ficou entre 40% e 65%, com taxa média de 55%
  - Desde 2017 existe tendência de aumento no percentual de gás natural reinjetado no Pré-Sal de Santos
  - Um dos principais motivos pra essa tendencia é o atraso da Rota 3
  - Em 2022, reinjeção de gás natural no Pré-Sal de Santos foi de 64%
- Em comparação, entre 2013 e 2022, o percentual médio de reinjeção de gás em outros campos foi de 15%.
- Os três principais campos do Pré-sal que reinjetam gás natural são TUPI, BÚZIOS, MERO e SAPINHOÁ
  - Em 2022, esses 4 campos foram responsáveis por aproximadamente 75% da reinjeção de gás natural no Pré-Sal de Santos
    - Tupi – 30%
    - Búzios – 31%
    - Mero – 8%
    - Sapinhoá – 6%

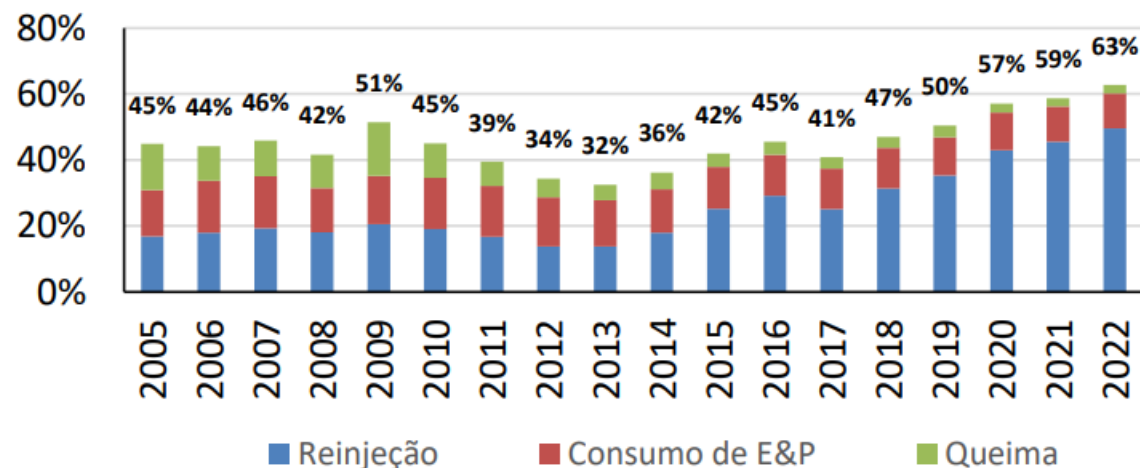
## Produção disponível

- Grande parte da produção brasileira de gás não chega ao mercado devido à queima, reinjeção e consumo nas plataformas
- Nos últimos 10 anos, o percentual da produção bruta que não chega ao mercado vem aumentando
- Em 2022, 62,7% da produção bruta não chegou ao mercado
- A reinjeção (49,6%) é o principal fator para isso, seguida da queima (10,5%) e do consumo nas plataformas (2,5%)
- A reinjeção de gás natural é especialmente alta nos campos de petróleo e gás do pré-sal

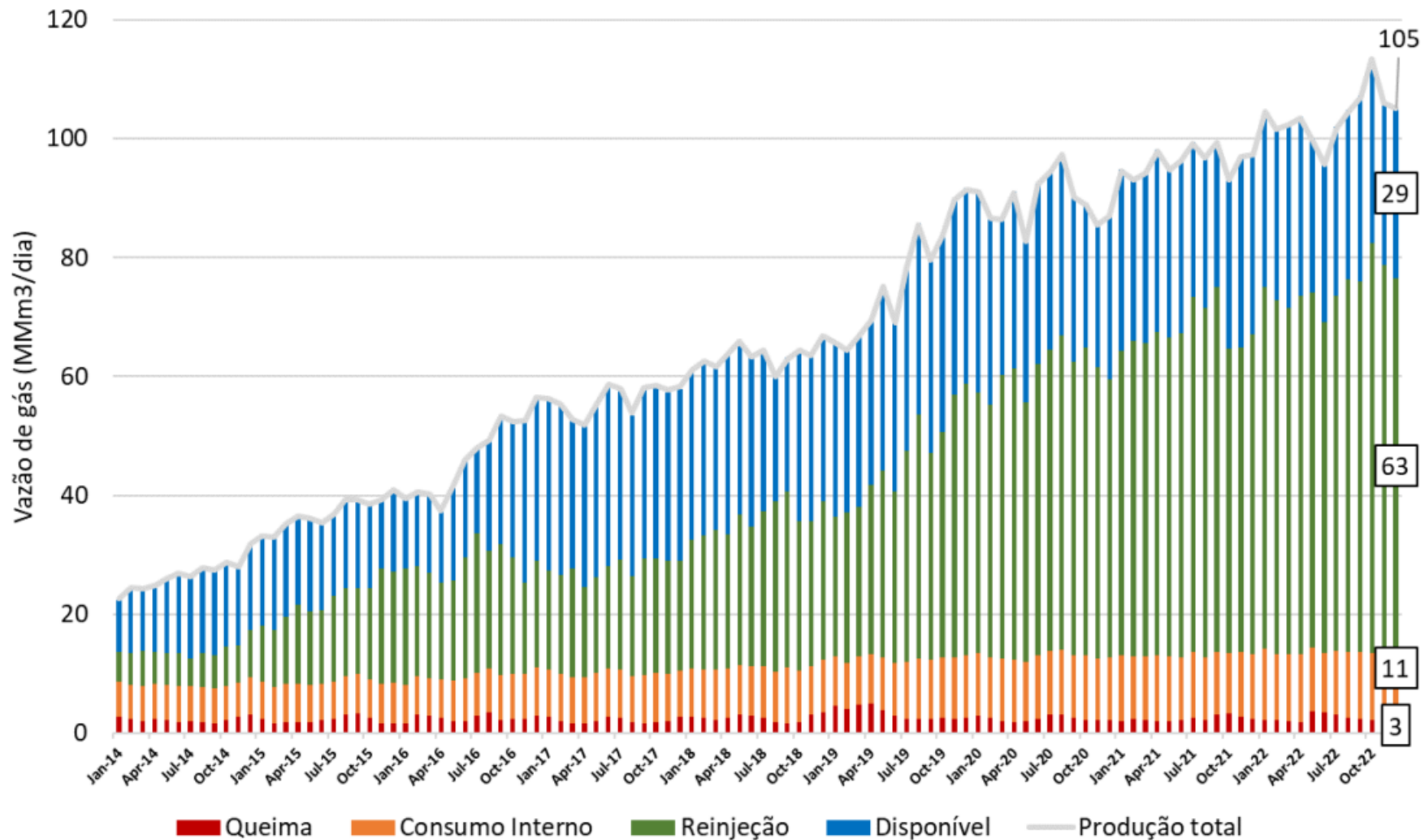
### Produção Bruta de gás natural na Brasil



