



**Tema 4 - Petróleo e Gás**  
**Painel 3 - Lei do Gás:**  
**Oportunidades para Novos**  
**Agentes**

**Apresentado em 16/agosto/2011**

## Energia

**Josette Goulart**  
De São Paulo

O próprio secretário executivo do Ministério de Minas e Energia, Márcio Zimmermann, diz que há uma expectativa sobre a competitividade das térmicas da MPX, que podem usar contratos de gás do próprio grupo, que tem poços de exploração do combustível no Maranhão. "E será um gás que não terá custo de transporte", disse o secretário em evento realizado em São Paulo nesta semana.

## Térmica da Petrobras é menos competitiva, diz Graça Foster

### Gás natural

Cláudia Schiffrer e Rafael Rosas  
Do Rio

Acusada pela concorrência de suprir gás em condições privilegiadas para sua própria térmica no próximo leilão de energia, a diretora de Gás e Energia da Petrobras, Graça Foster, disse que as condições estabelecidas para o suprimento da térmica de Seropédica, que foi habilitada para o leilão de curto prazo (A-3), são mais arris-

casadas em Seropédica (RJ) será mais competitiva que as outras. Graça Foster discorda e diz que ocorre justamente o contrário.

"Perco valor quando tenho térmica inflexível. Não considero isso como falha do ponto de vista regulatório que tenha potencial de prejudicar o concorrente. Eu perco, no meu conjunto, se tenho térmica inflexível, e não é por ser autoprodutor", disse Graça. "Qualquer inflexibilidade piora meu parque gerador", continuou, complementando que precisou "se aplicar" na Petrobras por ter

que a térmica da Petrobras terá um Índice de Custo Benefício (ICB) menor que os concorrentes que compraram gás dela.

"Com esse preço a Petrobras só vai competir com a usina da MPX, no Maranhão, que vai ter gás próprio fornecido pela OGX. Será uma competição entre dois produtores de gás", antecipa Tavares.

Graça Foster, que já ocupou o cargo de secretária de Petróleo e Gás do Ministério de Minas e Energia (MME) quando a presidente Dilma Rousseff era ministra, também criticou abertamente a deci-

## Petrobras vê oferta de gás menor que a demanda em 2020

Fonte: O Globo Online. Postado em 25.07.2011, 05:07 pm

A Petrobras enxerga uma diferença entre a oferta e a demanda projetadas para o gás natural no país em 2020. De acordo com o Plano Estratégico Petrobras 2020, a oferta atual de gás, contando a produção brasileira, a capacidade dos terminais de regaseificação e o gás vindo da Bolívia é de 106 milhões de metros cúbicos por dia e saltará para 149 milhões de metros cúbicos diários em 2015 e 173 milhões de metros cúbicos por dia em 2020. A demanda, puxada principalmente pelas termelétricas e a pela própria Petrobras para refino e produção de fertilizantes, saltará de 96 milhões de metros cúbicos por dia em 2011 para 151 milhões de metros cúbicos por dia em 2015, e 200 milhões de metros cúbicos diários em 2020.

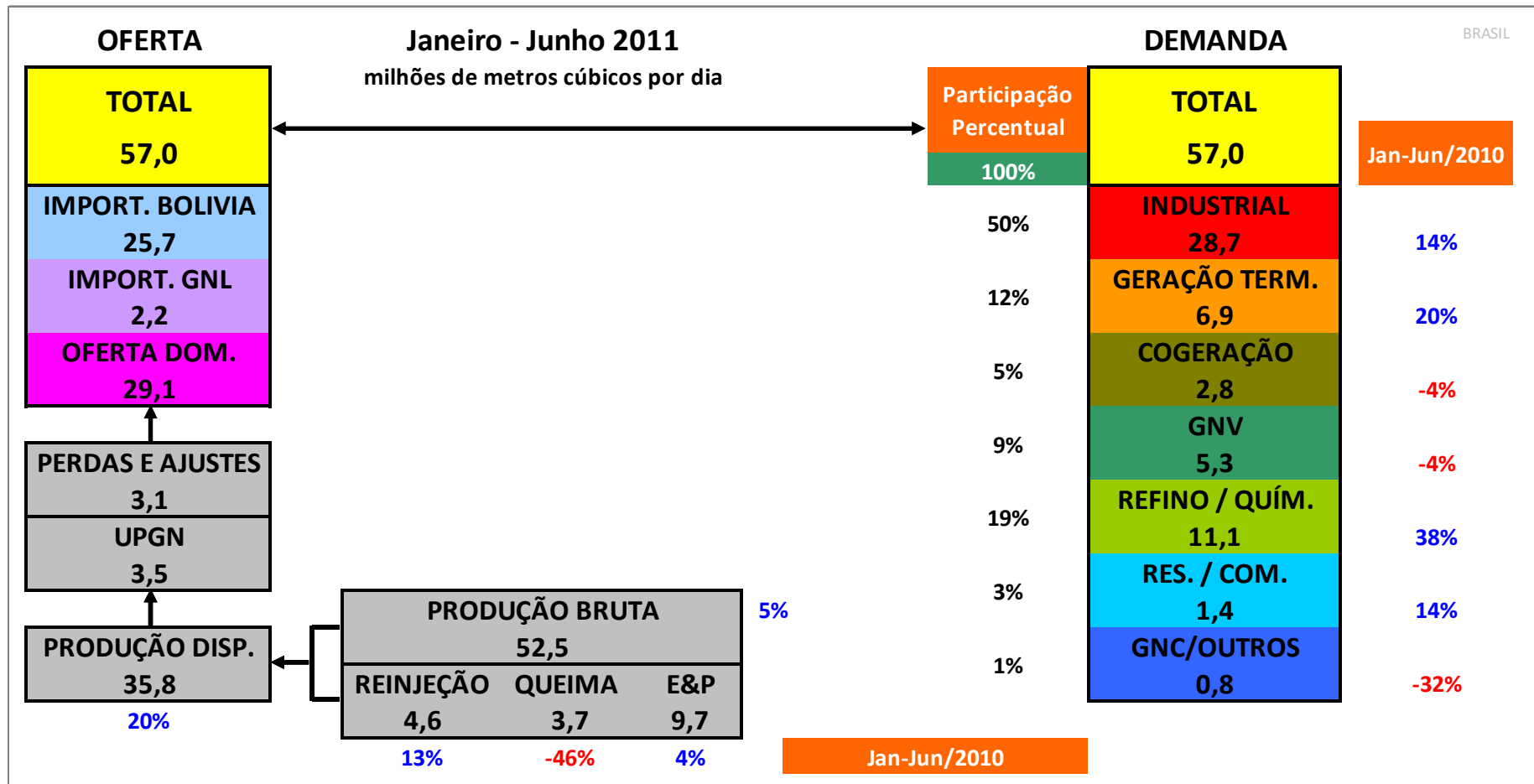
"Temos diferença, mas temos tempo suficiente para tomar decisões no momento adequado para suprir a demanda", afirmou o presidente da companhia, José Sergio Gabrielli, garantindo que a empresa tomará as medidas necessárias para evitar que a diferença prevista se confirme em 2020. A oferta de gás natural nacional para o mercado brasileiro deverá saltar, segundo a projeção da empresa, de 55 milhões de metros cúbicos por dia em 2011 para 78 milhões de metros cúbicos em 2015 e 102 milhões de metros cúbicos diários em 2020.

