



# Armazenamento de Gás Natural no Brasil: Abordagem de Otimização Dinâmica Dual Estocástica da Cadeia de Suprimento

Larissa Resende (FGV Energia)

Davi Valladão (LAMPS/PUC-Rio)

Yasmin Cyrillo (ONS)

Bernardo Bezerra (PSR)

**Apresentar um modelo de planejamento dinâmico de médio-longo prazo que utiliza a metodologia de solução do SDDP para obtenção de decisões mensais sobre quantidades de gás natural a serem compradas de cada oferta disponível, em cada um dos subsistemas brasileiro, englobando a política ótima de estocagem subterrânea de gás, até então não existente no Brasil**

- ✓ **Desenvolver uma ferramenta de planejamento da operação para a indústria de gás natural brasileira, onde, com base em cenários esperados, políticas de decisão de suprimento são geradas, incluindo operação de estocagem**
- ✓ **Promover incentivo a inserção de flexibilidade à cadeia de suprimento de gás natural, através de uma ferramenta que permite analisar o benefício da estocagem subterrânea de gás natural**

# O PROBLEMA

- ✓ **IGNB: Concentração de oferta e demanda, além da baixa maturidade e dinamismo do mercado**
- ✓ **Demanda termelétrica: regime de complementariedade à operação do sistema hidrelétrico --> risco de suprimento**
- ✓ **Compras de GNL: mercado spot, de forma pontual e de acordo com a necessidade e condições do mercado no momento da compra --> alta volatilidade em seu preço, além de prazo médio de 60 dias para entrega**
- ✓ **Gás para Crescer: Petrobras deixará de ser o garantidor do suprimento de gás natural do Brasil**

# ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GN

## ✓ Importante papel da ESGN em outros países

Europa: Le Fevre (2013): apresentar a alta taxa de variabilidade de suprimento a partir de estocagem entre janeiro e fevereiro de 2012, que foi de 159,1%, quando a oferta de gás vinda da Rússia foi interrompida

EUA: American Gas Association (2016): 20% de todo gás natural consumido durante o inverno nos EUA é suprido por armazenamento subterrâneo; aumento de 18,2% na capacidade de armazenamento entre 2002 e 2014

## ✓ Potencial da ESGN no Brasil

Franca e Bezerra (2017): equilíbrio oferta e demanda; reserva estratégica e segurança energética; otimização da infraestrutura de transporte

# MODELO PROPOSTO

Para qualquer período  $t \in T$ :

$$\begin{aligned}
 & Q_t(e_{r,t-1}^v, D_{r,t}^{ele}, C_t^{gnl}) \\
 &= \min_{o_{r,t}^i, e_{r,t}^v, od_{r,t}, \theta_{t+1}} \sum_{r \in R} \left( \sum_{i \in I} C_t^i o_{r,t}^i + \sum_{v \in V} CE_v e_{r,t}^v + CD o_{d,r,t} \right) + \frac{1}{1 + \beta} \mathcal{Q}_{t+1}(e_{r,t}^v)
 \end{aligned}$$

Onde:

$$\mathcal{Q}_{t+1}(e_{r,t}^v) = (1 - \lambda) \mathbb{E}[Q_{t+1}(e_{r,t}^v, \tilde{D}_{r,t+1}^{ele}, \tilde{C}_{t,t+1}^{gnl})] + \lambda CVaR_\alpha[Q_{t+1}(e_{r,t}^v, \tilde{D}_{r,t+1}^{ele}, \tilde{C}_{t,t+1}^{gnl})]$$

# MODELO PROPOSTO

s.a.

$$e_{r,t}^v = e_{r,t-1}^v + y_{r,t}^v - w_{r,t}^v \quad \forall v \in V, \forall r \in R \quad : \pi_{r,t}^v$$

$$\sum_{v \in V} w_{r,t}^v - \sum_{v \in V} y_{r,t}^v + \sum_i o_{r,t}^i + \sum_{m \in R | m \neq r} f_{m,r,t} - \sum_{l \in R | l \neq r} f_{r,l,t} + od_{r,t} = \sum_j D_{r,t}^j$$