### Percentual da produção Bruta que não chega ao mercado

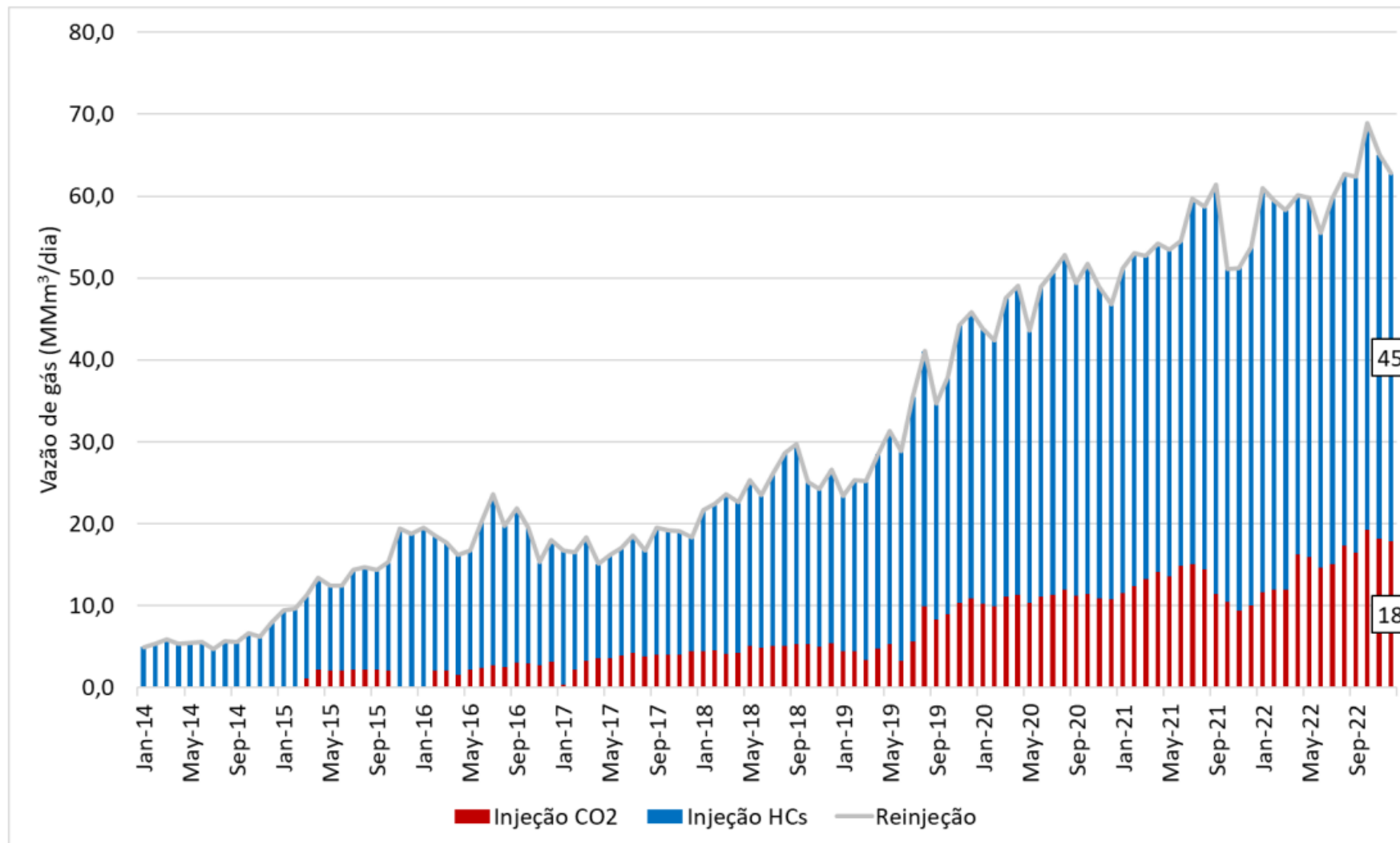


# Repartição da produção de gás do pré-sal por tipo de alocação

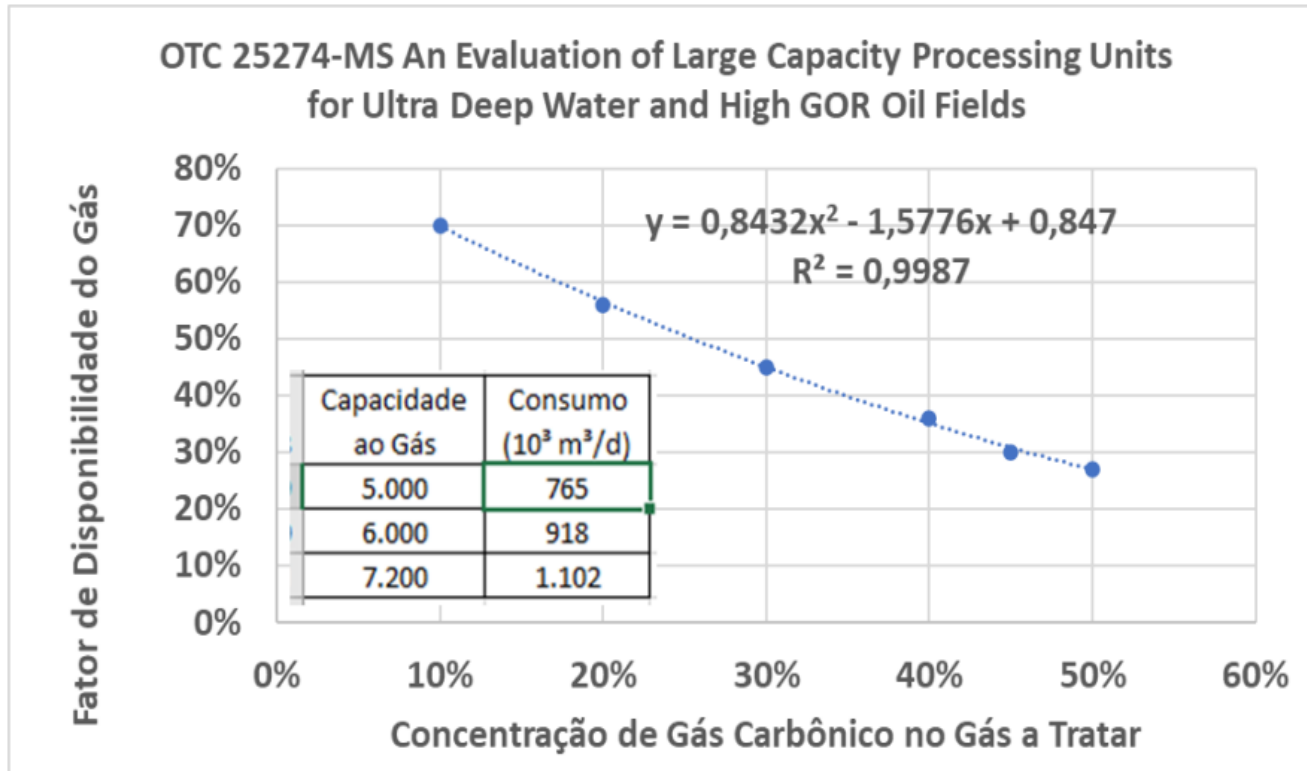


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP

## O CO2 representa cerca de 28% do gás reinjetado no pré-sal



# Metodologia para determinar a reinjeção técnica em função da contaminação do gás por CO2



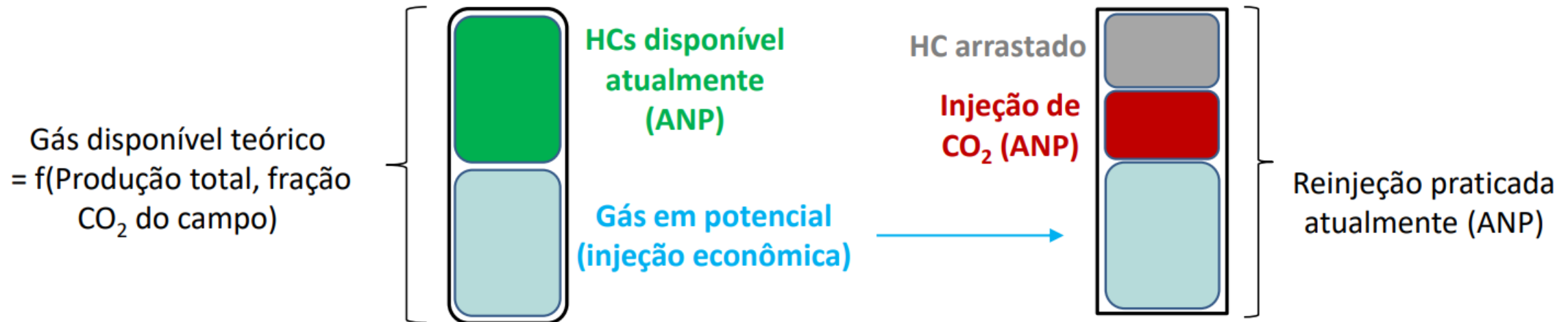
- Pinto *et. al* (2014) estimaram o volume de gás reinjetado considerando-se diferentes níveis de contaminação do gás por CO2.
- O gás escoado deve ter um baixo nível de contaminação de CO2 (max. 6%).
- Parte do gás natural é arrastado junto com o CO2 no processo de separação do CO2
- **Denominamos a reinjeção técnica a reinjeção da mistura de CO2 e gás natural arrastado**
- O consumo de gás para nas plataformas também foi estimado para diferentes níveis de capacidade de produção de gás.

Ref.: Paper OTC-25274-MS - *An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields* – Pinto, A.C.C.; Vaz, C.E.M.; Branco, C.C.M.; and Ribeiro, J. – May 2014