A oferta de gás boliviano deverá se manter estável em 30 milhões de metros cúbicos por dia em todo o período, enquanto a oferta via terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) deverá passar dos atuais 21 milhões de metros cúbicos por dia em 2011 para 41 milhões de metros cúbicos em 2015 e 2020. Do lado da demanda, a estatal é de que o gás necessário para operação das térmicas pule de 38 milhões de metros cúbicos por dia em 2011, para 59 milhões de metros cúbicos diários em 2015, e 76 milhões por dia em 2020. A demanda das distribuidoras estaduais deverá saltar de 41 milhões de metros cúbicos por dia em 2011 para 53 milhões de metros cúbicos diários em 2015 e 63 milhões de metros cúbicos por dia em 2020.

A demanda da companhia para refino e produção de fertilizantes saltará de 18 milhões de metros cúbicos por dia em 2011 e 39 milhões de metros cúbicos diários em 2015. Em 2020, serão 61 milhões de metros cúbicos por dia. A diretora de gás e energia da companhia, Maria das Graças Foster, afirmou que a estimativa atual de oferta feita pela companhia considera a construção do terceiro terminal de regaseificação de GNL, na Bahia, que deverá entrar em operação no começo de 2014. A decisão sobre um possível quarto terminal para atender a demanda nacional deverá ser tomada, segundo ela, "daqui a dois anos", quando haverá uma estimativa mais próxima sobre o volume de gás que a companhia produzirá em 2020. Sobre o escoamento do gás natural produzido nos campos BM-S-9 e BM-S-11, no pré-sal da bacia de Santos, Maria das Graças destacou que foi escolhida a "Rota 3", o que significa a construção de gasoduto, cuja rota ainda não foi definida.