$$\forall r \in R$$

# MODELO PROPOSTO

**s.a.**

$$0 \leq w_{r,t}^v \leq \bar{W}_r^v \quad \forall v \in V, \forall r \in R$$

$$0 \leq y_{r,t}^v \leq \bar{Y}_r^v \quad \forall v \in V, \forall r \in R$$

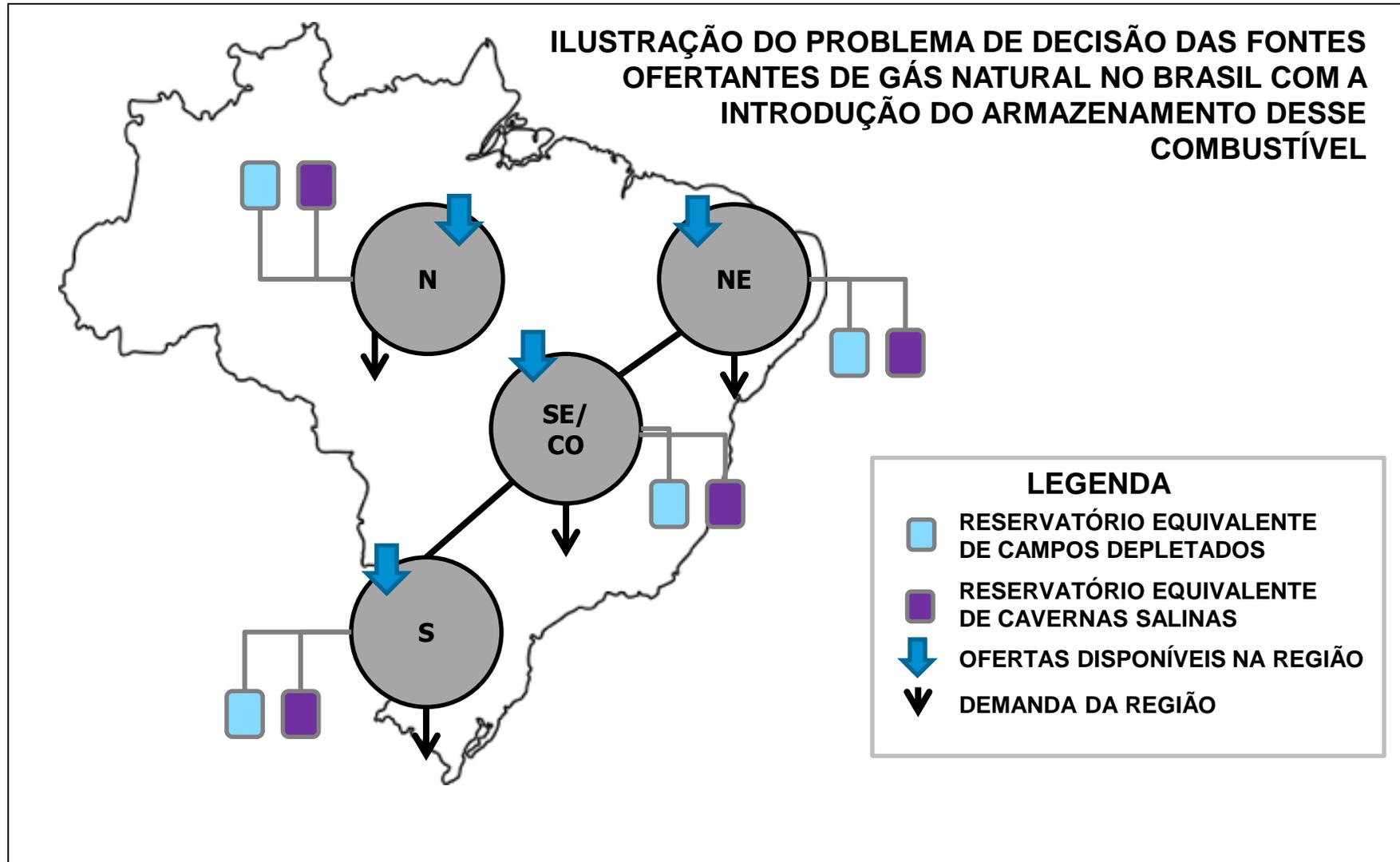
$$\underline{O}_r^i \leq o_{r,t}^i \leq \bar{O}_r^i \quad \forall i \in I, \forall r \in R$$

$$\underline{E}_r^v \leq e_{r,t}^v \leq \bar{E}_r^v \quad \forall v \in V, \forall r \in R$$

$$0 \leq f_{m,l,t} \leq \bar{F}_{m,l,t} \quad \forall m, l \in R, m \neq l$$

$$od_{r,t} \geq 0 \quad \forall r \in R$$

# ESTUDO DE CASO



# ESTUDO DE CASO – Premissas

- ✓ **Premissa Capacidade de Oferta de Gás Nacional:** Previsão de oferta de gás nacional brasileira do PDE2026 (EPE 2017) com proporções históricas de produção (Jan-10 e Abr-17)

| Ano  | Capacidade de Oferta de Gás Natural Nacional (MMm <sup>3</sup> /dia) |      |       |
|------|--|------|-------|
|      | SE/CO  | NE   | NORTE |
| 2017 | 26.1   | 10.0 | 7.0   |
| 2018 | 29.2   | 11.2 | 7.8   |
| 2019 | 29.9   | 11.5 | 8.0   |
| 2020 | 29.5   | 11.3 | 7.9   |
| 2021 | 28.9   | 11.1 | 7.8   |

- ✓ **Premissa Capacidade de Regaseificação de GNL:** Previsão PDE2026 (EPE 2017)

| Ano         | Capacidade de Regaseificação de GNL (MMm <sup>3</sup> /dia) |      |
|-------------|---|------|
|             | SE/CO   | NE   |
| 2017 a 2021 | 20.0  | 21.0 |

# ESTUDO DE CASO – Premissas

- ✓ **Premissa Capacidade de Oferta Gás Boliviano:** Previsão de oferta de gás via GASBOL do PDE2026 (EPE 2017), onde a cláusula de take-or-pay do contrato atual foi mantida