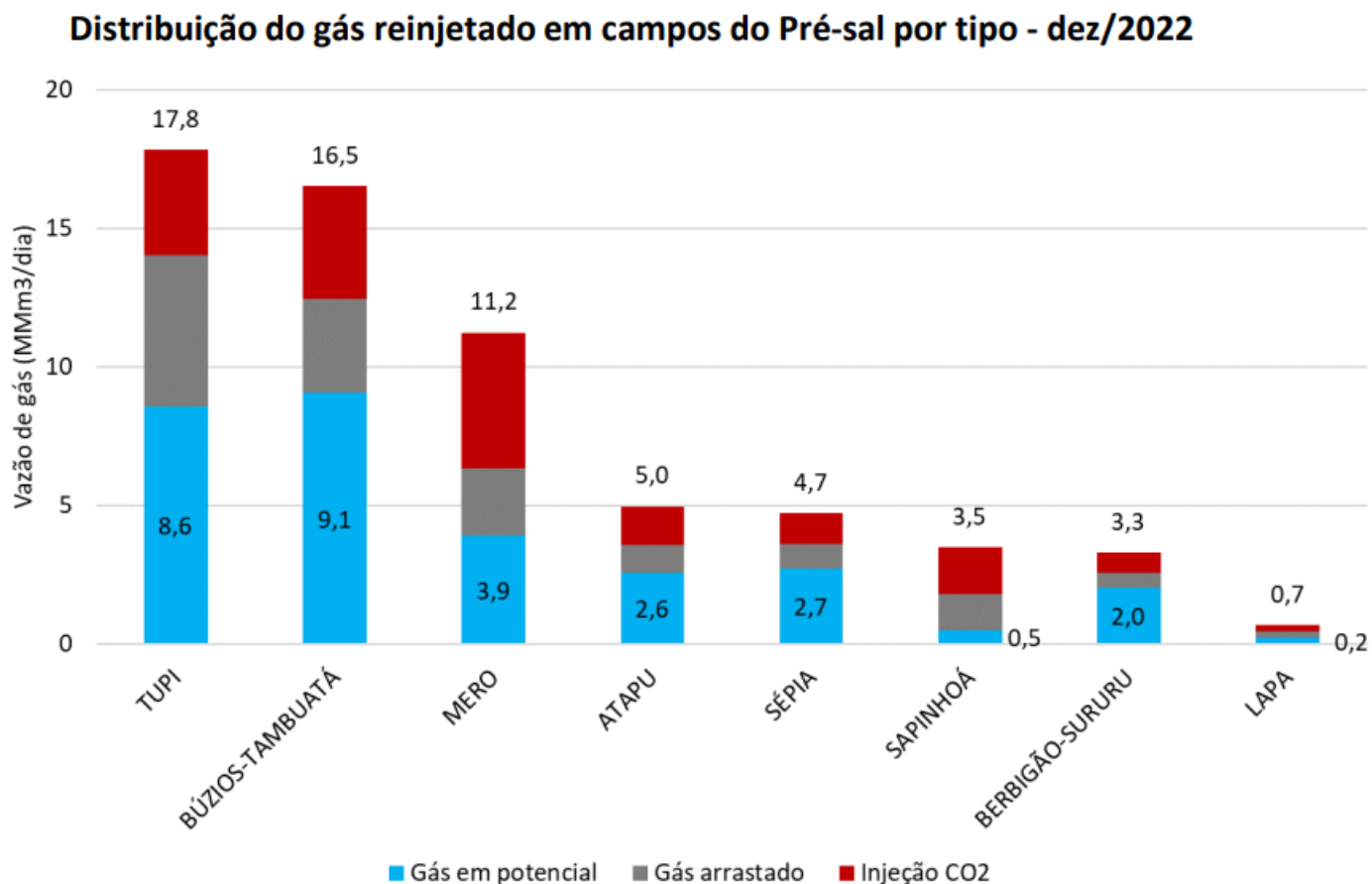


## Metodologia para estimativa do gás de arraste

- A partir da composição do gás disponível praticados atualmente e da injeção de CO<sub>2</sub> reportados pela ANP, foi estimada a fração de CO<sub>2</sub> do gás produzido nos campos do Pré-sal
- Uma vez determinada a fração de CO<sub>2</sub> injetada, utilizou-se a equação apresentada por Pinto et al. (2014) para determinar o volume do gás potencialmente disponível em cada campo (disponível teórico)
- Retirando-se o volume do gás efetivamente disponibilizado em cada campo, foi possível estimar a parcela do gás injetado que tecnicamente poderia ser disponibilizado, mas que é injetado por razões econômicas ou por falta de infraestrutura de escoamento (gás em potencial)
- Finalmente, o gás arrastado foi estimado pela diferença entre o volume de CO<sub>2</sub> e do gás em potencial



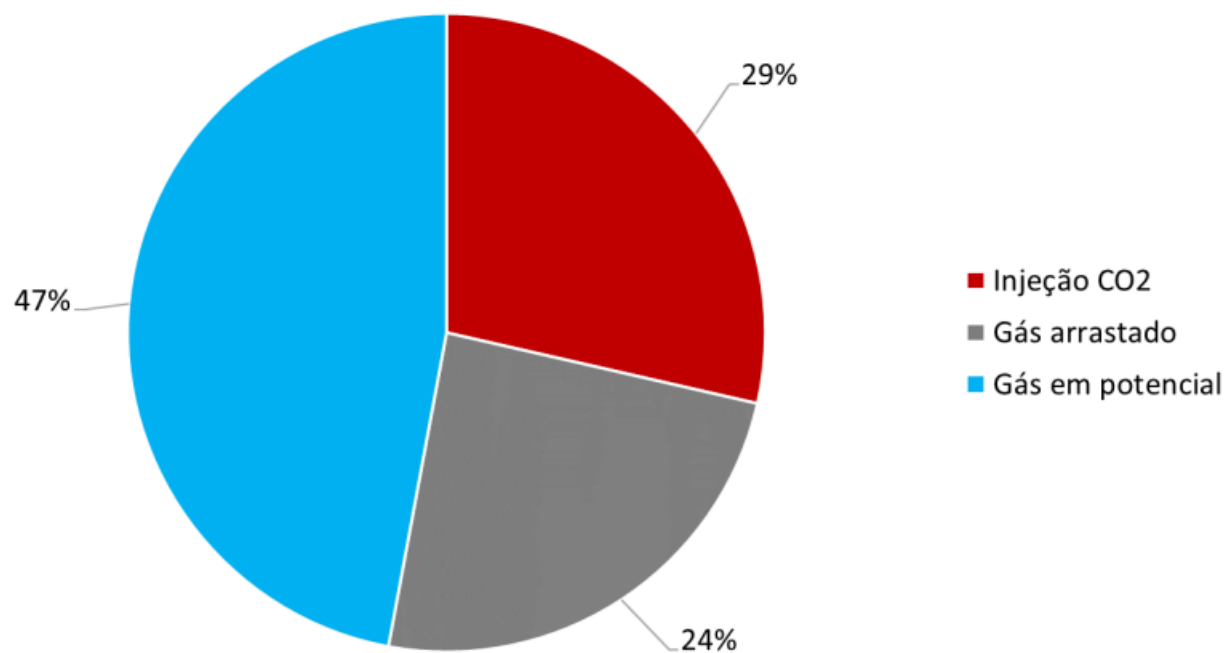
# Estimativa do volume de gás reinjetado por campo que poderia ser escoada se não houvesse restrições de infraestrutura nem uso do gás para recuperação avançada



- O Gás Arrastado se refere à parcela do gás natural que é permeado nas membranas juntamente com o CO2
- Não é possível separar apenas o CO2 com a tecnologia de separação por membranas existente nas plataformas atuais
- O volume do gás em potencial é uma estimativa teórica a partir da premissa de separação de CO2 em todos os campos em produção do Pré-sal
- Atualmente, alguns campos não separam o CO2 e reinjetam todo o gás

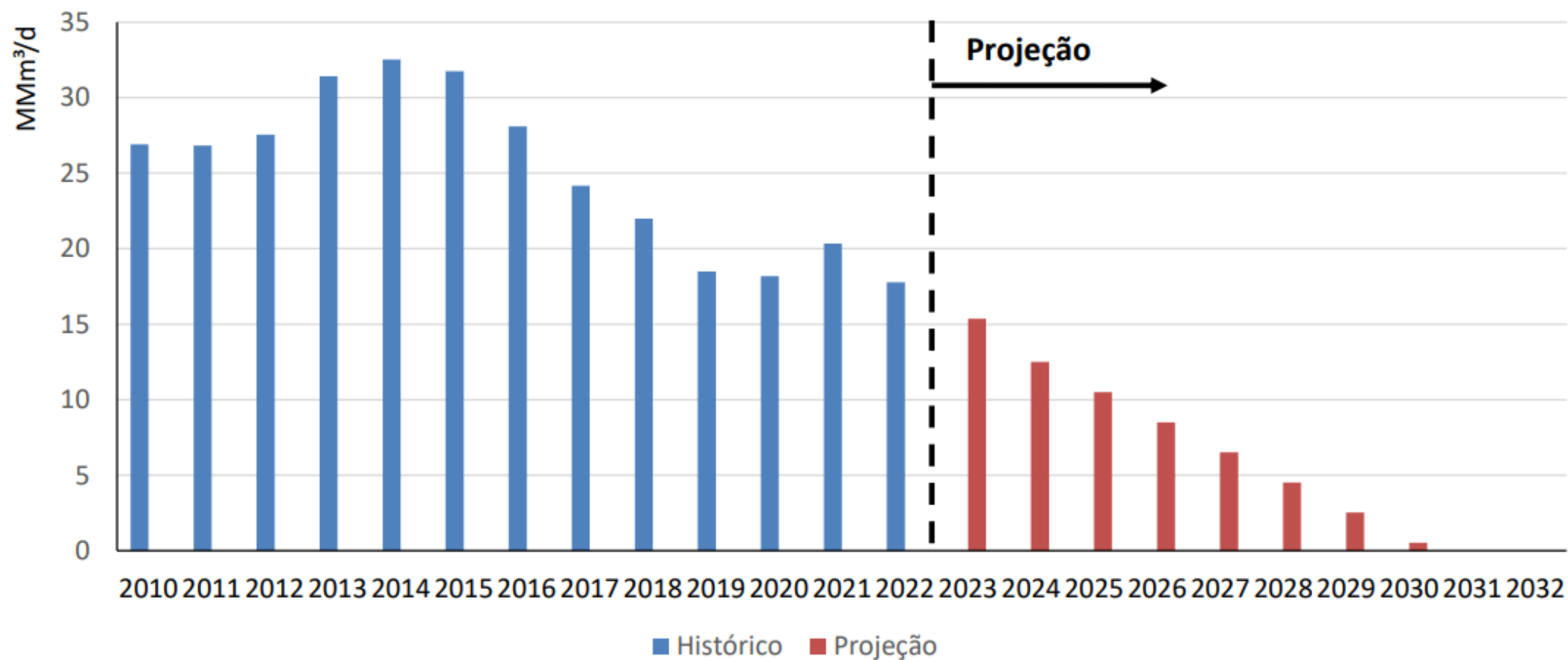
# Estimativa do volume total de gás reinjetado no Préal que poderia ser escoada se não houvesse restrições de infraestrutura nem injeção econômica

Distribuição do gás reinjetado em campos do Pré-sal por tipo - dez/2022



- O volume do gás em potencial é uma estimativa teórica a partir da premissa de separação de CO2 em todos os campos em produção do Pré-sal
- A parcela de gás em potencial é reinjetada atualmente por três razões:
  - Para aumento do fator de recuperação de petróleo (injeção econômica)
  - Falta de capacidade de escoamento (atraso da Rota 3 e problemas na Rota 1)
  - Ausência de capacidade de separação do CO2 em algumas plataformas (ex: Mero)
  - gás