# 1- Oferta e Demanda de GN

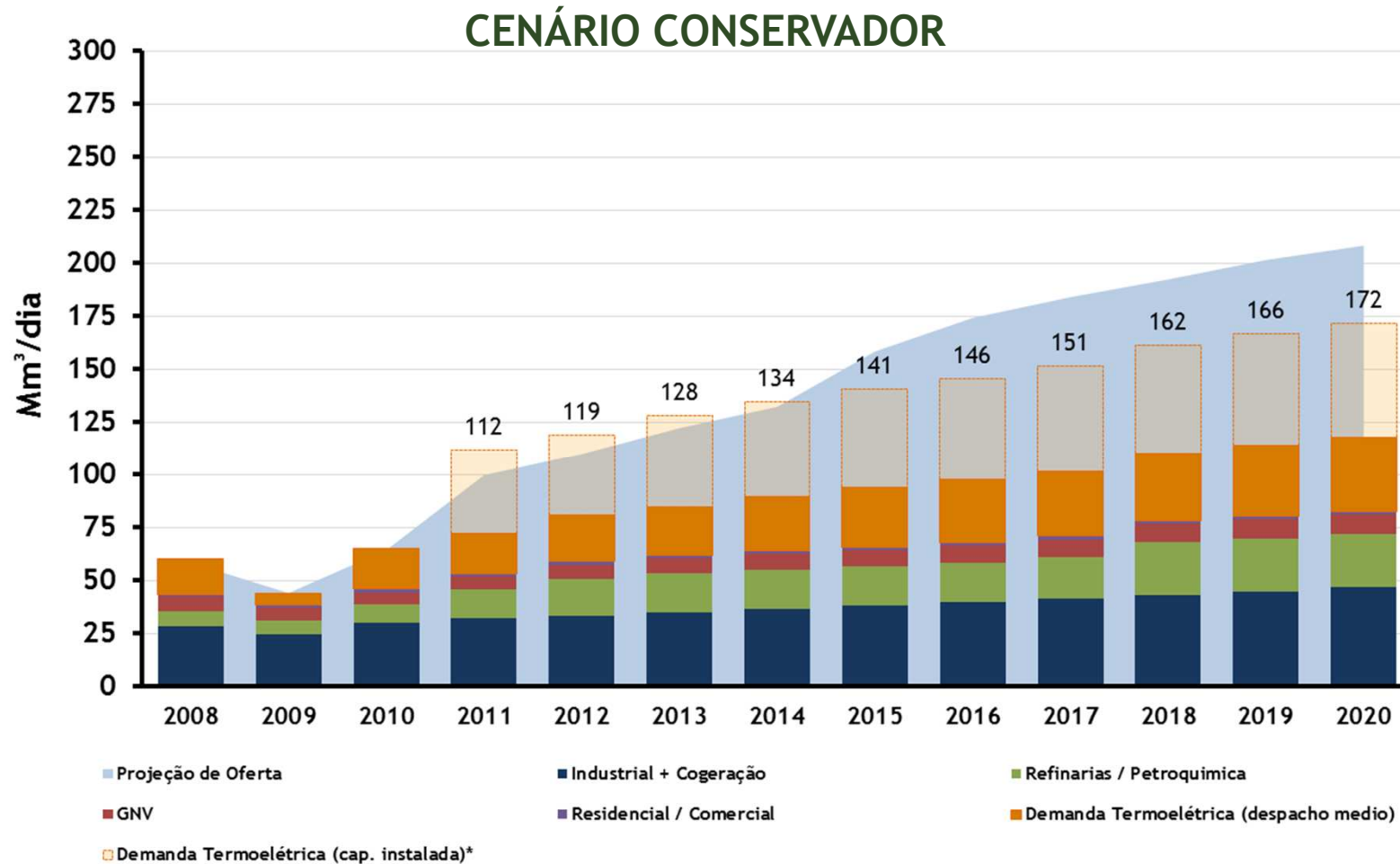
# Balanço Brasil - Média 2011



\*Valores preliminares

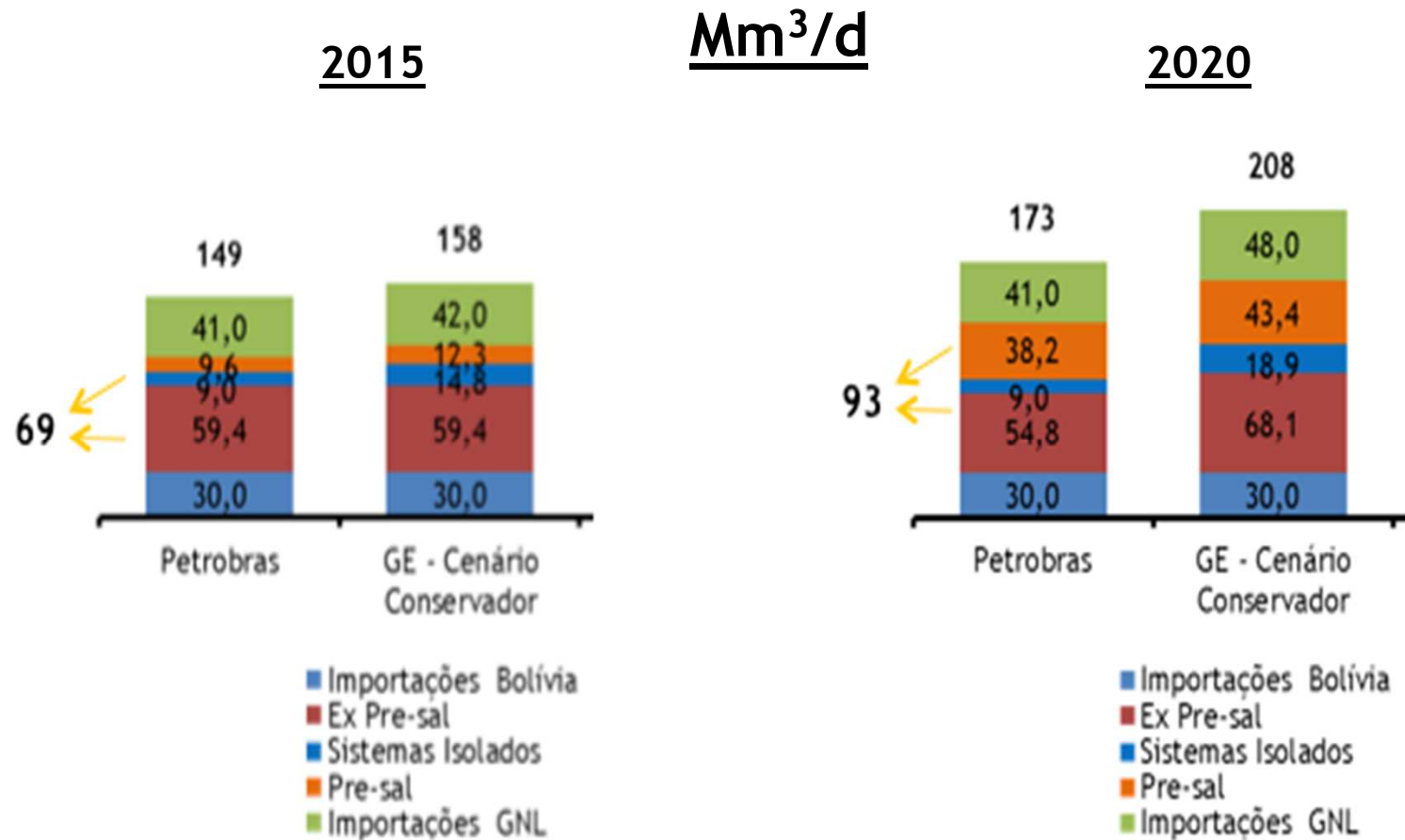
Fonte: Gas Energy  
Dados: ANP, Abegas, MME, ONS

# Projeção do Balanço Oferta x Demanda GN



Fonte: Gas Energy

# Projeção da Disponibilidade de Oferta Comparação com Oferta Petrobras



\* Descontado consumo UPGNs

Elaboração: Gas Energy

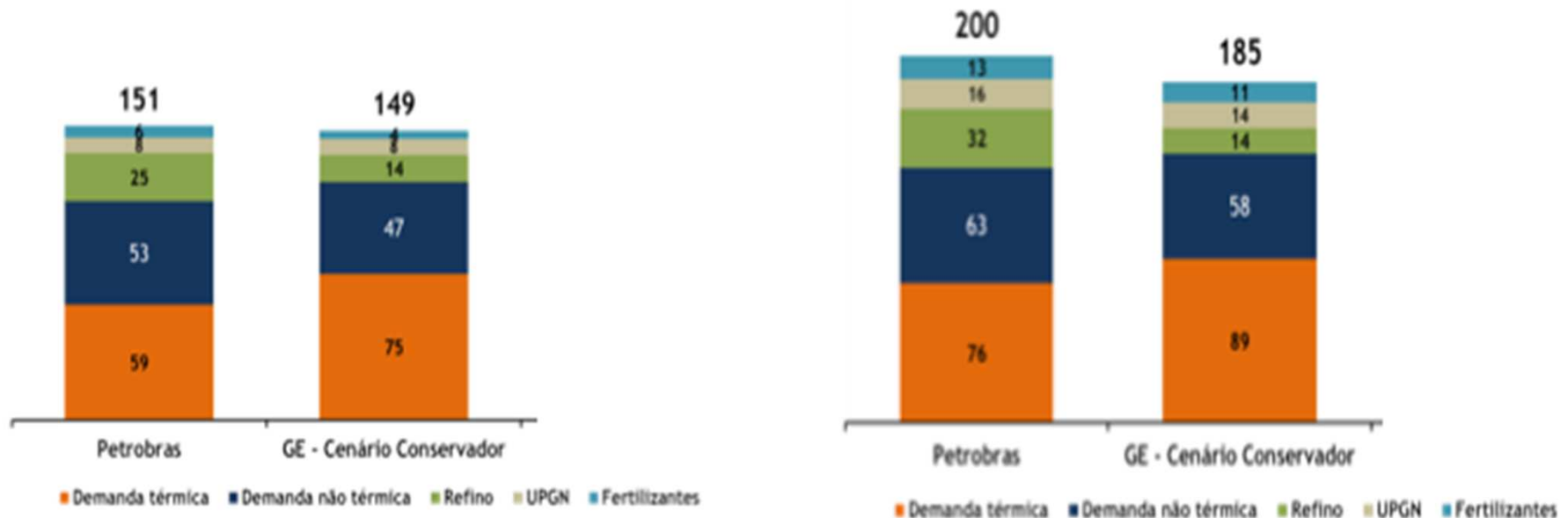
# Projeção da Demanda

## Comparação com Demanda Petrobras

Mm<sup>3</sup>/d

2015

2020



\* *Despacho térmicas - 100% nos cenários Gas Energy.*

Elaboração: Gas Energy

# Principais Conclusões Balanço Oferta x Demanda

- Cenário de oferta Petrobras apresentado menor que o cenário Gas Energy:
  - Petrobras não considera terceiros.
  - Petrobras não considera campos nos quais as reservas estão em comprovação
  - Provavelmente GOR (relação de gás - óleo) menor no cenário Petrobras.
- Cenário de demanda Petrobras encontra-se entre os cenários conservador e agressivo da Gas Energy:
  - Refino e UPGNs: Demanda maior apresentada pela Petrobras indica consumo agressivo de gás nas refinarias evidenciando cenário oferta excedente
  - Termoelétricas: cenário de aumento de capacidade deverá ser maior porque novos entrantes na produção de gás tenderão a priorizar integração com setor térmico