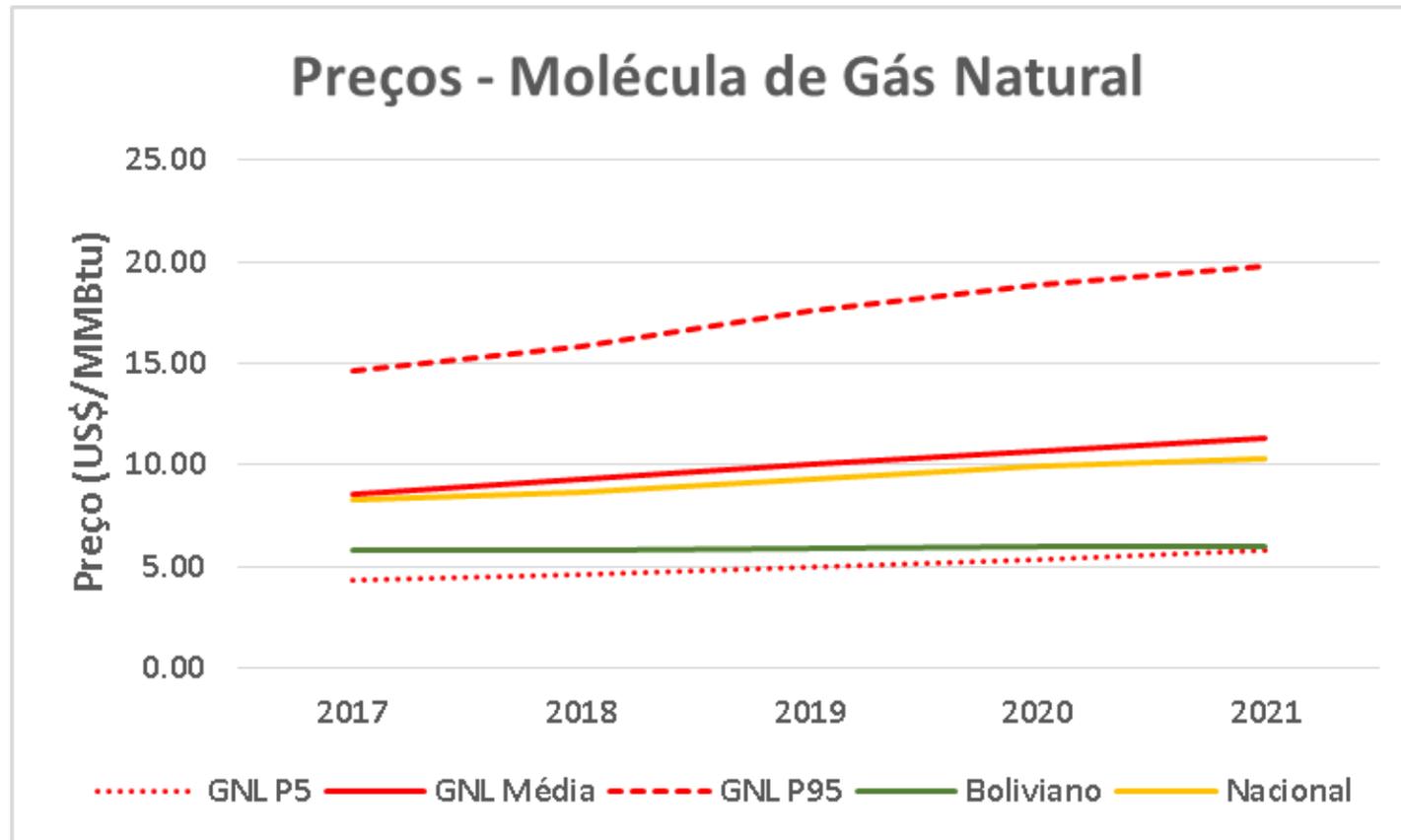
| Capacidade de Oferta de Gás Natural via GASBOL (MMm <sup>3</sup> /dia) |                             |               |
|--|-----------------------------|---------------|
| BRASIL   |                             |               |
| Ano  | Volume Máximo               | Volume Mínimo |
| 2017 a<br>2021   | 30.0                        | 24.0          |
|  | VASÃO GASODUTOS SUBSISTEMAS |               |
|  | SE/CO                       | SUL           |
|  | 30.0                        | 12.6          |

- ✓ **Premissa Intercâmbio entre Subsistemas:** Previsão de infraestrutura de gasodutos PDE2026 (EPE 2017)
  - Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (GASENE): 20,00 MMm<sup>3</sup>/dia

# ESTUDO DE CASO - Premissas

- ✓ **Premissa Preço do Gás Nacional:** Preço médio da molécula de gás natural nacional, dado a faixa de preços prováveis previstos pelo PDE2026 (EPE 2016)
  - Aqui foi considerado um prêmio de US\$ 2,00/MMBtu devido a flexibilidade oferecida nos contratos
  
- ✓ **Premissa Preço do Gás Boliviano:**
  - A parcela da molécula de GN foi reajustada trimestralmente, levando em conta 50% do preço em vigor e 50% da variação do preço do petróleo *brent* previsto no PDE2026
  
- ✓ **Cenários Preço GNL:** 2000 cenários de preços foram simulados seguindo uma distribuição lognormal com média igual a previsão de preços GNL spot no PDE2026 e desvio-padrão histórico