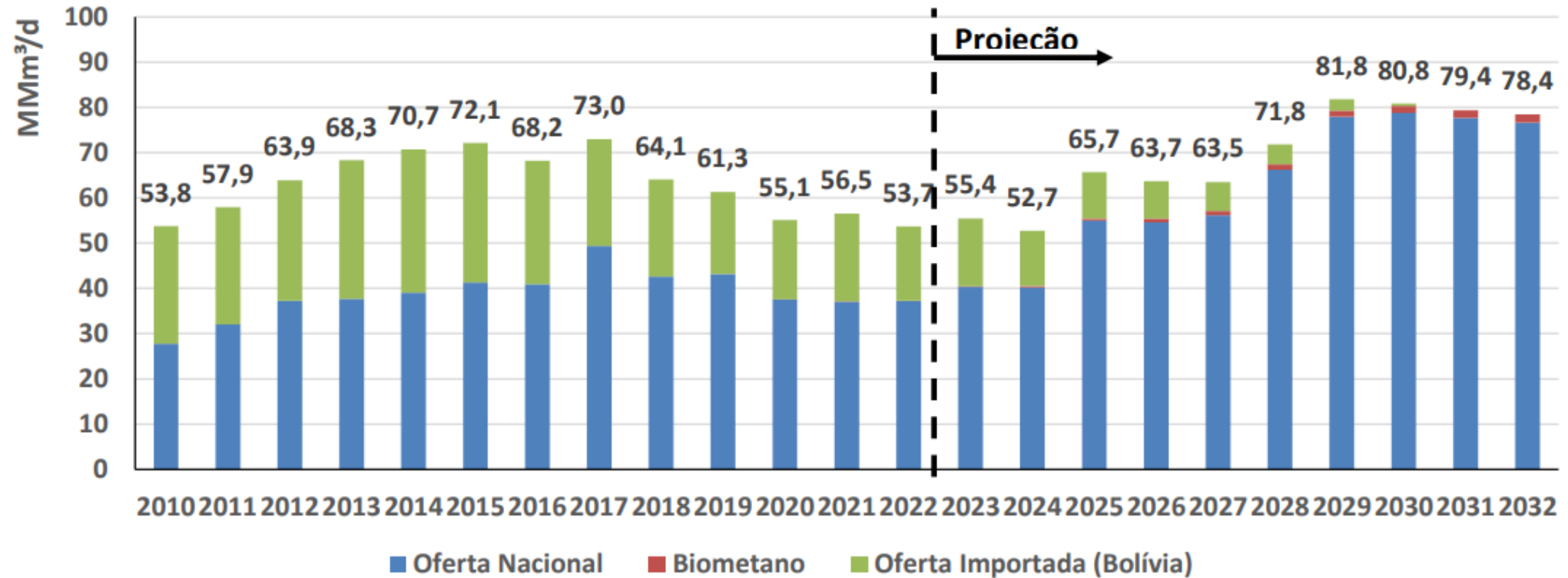
## Projeção da exportação de gás natural da Bolívia com destino ao Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados do MME

# Projeção da oferta firme de gás natural ao mercado (Malha interligada)

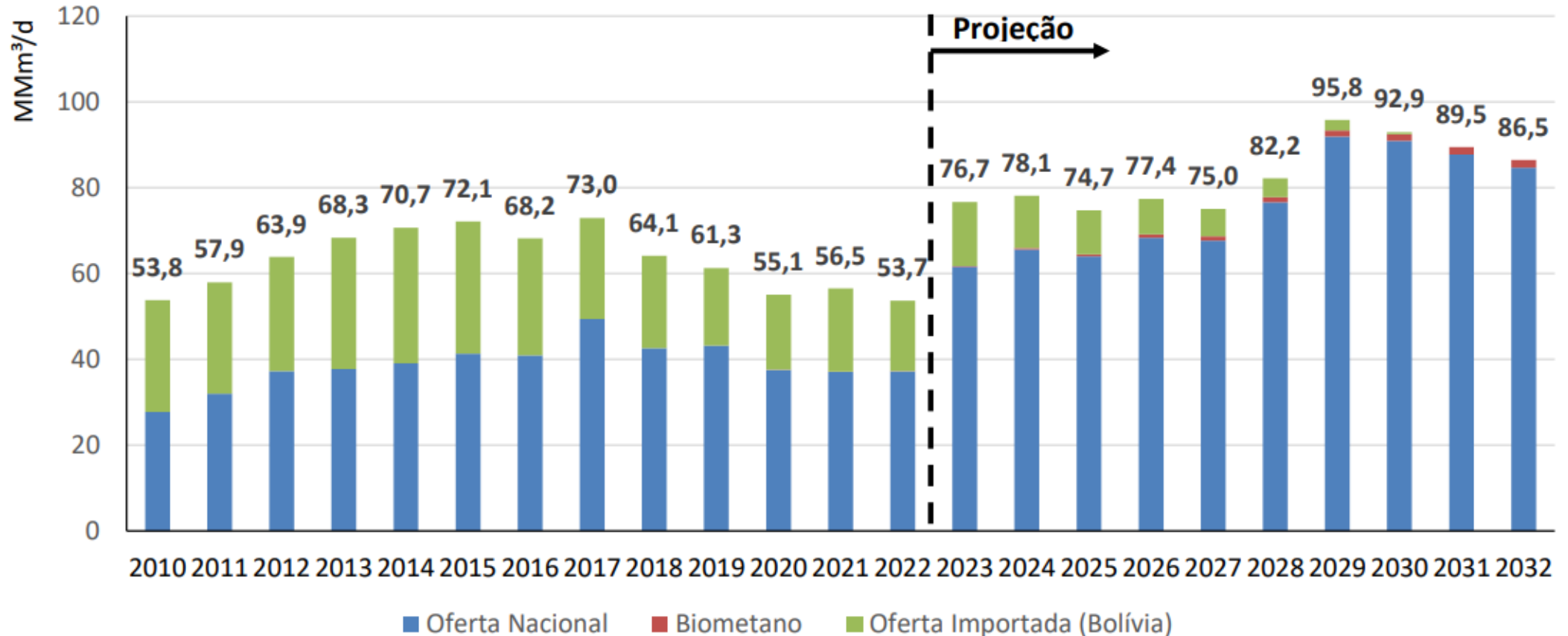
## Cenário de oferta limitada pela infraestrutura de escoamento



Nota: projeção do Pré-sal considera a oferta potencial máxima após a reinjeção técnica em plataformas que podem separar e exportar gás, desconsiderando a reinjeção econômica visando o aumento do fator de recuperação de petróleo.

# Projeção da oferta firme de gás natural ao mercado (Malha interligada)

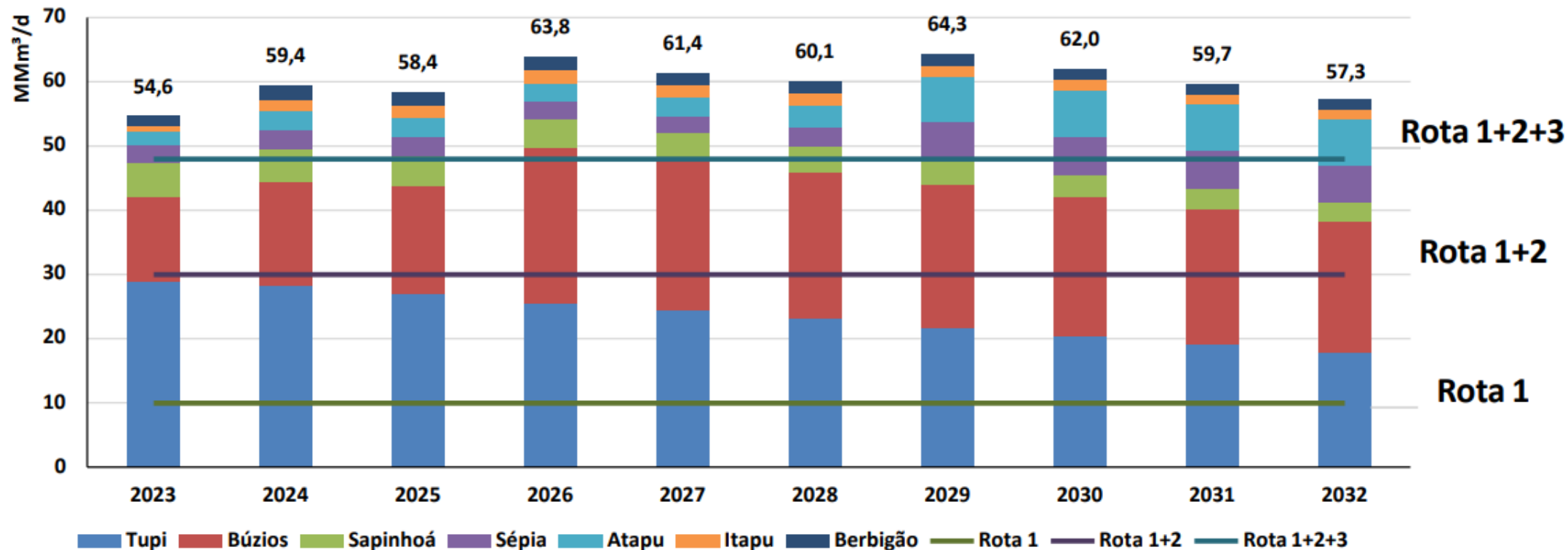
Oferta potencial máxima considerando plataformas que podem separar e “exportar” gás