## 2- Novos Entrantes na Produção de GN

# Mudança de Paradigmas - Pré Sal no Brasil - Petróleo

## Produção de Petróleo - Posicionamento relevante

Maiores Produtores de Petróleo	Produção (milhões de barris/dia)	Maiores Consumidores de Petróleo	Consumo (milhões de barris/dia)
Rússia	10,0	EUA	18,7
Arábia Saudita	9,7	China	8,6
EUA	7,2	Japão	4,4
Irã	4,2	Índia	3,2
China	3,8	Rússia	2,7
Canadá	3,2	Arábia Saudita	2,6
México	3,0	Alemanha	2,4
Emirados Árabes	2,6	<b>Brasil</b>	2,4
Iraque	2,5	Coréia do Sul	2,3
Kuwait	2,5	Canadá	2,2
Venezuela	2,4	México	1,9
Noruega	2,3	França	1,8
Nigéria	2,1	Irã	1,7
<b>Brasil</b>	2,0	Reino Unido	1,6
Argélia	1,8	Itália	1,6
Angola	1,8	Espanha	1,5
Cazaquistão	1,7	Indonésia	1,3
Líbia	1,7	Holanda	1,1
Reino Unido	1,4	Taiwan	1,0
Qatar	1,3	Singapura	1,0

Brasil com Pré-sal  
passará para 4º no  
ranking de produtores  
de petróleo  
(5,2 Mbpd – 2018 a  
2020)

\* *Ceteris Paribus*

Fonte: EIA - US Energy Information Agency; Gas Energy e BP Estatistical Review

# Abertura do Upstream



34 companhias de óleo e gás (2008)

Fonte: Petrobras

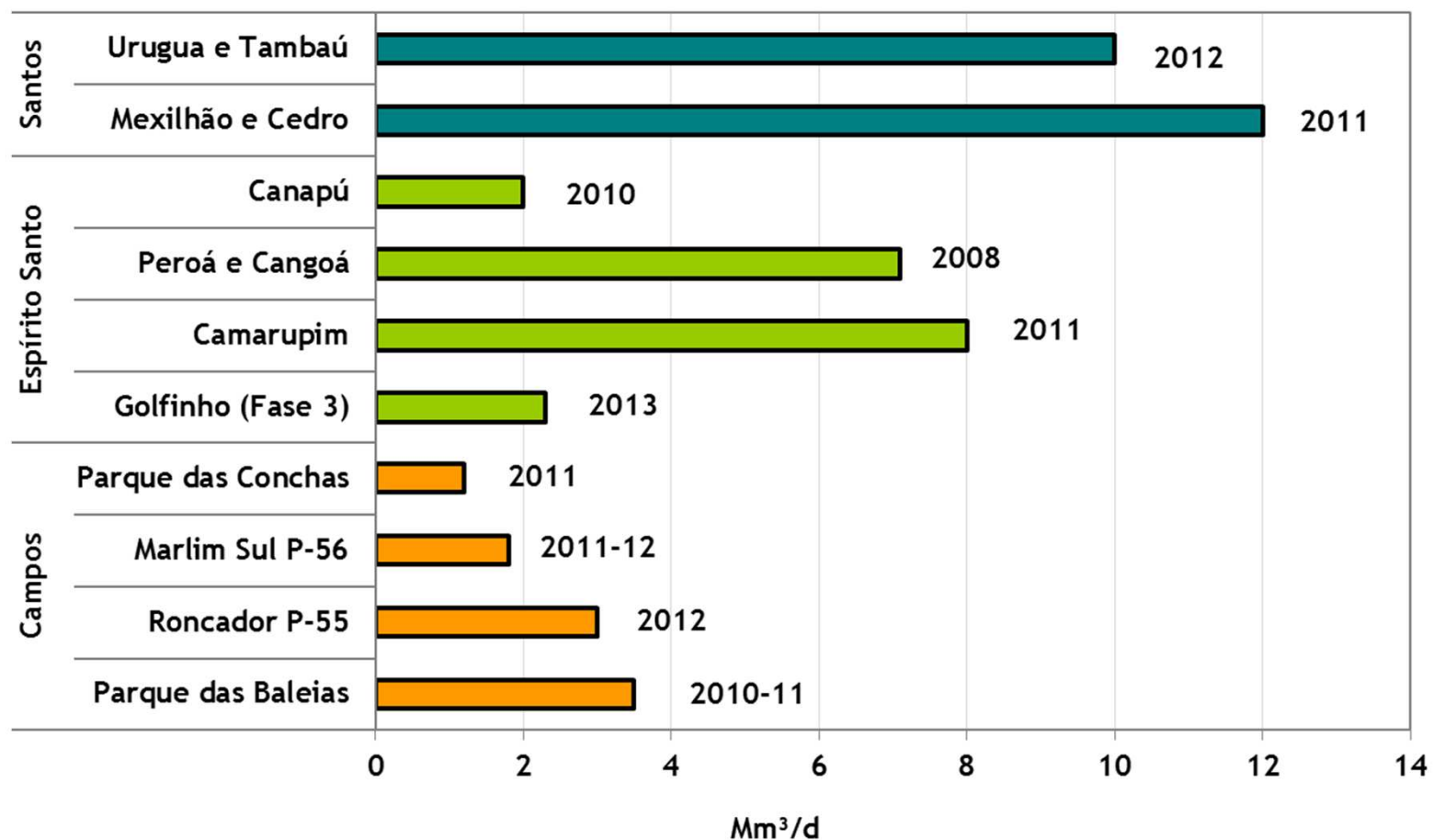
# Players no Upstream

Hoje existem mais de 70 grupos econômicos atuando no *upstream* brasileiro



# Novos campos que entrarão em operação

Volumes Máximos de Disponibilidade – até 2016



Elaboração: Gas Energy Fonte: ANP

# Campos em operação e previstos - Novos Players

Campos	Estado	Bacia	Início	Pico de Produção Mm <sup>3</sup> /d	Composição Acionária	Produção Mm <sup>3</sup> /d
Uruguá/Tambaú	RJ	Santos	4º T 2011	10	Petrobrás (100%)	10
Mexilhão	SP	Santos	1º T 2011	6	Petrobrás (100%)	6
Canapú	ES	Espírito Santo	3º T 2011	3	Petrobrás (75,7%)/El Paso (24,3%)	Petrobrás (2,27)/El Paso (0,73)
Peroá-Cangoá	ES	Espírito Santo	Em operação	10	Petrobrás (100%)	10
Camarupim	ES	Espírito Santo	2012	8	Petrobrás (70%)/El Paso (30%)	8
Parque das Baleias	ES /RJ	Campos	2011	2	Petrobrás (100%)	2
Parque das Conchas	ES	Campos	2011	1,4	Shell (50%)/Petrobras (35%)/ONGC Campos (15%)	Shell (0,7)/Petrobras (0,49)/ONGC Campos (0,21)
Golfinho	ES	Campos	2011	2,3	Petrobrás (100%)	2,3
Potiguar	RN	Potiguar	2011	1,5	Petrobras (21%)/Unopaso (79%)	1,5
Camamu	BA	Camamu	2011	1	Petrobras (40%)/El Paso (40%)/Norse (20%)	Petrobras (0,4)/El Paso (0,4)/Norse (0,2)
Manati	BA	Camamu	Em operação	10	Queiroz Galvão (45%)/Petrobrás (35%)/Rio das Contas (10%)/Brasoil Manati (10%)	Queiroz Galvão (4,5)/Petrobrás (3,5)/Rio das Contas (1,0)/Brasoil Manati (1,0)