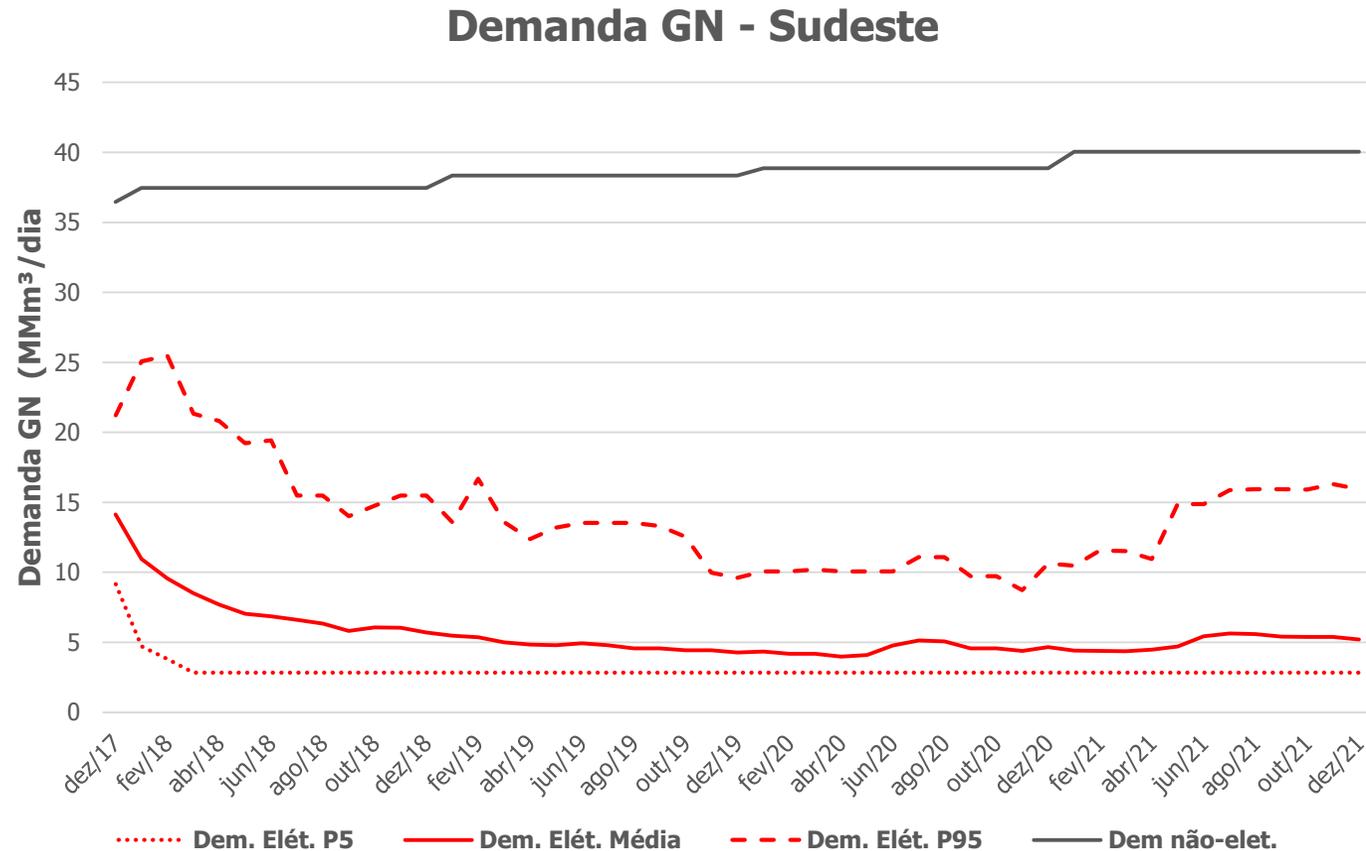
# ESTUDO DE CASO - Premissas



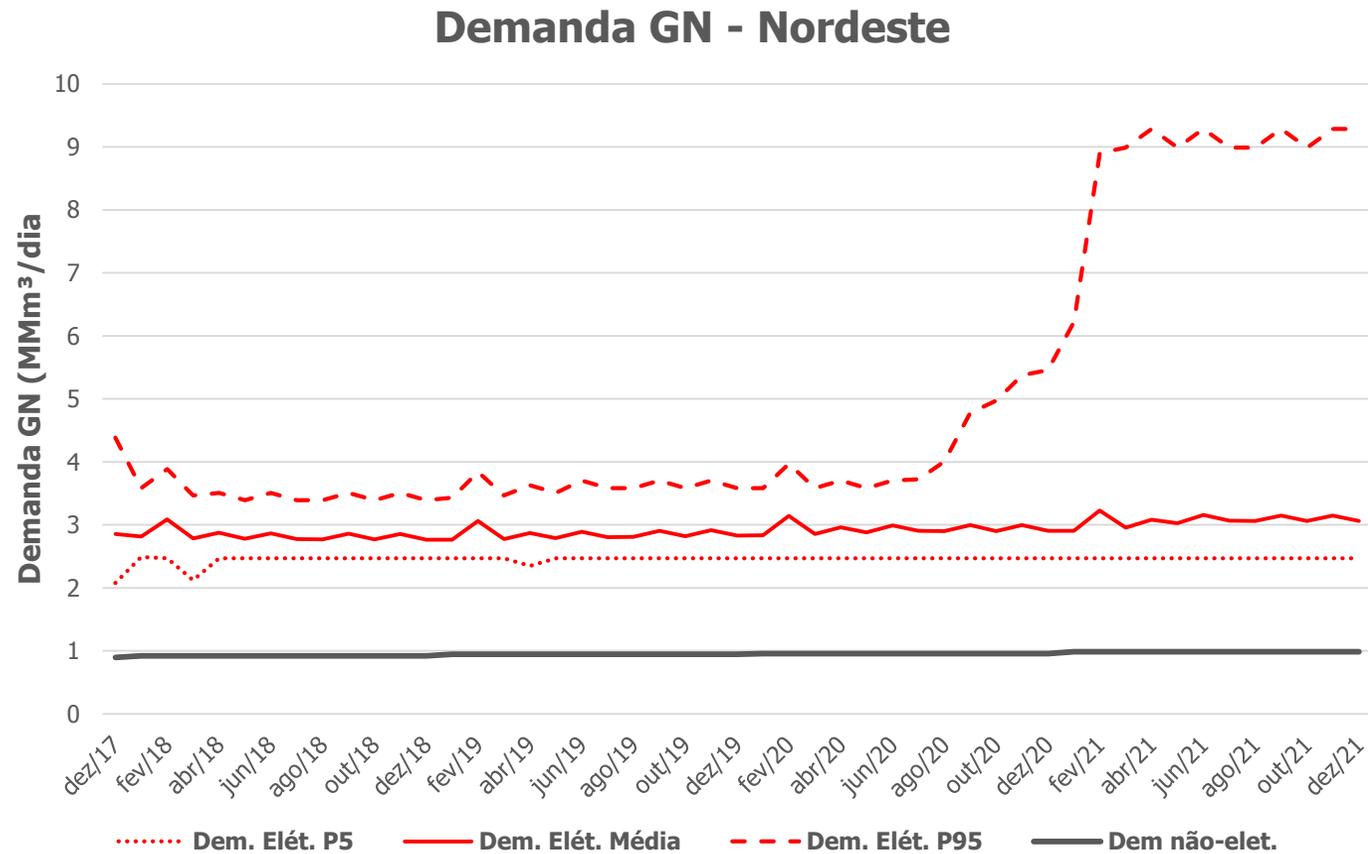
# ESTUDO DE CASO - Premissas

- ✓ **Premissas de Demanda Não Termelétrica:** Previsão Brasil do PDE2026 (EPE 2016) com proporções históricas entre os subsistemas - Jan/2010 e Abr/2017
  
- ✓ **Cenários de Demanda Termelétrica:**
  - Despacho termelétrico a gás natural e GNL do PMO de dezembro de 2017 - NEWAVE
  - Consumo específico de gás natural por UTE -Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME)
