



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 $t \in T$:

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

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.

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

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

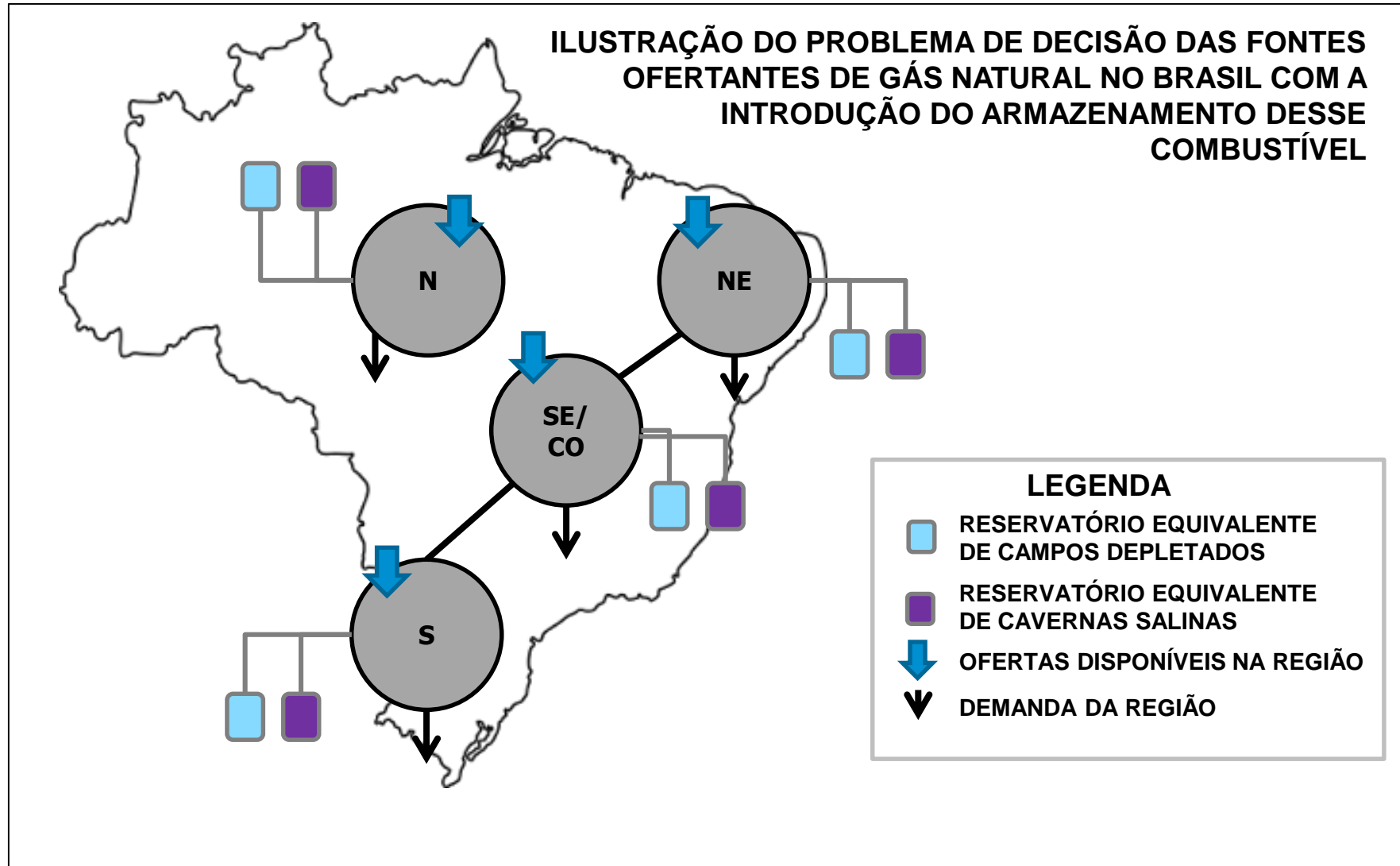
$$\underline{O}_r^i \leq o_{r,t}^i \leq \bar{O}_r^i \quad \forall i \in I, \forall r \in R$$