El Paso	1,1 Mm <sup>3</sup> /d
Shell	0,7 Mm <sup>3</sup> /d
Queiroz Galvão	4,5 Mm <sup>3</sup> /d
Outros	3,6 Mm <sup>3</sup> /d
<b>Total</b>	<b>9,9 Mm<sup>3</sup>/d</b>

Elaboração: Gas Energy Fonte: Petrobras e ANP

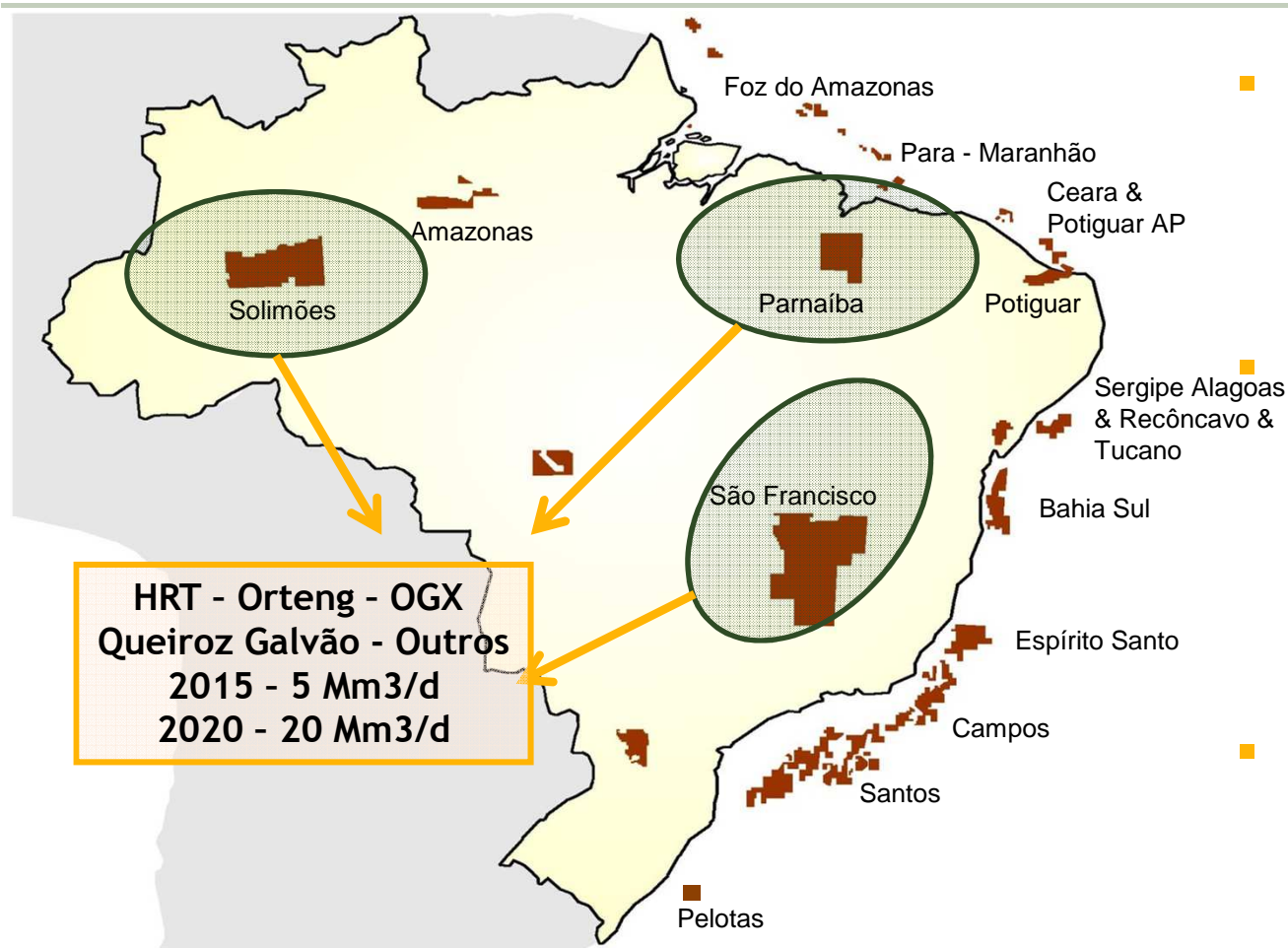
# Pré-Sal - Novos Players em GN

Campos	Estado	Bacia	Reserva estimada de gás		Composição Acionária	Reserva estimada de gás por player	
			Mínimo (Tcf)	Maximo (Tcf)		Mínimo (Tcf)	Maximo (Tcf)
<b>Tupi</b>	SP	Santos	6	10	Petrobras (65%)/BG (25%)/Petrogal e Galp (10%)	Petrobras (3,9)/BG (1,5)/Petrogal e Galp (0,6)	Petrobras (6,5)/BG (2,5)/Petrogal e Galp (1,0)
<b>Iara</b>	SP	Santos	6	5	Petrobras (65%)/BG (25%)/Petrogal e Galp (10%)	Petrobras (3,9)/BG (1,5)/Petrogal e Galp (0,6)	Petrobras (3,25)/BG (1,25)/Petrogal e Galp (0,5)
<b>Guará</b>	SP	Santos	3	4	Petrobras (45%)/BG (30%)/Repsol (25%)	Petrobras (1,35)/BG (0,9)/Repsol (0,75)	Petrobras (1,8)/BG (1,2)/Repsol (1)

Mm3/d	<u>2015-2020</u>	
BG	3,6	10,5
Galp /Petrogal	1,1	3,2
Repsol	0,8	2,4
Total	5,5	16,1
Total com Petrobras	14,0	40,0

Elaboração: Gas Energy Fonte: Petrobras e ANP

# Cenário de Oferta após 2016: o gás onshore



## ■ Bacia do Solimões

- 2ª maior reserva de GN do país, com mais de 130 bilhões m<sup>3</sup> de reservas provada e prováveis.