  - 2.000 cenários de demanda por gás natural para cada uma dos períodos e subsistemas

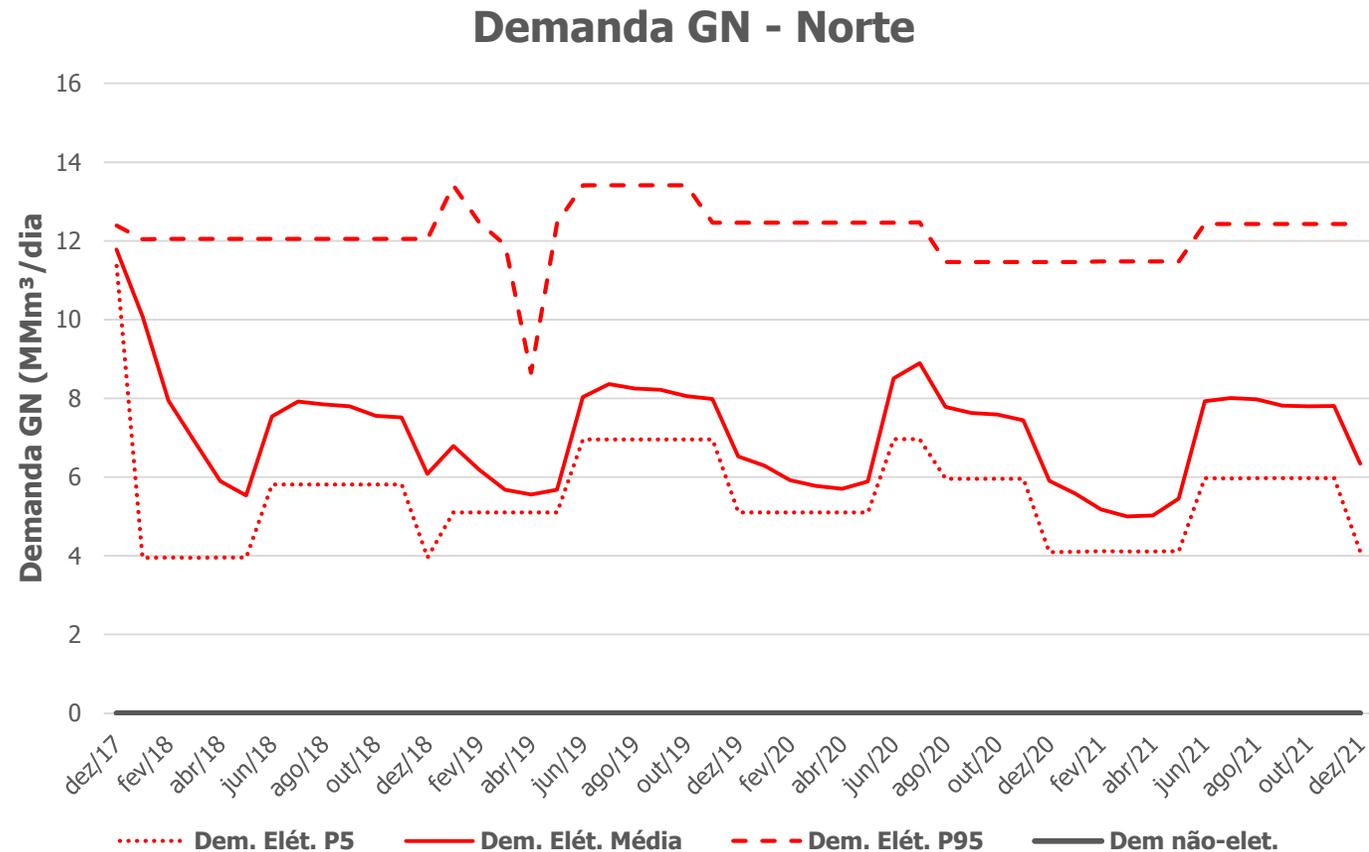
# ESTUDO DE CASO - Premissas



# ESTUDO DE CASO - Premissas



# ESTUDO DE CASO - Premissas



# ESTUDO DE CASO - Premissas

**Premissas Estocagem:** Instituto de Pesquisa Tecnológica (IPT, 2005)

➤ **Custo de estocagem:** custo de operação variável médio

- 12,3 US\$ /MMm<sup>3</sup>/dia

✓ **Capacidade de gás útil:**

- Cavernas de Sal: 65,0 milhões de m<sup>3</sup>
- Campos Depletados: 2.125,0 milhões de m<sup>3</sup>