Fonte: Elaboração IEPUC com dados do MME e ANP



## Oferta potencial máxima após a reinjeção técnica em plataformas que podem separar e “exportar” gás no Pré-sal

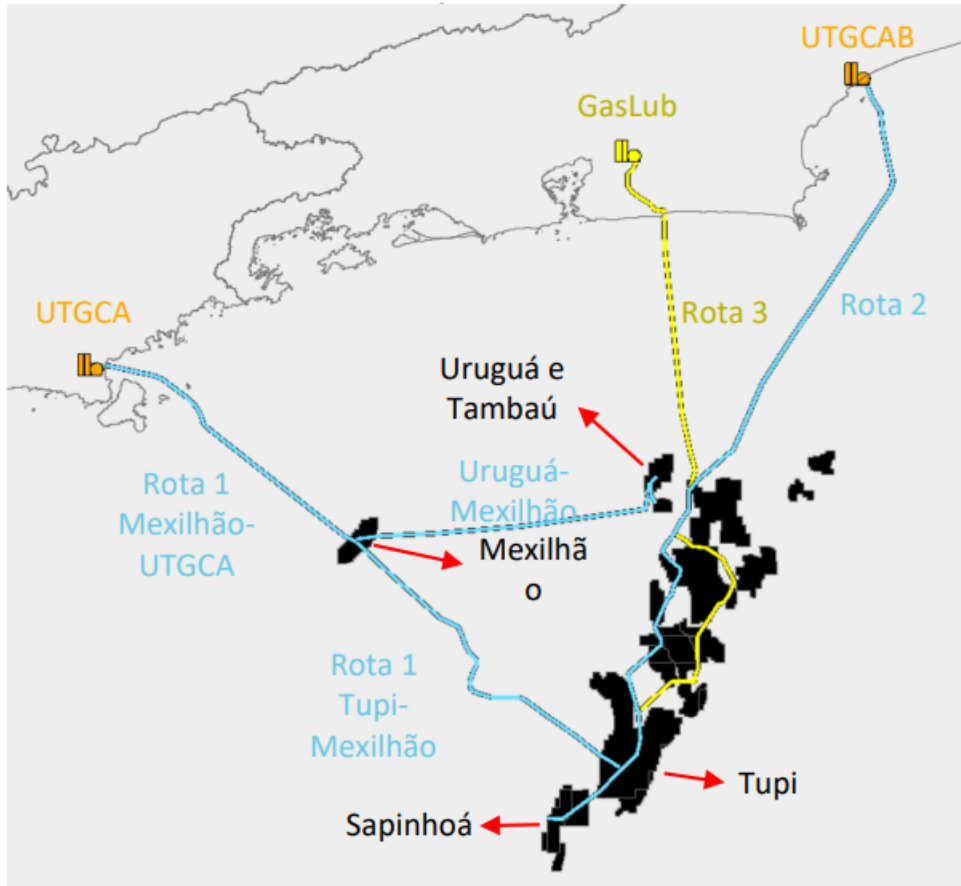


Fonte: Elaboração IEPUC com dados da ANP, EPE e Petrobras

Nota: trata-se de uma estimativa teórica do volume máximo de gás que pode ser ofertado após a reinjeção técnica. Esta estimativa desconsidera as restrições da infraestrutura de escoamento e a reinjeção econômica visando o aumento do fator de recuperação de petróleo.

# O gás escoado para a UPGN de Caraguatatuba provém de Mexilhão, Uruguá, Tambaú e campos do Pré-sal de Santos (Tupi e Sapinhoá)

Infraestrutura de escoamento de gás do Pré-sal de



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE

Capacidades de escoamento e processamento do gás do Pré-sal de Santos

Gasoduto	Capacidade de escoamento (MMm <sup>3</sup> /d)
Rota 1 (Mexilhão-UTGCA)	20
Rota 1 (Tupi-Mexilhão)	10
Uruguá-Mexilhão*	10
Rota 2	20
Rota 3	18

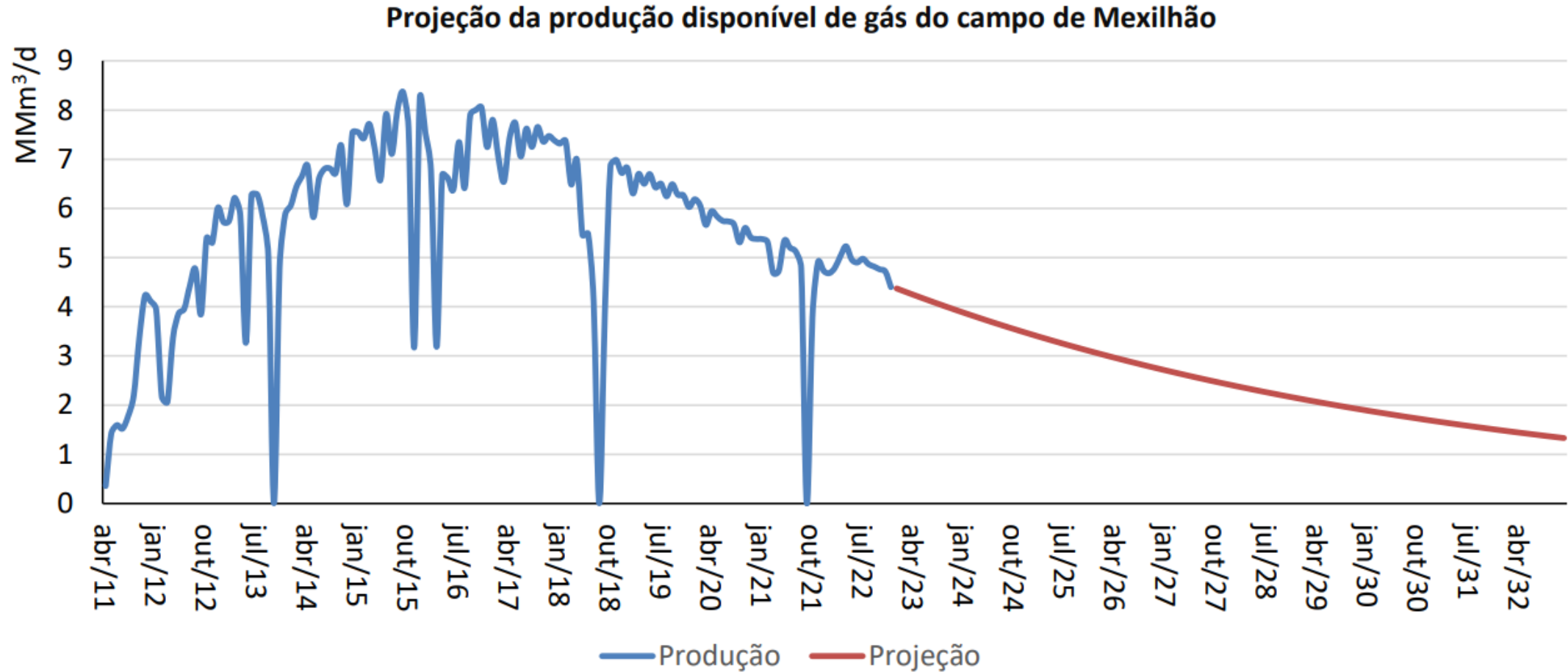
UPGN	Capacidade de Processamento (MMm <sup>3</sup> /d)
Caraguatatuba (UTGCA)	20
Cabiúnas (UTGCAB)	25,16
GasLub (COMPERJ)	21

\*Estimado pela capacidade de produção da FPSO Cidade de Santos

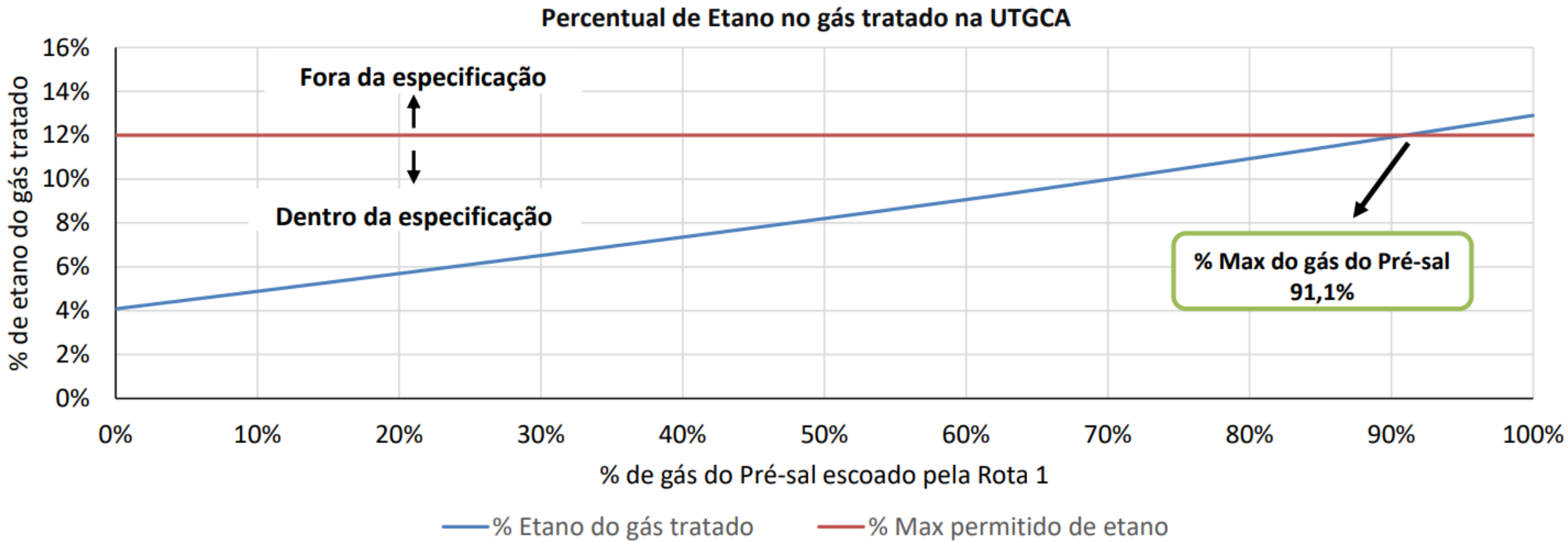
Fonte: Elaboração própria com dados da EPE e ANP