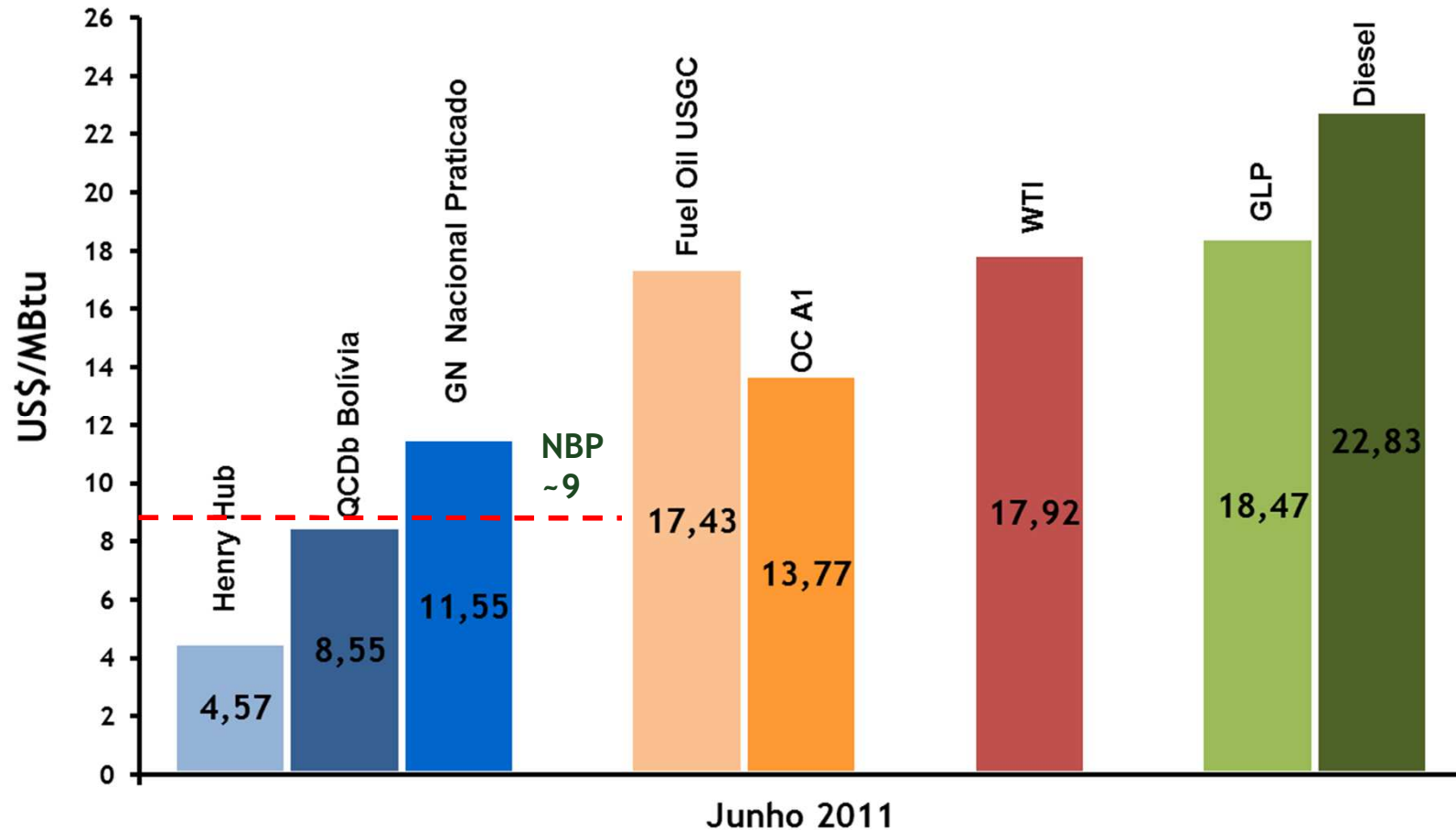
## ■ Bacia do Parnaíba

- A OGX anunciou em Agosto 2010 uma descoberta de ~10-15 Tcf de GN na Bacia do Parnaíba. A Produção diária poderá chegar a 15 Mm3/d.

## ■ Bacia do São Francisco

- Possui 350 mil km<sup>2</sup> totais de área, sendo 118 mil km<sup>2</sup> sob concessão. A previsão é que se tenha conhecimento do volume nos próximos meses.