✓ **Taxa de retirada:**

- Cavernas de Sal: 5,5% do gás útil por dia
- Campos Depletados: 3,0% do gás útil por dia

# ESTUDO DE CASO - Premissas

- ✓ **Premissas de Custo de Oferta de Déficit:** caso não fosse possível atender a demanda em determinado período, foi considerado que algumas UTEs seriam atendidas pelo combustível alternativo, devido a priorização da oferta de gás natural para atendimento às outras demandas
  - custo de déficit -> limite máximo do PLD para o ano de 2018: 46,8 US\$/MMBtu
  
- ✓ **Parâmetros CVaR:**
  - $\alpha = 0,1$  e  $\lambda = 0,1$
  
- ✓ **Taxa de Desconto:** 8,5% a.a.

# ESTUDO DE CASO – Otimização

## ✓ Linguagem Julia

- SDDP.jl (Oscar Dowson)

## ✓ Variáveis Estocásticas

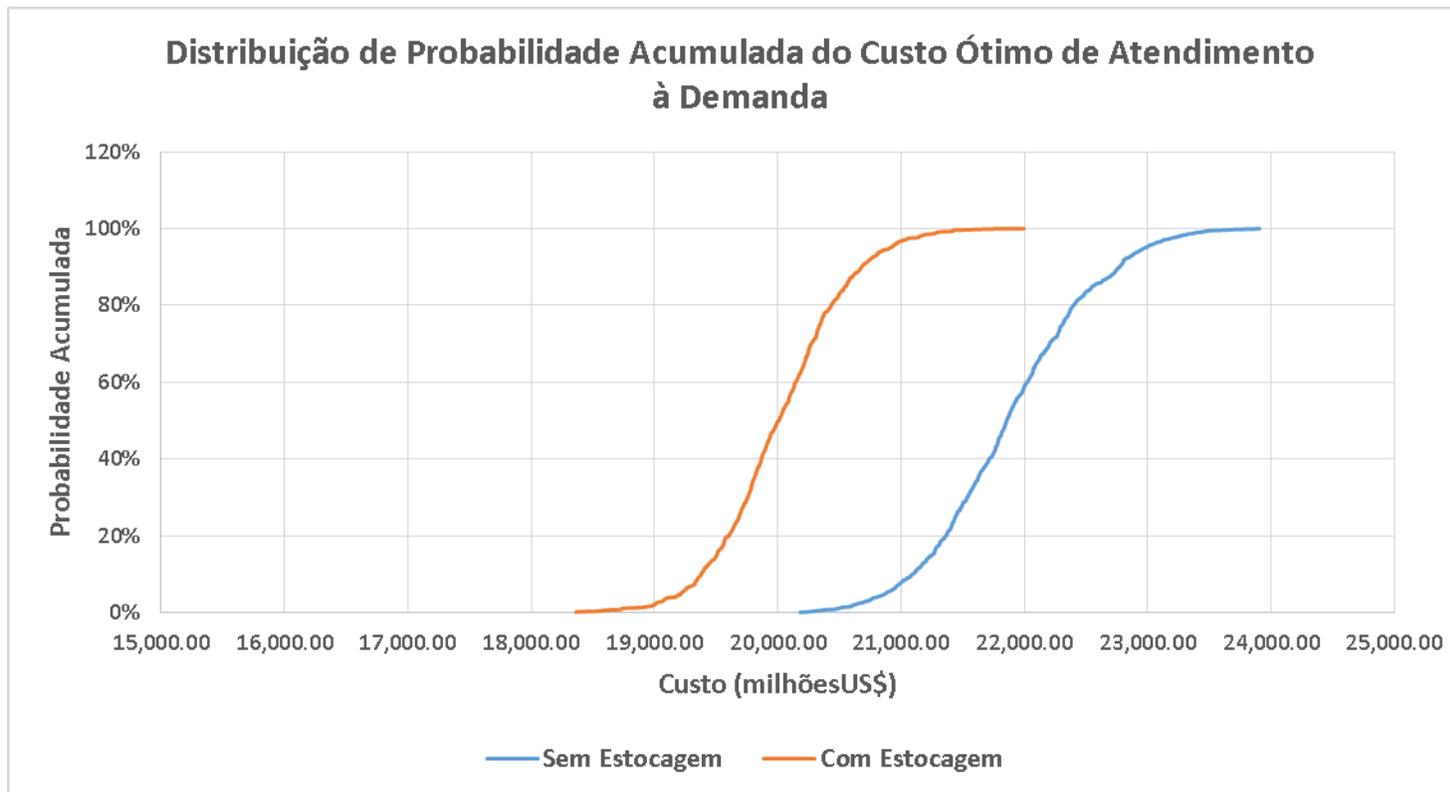
- Preço GNL e demanda termelétricas por subsistema
- Independência temporal
- 200 aberturas/cenários no passo backward