# Projeção da produção disponível de gás de Mexilhão

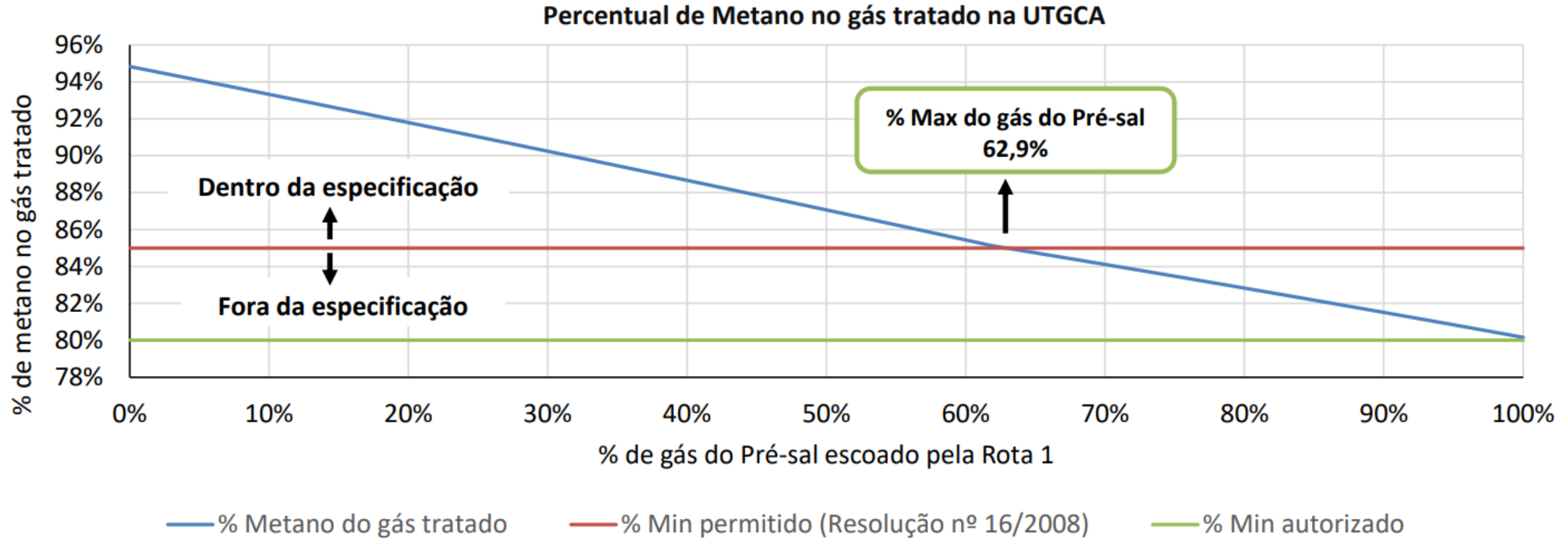


# A impossibilidade de separar o etano na UTGCA faz com que o gás processado não cumpra a especificação de teor máximo de 12% etano para proporções de gás do Pré-sal maiores do que 91,1%



Portanto, embora a Autorização ANP nº 836/2020 tenha solucionado o problema de teor de metano, a impossibilidade de separar o etano na UTGCA impede o recebimento de gás exclusivamente do Pré-Sal

# A impossibilidade de separar o Etano na UTGCA impede a concentração de Metano, fazendo com que o gás processado não cumpra a especificação de teor mínimo de 85% metano para proporções de gás do Pré-sal maiores do que 62,9%



A Autorização ANP nº 836/2020 (teor máximo de metano de 80%) possibilita que o gás tratado na UTGCA cumpra a especificação de metano com o recebimento de gás exclusivamente do Pré-Sal

## O que pode ser feito?

**Investimentos para conectar gás do Présal ao gasoduto Uruguá-Mexilhão**



**Manutenção da capacidade da Rota 1 em 20 MMm<sup>3</sup>/d a despeito do declínio de Mexilhão**

**Injeção temporária de gás na rede de transporte fora da especificação**



**Menor teor de metano  
Maior teor de etano**

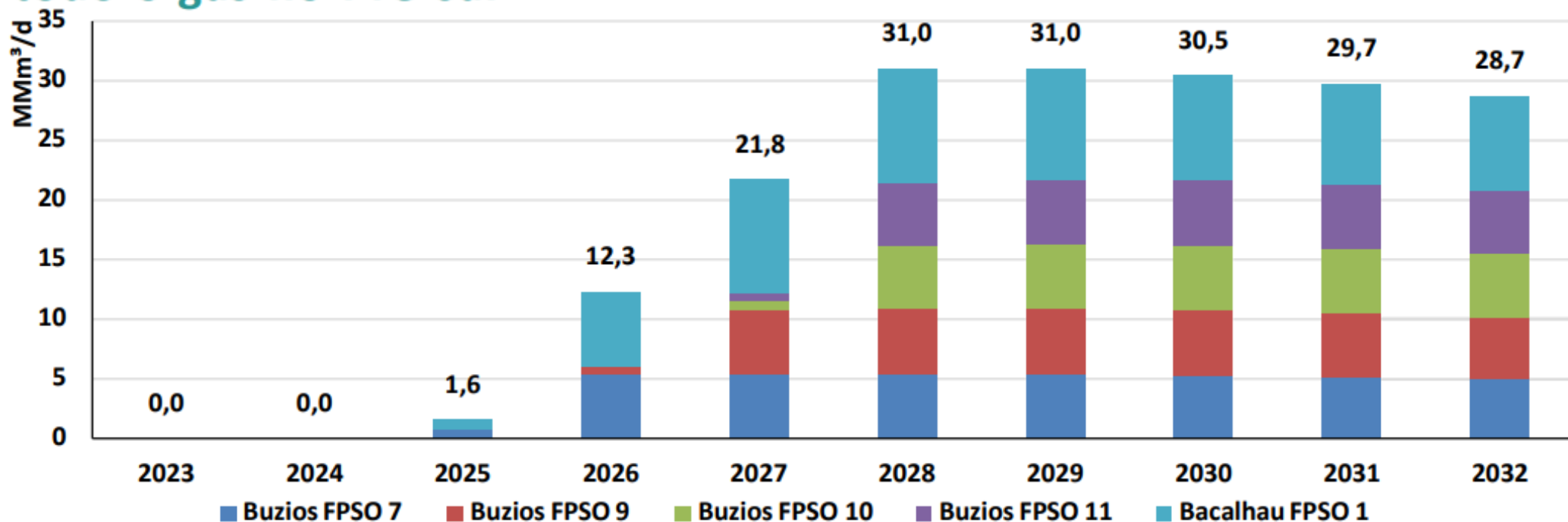
**Investimentos na UPGN em Caraguatatuba para atender especificação atual**



**Separação do Etano**

- Turbo expansão
- Absorção Refrigerada

## Oferta potencial máxima em plataformas planejadas para reinjetar todo o gás no Pré-sal

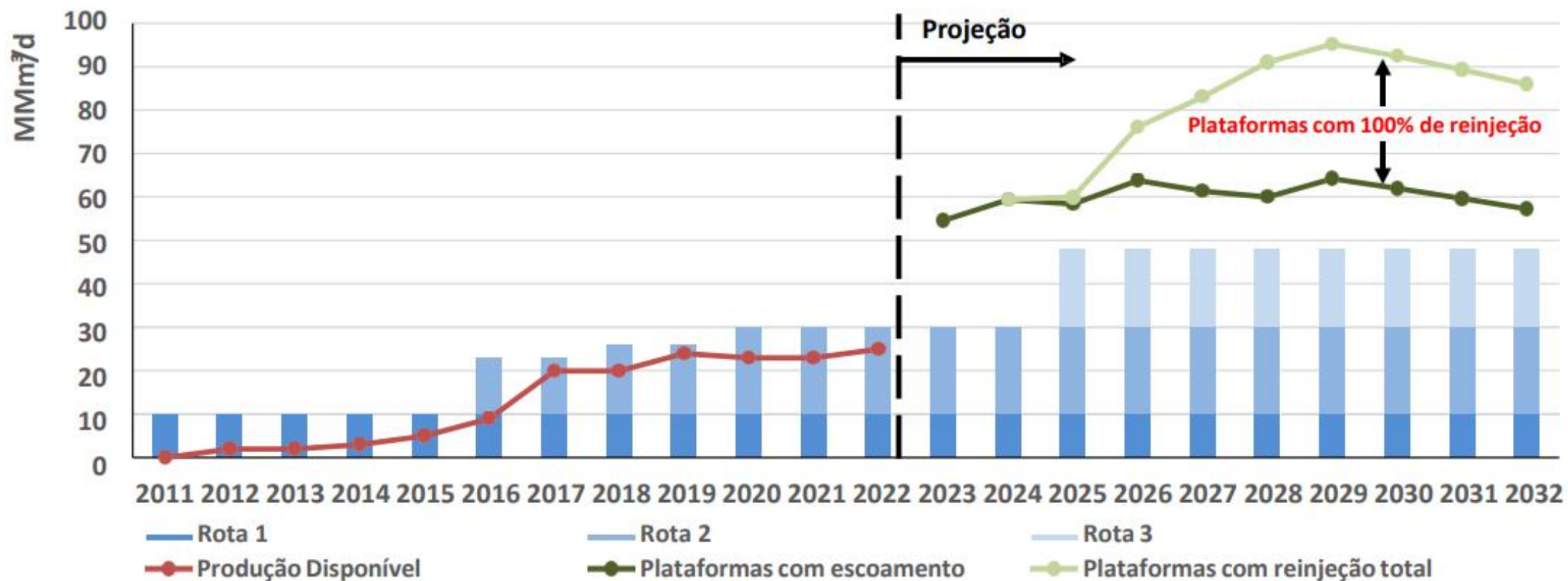


Fonte: Elaboração IEPUC com dados da ANP, EPE e Petrobras

Nota:

1. A oferta potencial máxima é uma estimativa teórica do volume máximo de gás que pode ser ofertado após a reinjeção técnica. Esta estimativa desconsidera os seguintes fatores: restrições de infraestrutura de escoamento, de separação de CO<sub>2</sub> e reinjeção econômica visando o aumento do fator de recuperação de petróleo.
2. As plataformas de Búzios e a de Bacalhau já foram contratadas e encontram-se na fase de EPC. Cabe destacar que qualquer revisão de projeto para permitir o escoamento de gás irá impactar o cronograma, o custo, e a capacidades de produção de petróleo das FPSOs.
3. As plataformas de Mero não foram consideradas em função do elevado teor de CO<sub>2</sub> (45%) e baixo volume de gás potencialmente ofertado após a reinjeção técnica. Além disso, está em pleno desenvolvimento o projeto de separação submarina em que o fluido contendo alto teor de CO<sub>2</sub> será reinjetado a partir do fundo do mar.

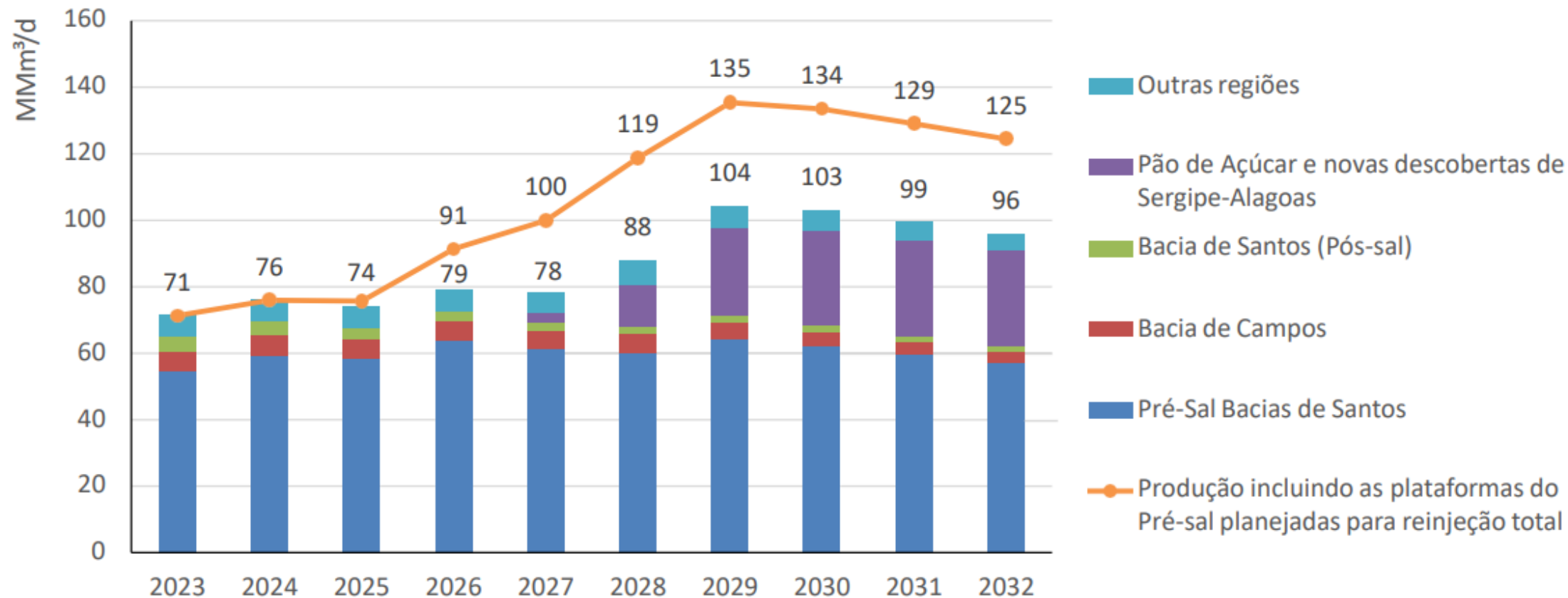
# Oferta potencial máxima e capacidade de escoamento de gás no Pré-sal



Fonte: Elaboração IEPUC com dados da ANP, EPE e Petrobras

**Nota:** A oferta potencial máxima é uma estimativa teórica do volume máximo de gás que pode ser ofertado após a reinjeção técnica. Esta estimativa desconsidera os seguintes fatores: restrições da infraestrutura de escoamento, de separação de CO2 reinjeção econômica visando o aumento do fator de recuperação de petróleo.

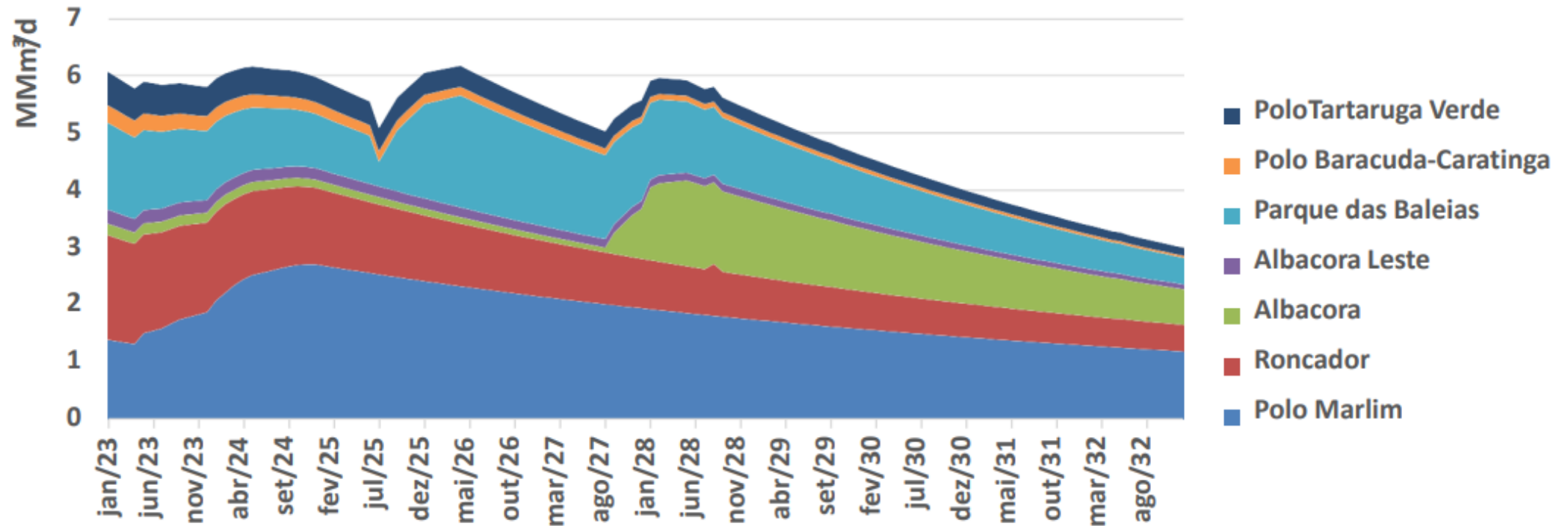
## Estimativa da oferta potencial máxima de gás doméstico para a malha interligada (gás rico)



Fonte: Elaboração IEPUC

**Nota: A projeção do Pré-sal no gráfico de barras considera a oferta potencial máxima após a reinjeção técnica em plataformas que podem separar e exportar gás. Esta estimativa desconsidera as restrições da infraestrutura de escoamento e a reinjeção econômica visando o aumento do fator de recuperação de petróleo.**