# Competitividade do GN - FOB (*city gate*)

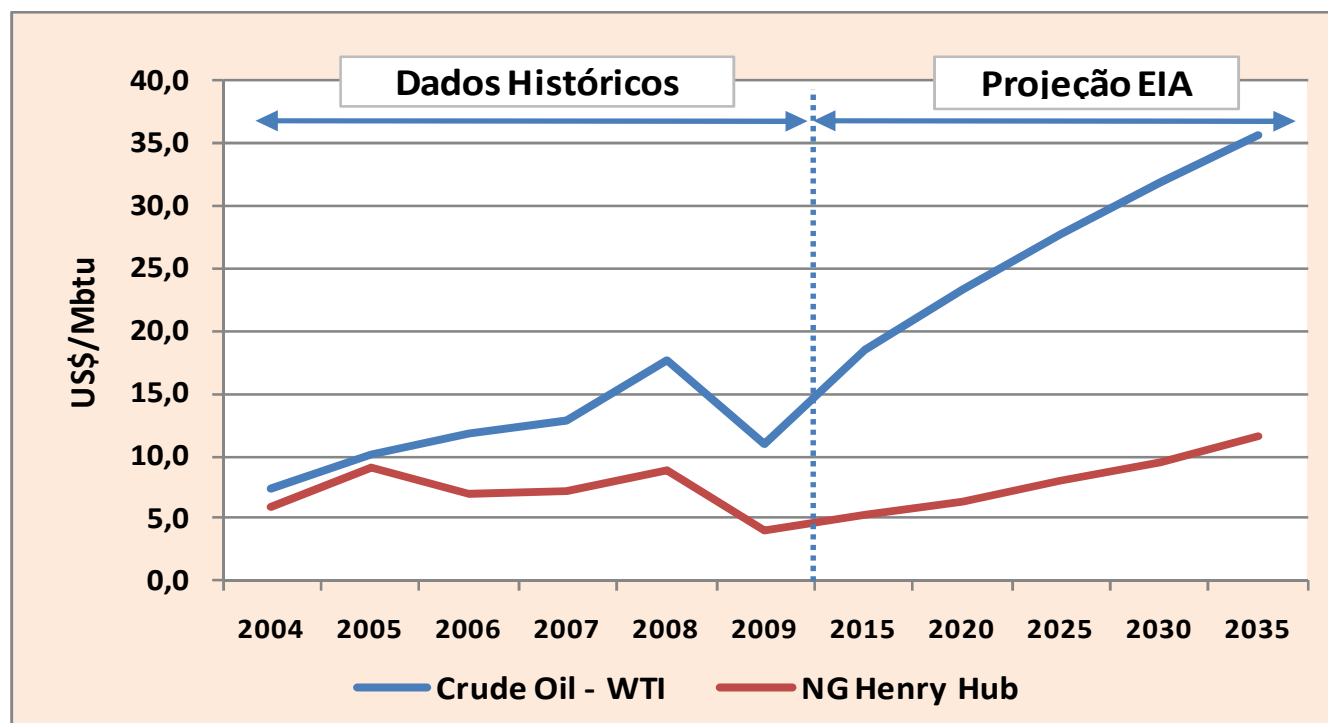


Valores estimados de OC A1, GLP, Diesel

Elaboração GAS ENERGY.  
Fontes: ANP, MME, EIA, BP

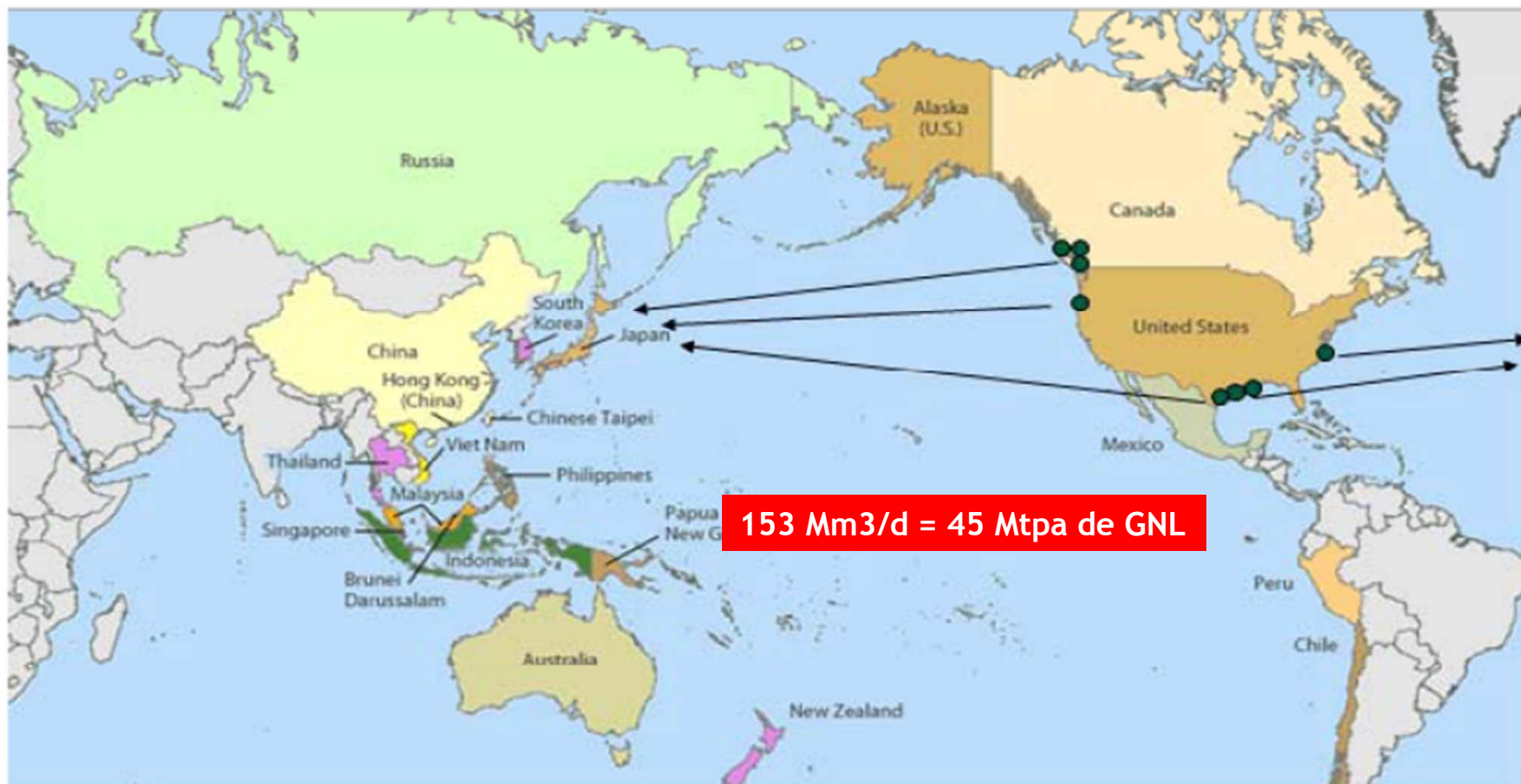
# HH como Custo Oportunidade Novos Volumes

- Volume de GN não convencional dos EUA indica que o HH deverá ter um comportamento mais estável e mais independente dos preços do petróleo;
- Com a exportação das novas plantas de GNL nos EUA e Canadá (8 projetos) o HH deverá também influenciar os mercados de Ásia (3 projetos) e Europa (5 projetos) a partir de 2015;
- Retomada de unidades antigas e novos projetos de amônia/uréia e metanol, levarão o HH a influenciar os preços destas commodities na Bacia do Atlântico;



Fonte: EIA -USA

## HH como Custo Oportunidade Novos Volumes Recursos Não Convencionais Mudarão a História do GN



- 8 possible export projects: 3 in Canada, 5 in US
- 5.4 Bcf/d announced; 2014 at the earliest

**platts**

## 3- Lei do Gás e Oportunidades

# Consumidor livre



**Custo do Gás para o Cons. Livre**

$$\text{Custo do Gás para o Cons. Livre} = \text{Preço da Commodity} + \text{Tarifa de Transporte} + \text{Margem de Distribuição}$$

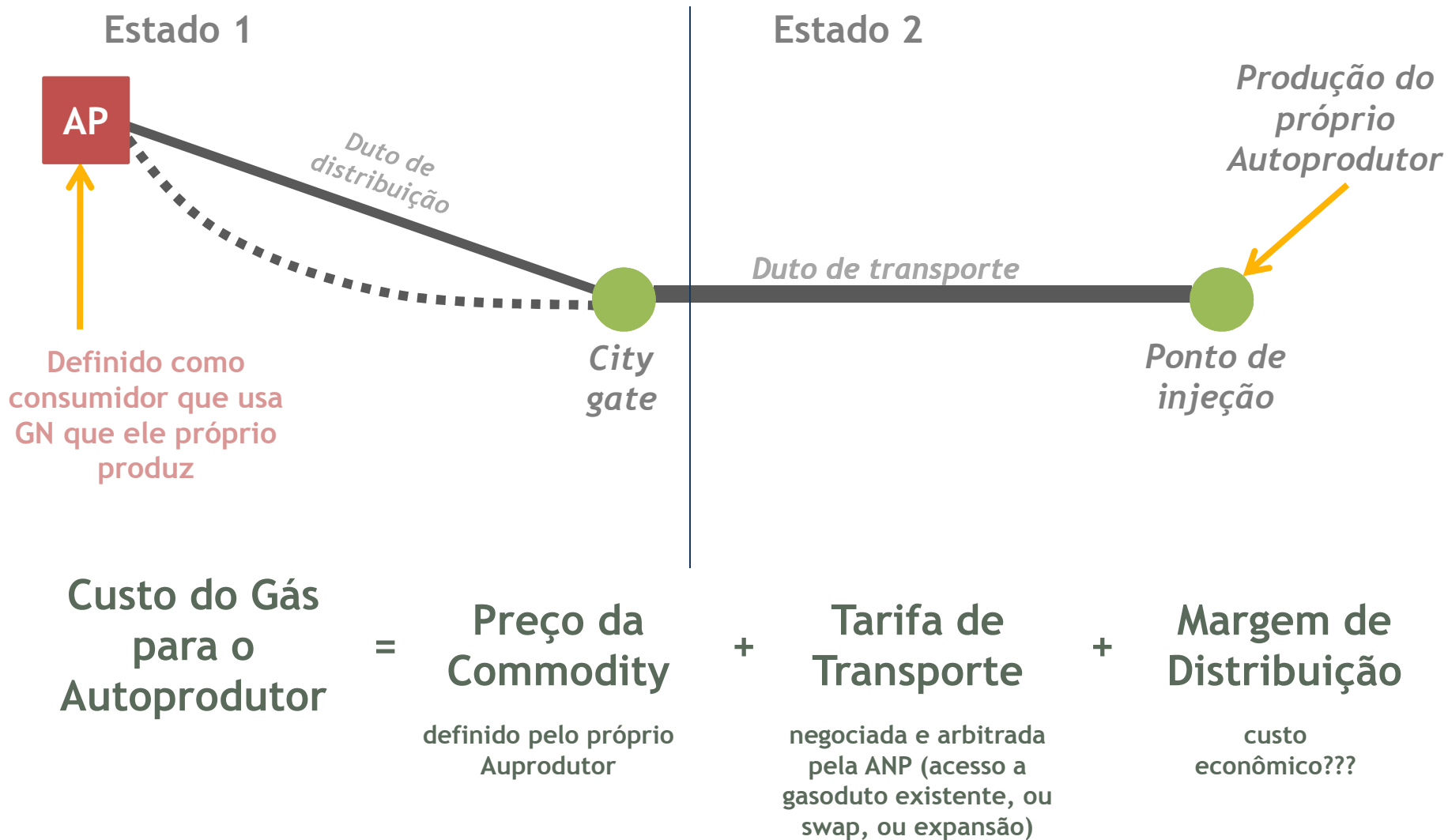
negociado diretamente com produtor, importador ou comercializador