✓ **Política ótima** -> 200 iterações / critério de parada foi a estabilização do LB

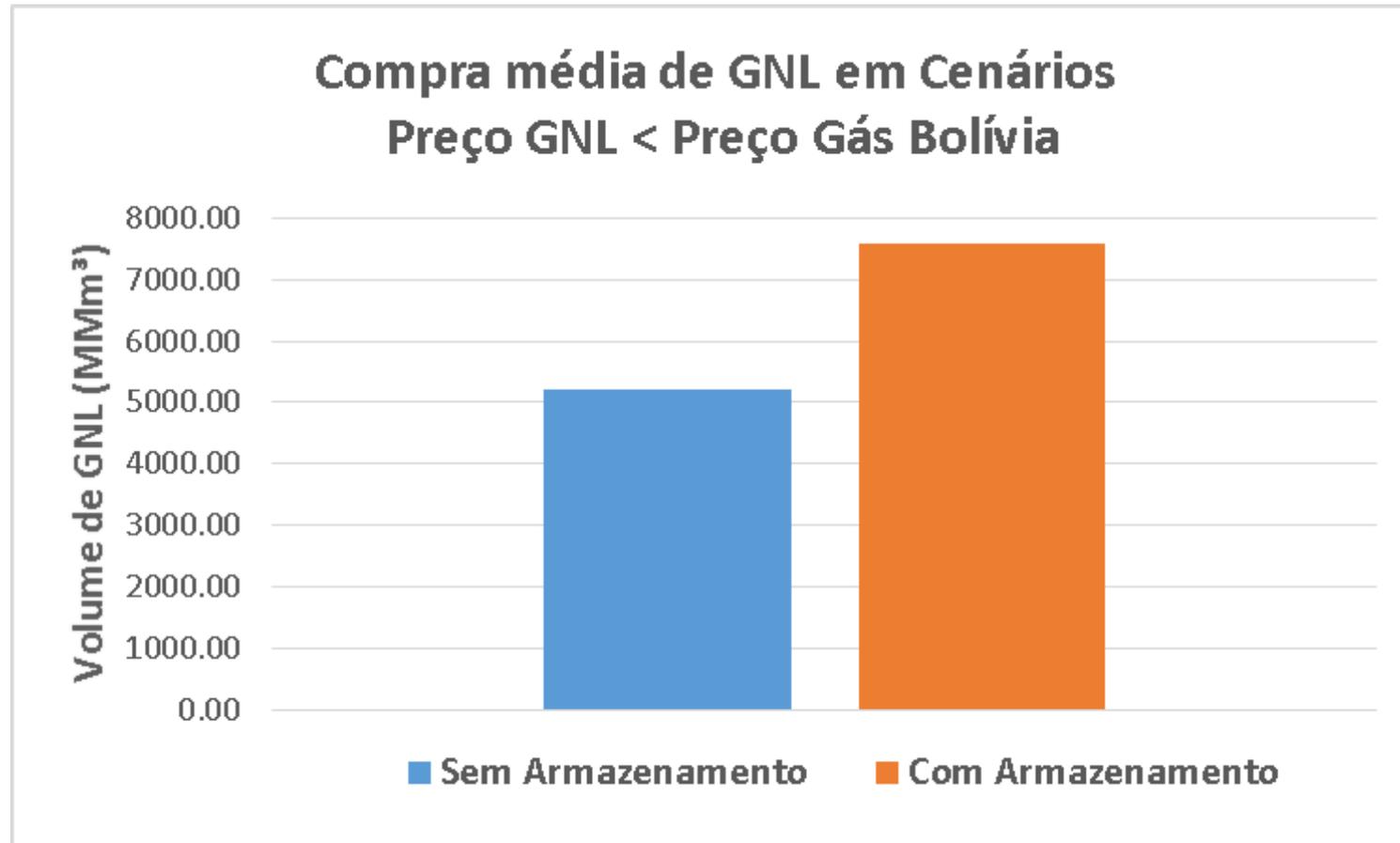
✓ **1000 Simulações de Cenários** -> decisão de suprimento de gás natural e estocagem