## Projeção da produção disponível de gás no pós-sal de Campos (Grupo A.2)

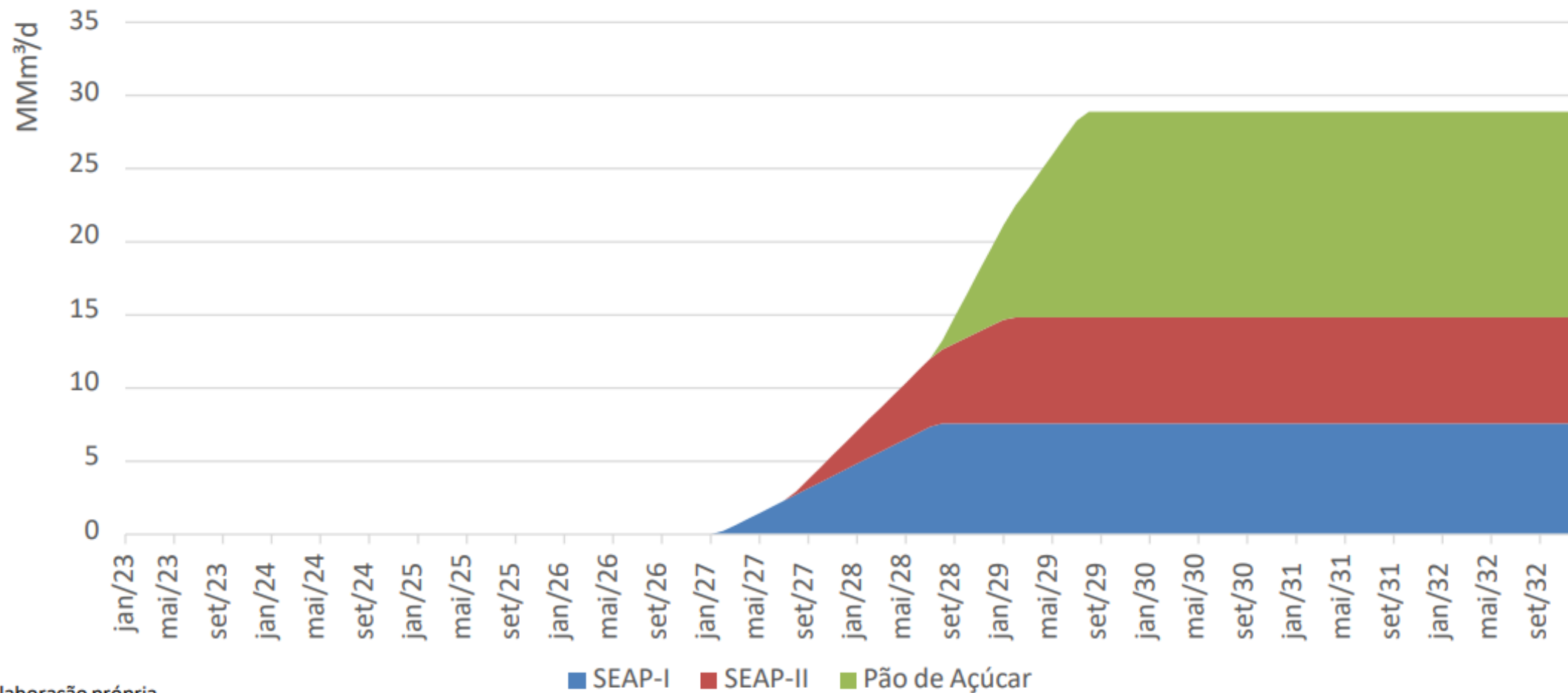


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, EPE e Petrobras

- A projeção da produção de gás disponível na Bacia de Campos, considerando os campos acima citados, alguns com revitalização já divulgadas pela Petrobras, pode atingir um pico de 6 MM m<sup>3</sup>/d e depois declinante.
- O Cluster Marlim está com revitalização em andamento com 2 novos FPSOs. Produção de gás disponível é declinante depois de um pico de 2.710 Mm<sup>3</sup>/d em 2025 para 1.190 Mm<sup>3</sup>/d em 2032

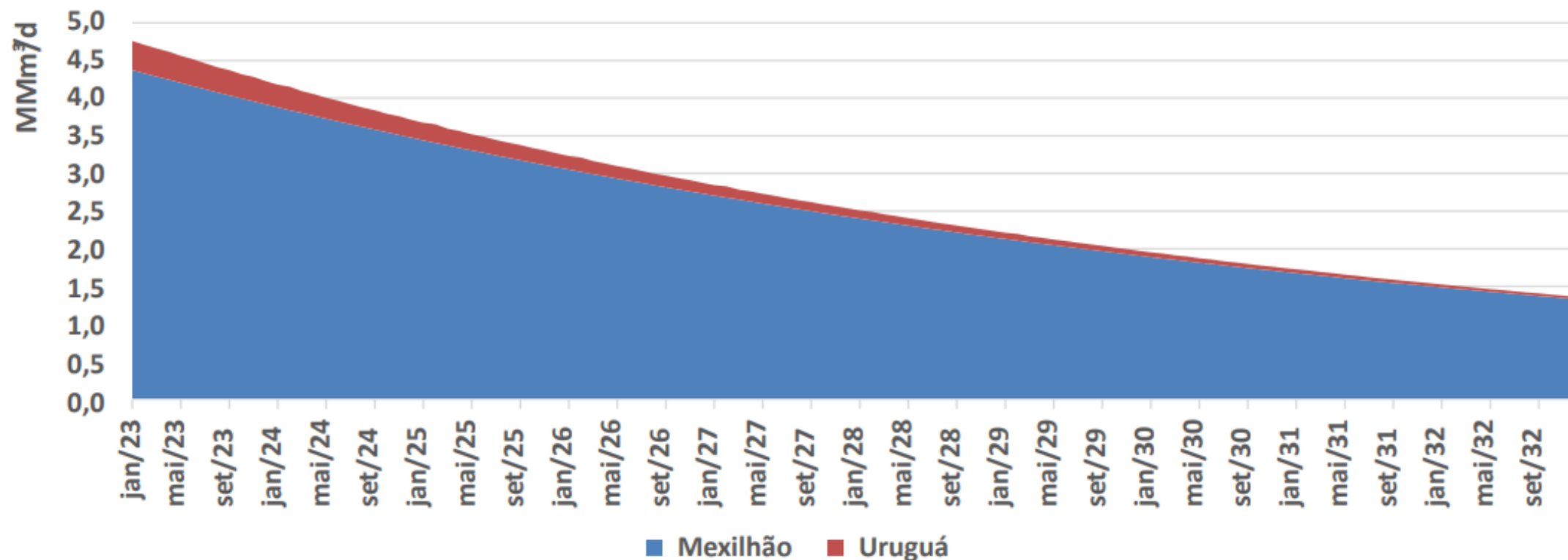


## Projeção da Produção Disponível de Gás nos campos a serem desenvolvidos – Grupo B



Fonte: Elaboração própria

## Projeção da produção disponível de gás no pós-sal de Santos (Grupo A.3)

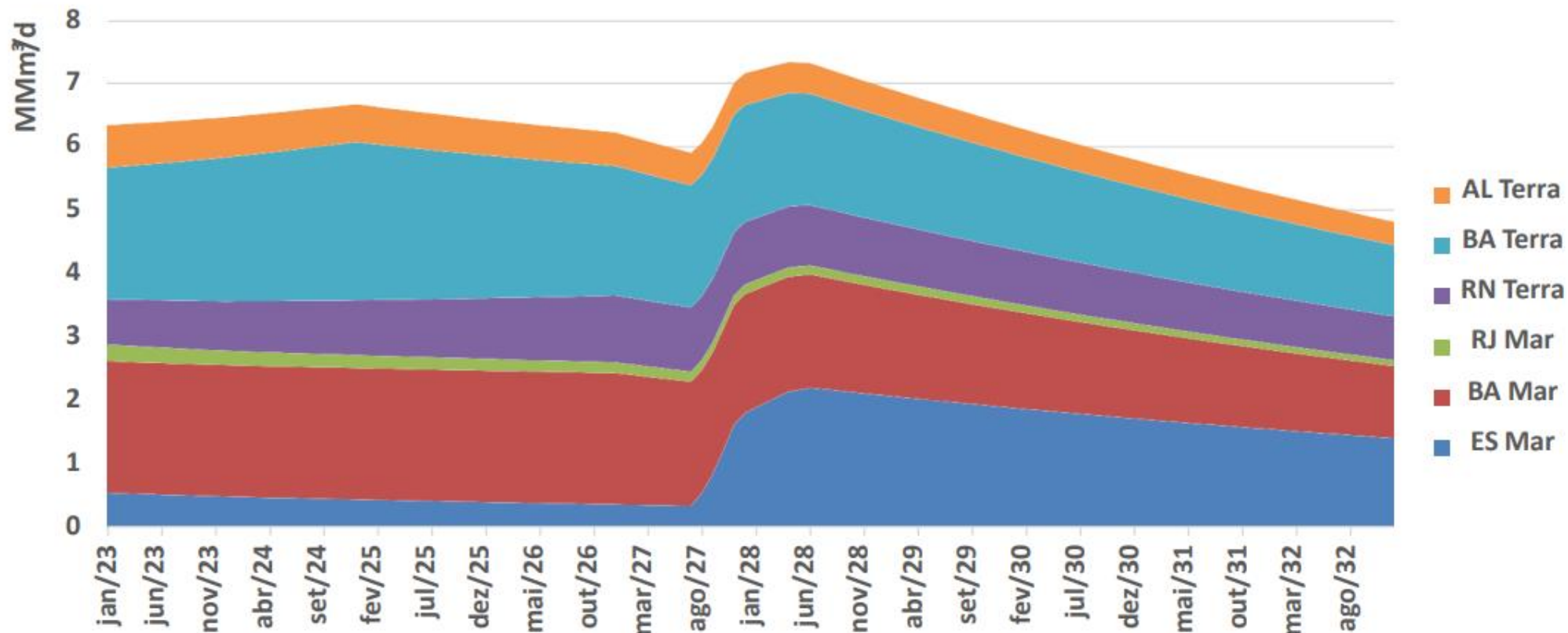


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP, EPE e Petrobras

- Fator médio de Disponibilidade de gás de 99% para Mexilhão e 70% para Uruguá
- A projeção da produção de gás disponível na Bacia de Santos dos campos do pós-sal se concentra no campo de Mexilhão.
- Os demais campos (Uruguá, Tambaú, Lagosta, Merluza, Baúna), alguns atualmente fechados, mostram uma produção de gás disponível muito pequena e irrelevante



## Projeção da produção disponível de gás em terra e offshore BA, ES e outros RJ (Grupo C)



Fonte: Elaboração própria

Nota: As produções dos estados do Amazonas e Maranhão não foram consideradas, uma vez que o enfoque é na malha interligada de gás natural



# Obrigado!



**Líder da Coalizão**