negociada e arbitrada pela ANP (acesso a gasoduto existente, ou swap, ou expansão)

exclui custo de comercialização (calculada pela Distribuidora e aprovada pelo Regulador)

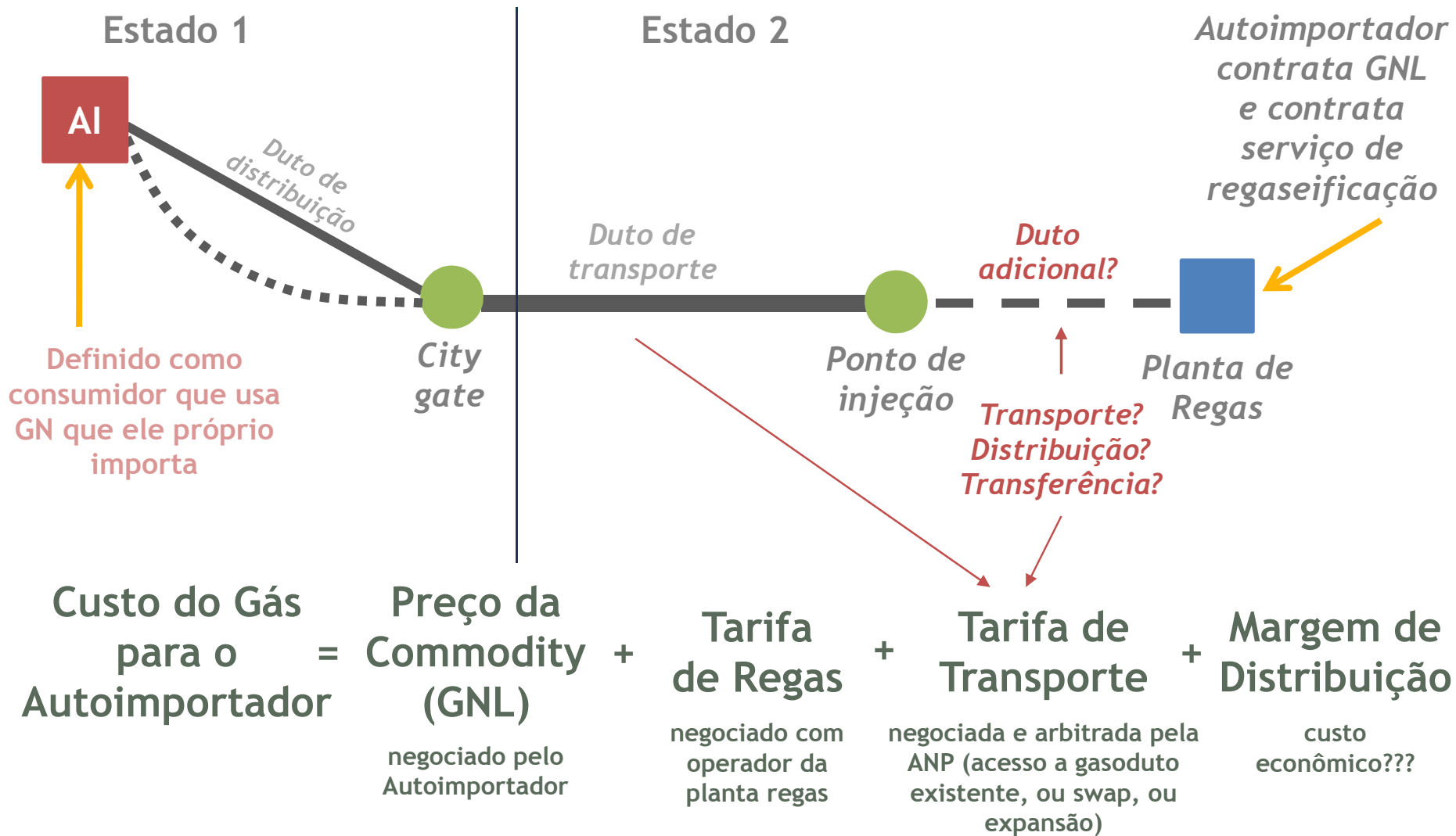
Fonte: Gas Energy

# Autoprodutor



Fonte: Gas Energy

# Autoimportador (GNL)



Fonte: Gas Energy

# Exemplo de Troca Operacional (Swap)



1. GN entra pelo terminal de regaseificação de Rio Grande (projeto)
2. É enviado por gasoduto (a construir) para Porto Alegre, que atualmente recebe gás do GASBOL
3. É possível que este gás, que deixou de ser enviado a Porto Alegre, seja vendido em Santa Catarina, Paraná ou São Paulo.

## 4- Considerações Finais

## Considerações Finais

- Expectativa de grande crescimento das reservas / produção de petróleo e gás natural;
- Transição de importador para exportador líquido de recursos energéticos;
- O Pré-sal será desenvolvido sob a ótica do petróleo; o gás natural será consequência;
- Novos atores no upstream oferecerão alternativas de oferta de gás em mercados ainda não desenvolvidos (onshore)
- A lei do gás promoverá novas opções de comercialização do gás e reforça os papéis do MME e da ANP como agentes planejadores e reguladores;
- A nível estadual, as agências reguladoras trabalhando no sentido de flexibilizar seus mercados - consumidores livres;

## Considerações Finais

---

- Sinalização de preços relativos mais competitivos (contratação de novas térmicas a preços e condições favoráveis);
- Renovação de contratos com as distribuidoras (final de 2012) se dará em um ambiente favorável ao comprador - expectativa de maior competitividade para o gás natural;
- Crescente pressão ambiental por um combustível mais limpo nas grandes cidades - políticas de fomento ao uso do gás natural (cogeração, GNV frota pública, etc);
- EUA incentivando o maior uso do GN na sua matriz (oferta abundante e preços baixos), surgimento de novas tecnologias irão influenciar o mercado brasileiro;
- Maior entendimento da dinâmica dessa indústria pelos agentes públicos e privados.

**OBRIGADO!**

[www.gasenergy.com.br](http://www.gasenergy.com.br)

**Gas Energy** 