# ESTUDO DE CASO – Resultados

## Caso sem Estocagem vs Caso com Estocagem

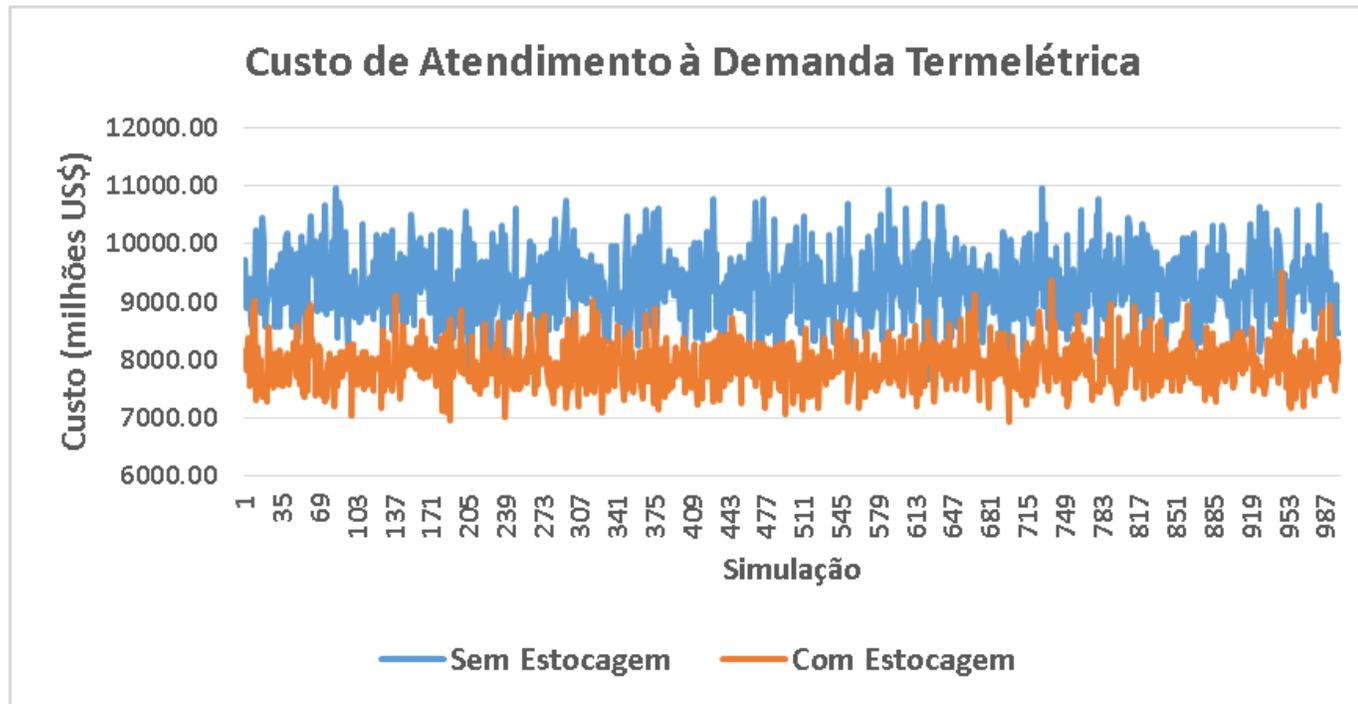


# ESTUDO DE CASO – Resultados



**Aumento em 45,8% do volume médio de GNL comprado em cenários de preço do GNL baixo**

# ESTUDO DE CASO – Resultados



|   | Custo Ótimo Médio (milhões US\$) | IC 95% (milhões US\$) |
|---|----------------------------------|-----------------------|
| Caso sem Estocagem  | 9296.02                          | 9331.83 - 9260.34     |
| Caso com Estocagem  | 7915.10                          | 7938.40 - 7892.16     |
| Economia Proporcionada pelo Armazenamento na parcela referente ao Setor Elétrico (milhões US\$) | 1380.92                          |                       |

# ESTUDO DE CASO – Resultados

|                    | Déficit Total Médio da Operação - 49 meses (milhões m <sup>3</sup> ) | IC 95% (milhões m <sup>3</sup> ) |
|--------------------|--|----------------------------------|
| Caso sem Estocagem | 1399.68  | 1379.42 - 1419.93                |
| Caso com Estocagem | 356.95   | 347.20 - 366.69                  |

**O caso sem estocagem apresentou déficit em 26,8% dos período analisadas ao longo das 1000 simulações, já o caso com armazenamento apresentou déficit em 6,64% dos períodos.**

# Análise do Benefício do Armazenamento

- ✓ Premissa de custo anual de investimento (IPT, 2005):
  - Cavernas de sal: US\$ 0.55/m<sup>3</sup> de gás útil
  - Campos depletados: US\$ 0.0375/m<sup>3</sup> de gás útil
  
- ✓ Premissa de custo anual de operação fixo (IPT, 2005):
  - Cavernas de sal: US\$ 0.60 / (m<sup>3</sup>/dia), onde se considera a disponibilidade máxima de retirada diária
  - Campos depletados: US\$ 0.0375/m<sup>3</sup> de gás útil

# Análise do Benefício do Armazenamento

Estudo de Caso 1: Caverna de Sal de 65,0 MMm<sup>3</sup> e Campo Depletado 2.125,0 MMm<sup>3</sup>  
em cada subsistema

Economia no Custo de  
Atendimento a  
Demanda US\$1.868,73  
milhões

CAPEX + OPEX = US\$  
1.849,58 milhões

Benefício do Armazenamento =  
US\$ 19,15 milhões

# Análise do Benefício do Armazenamento

Estudo de Caso 2: Campo Depletado 2.125,0 MMm<sup>3</sup> no Sudeste e no Norte

**Economia no Custo de  
Atendimento a  
Demanda US\$1.755,70  
milhões**

**CAPEX + OPEX = US\$  
US\$ 635,67milhões**

**Benefício do Armazenamento =  
US\$ 1.120,02 milhões**

# Conclusões

- ✓ **A introdução da atividade de estocagem subterrânea de gás natural se mostrou benéfica para o país, não apenas para aumentar a segurança energética, mas também por proporcionar economia ao custo de suprimento do combustível**
- ✓ **Ao se comparar a economia proporcionada pela introdução da atividade de armazenamento com o custo de investimento e operação dessas estruturas geológicas, dada as premissas assumidas no estudo, a atividade se mostrou economicamente atrativa**

# Trabalhos Futuros

- ✓ Cadeias de Markov no tratamento das variáveis estocásticas
- ✓ Custo de Déficit -> integração setor elétrico e de gás (CVU)
- ✓ Planejamento da expansão -> decisão de estocagem ótima



[fgvenergia.fgv.br](http://fgvenergia.fgv.br)

**Larissa Resende**

[larissa.resende@fgv.br](mailto:larissa.resende@fgv.br)