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

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

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

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 ³ /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 ³ /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 ³ /dia)		
BRASIL		
Ano	Volume Máximo	Volume Mínimo
2017 a 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 MMm³/dia

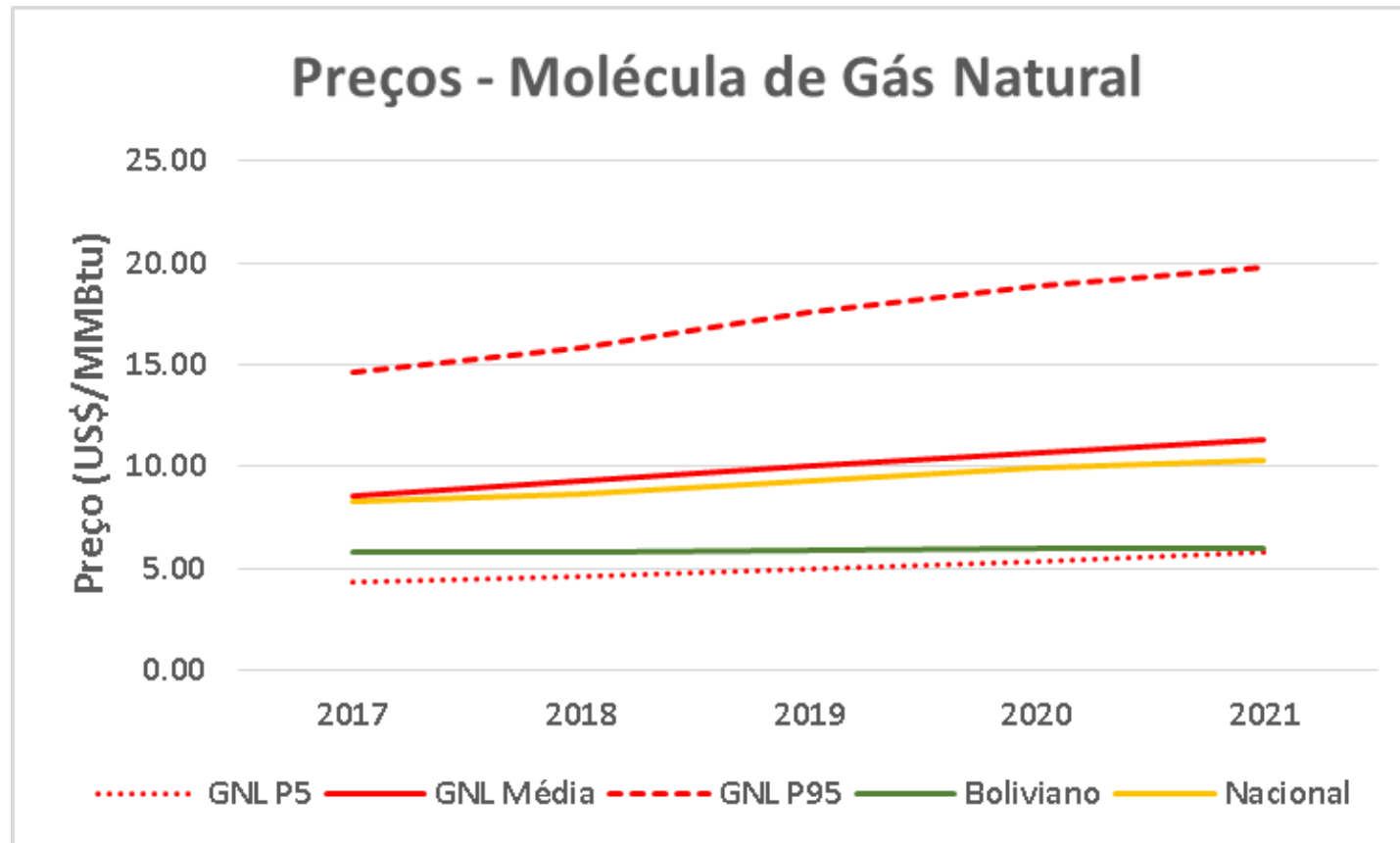
ESTUDO DE CASO - Premissas

- ✓ **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

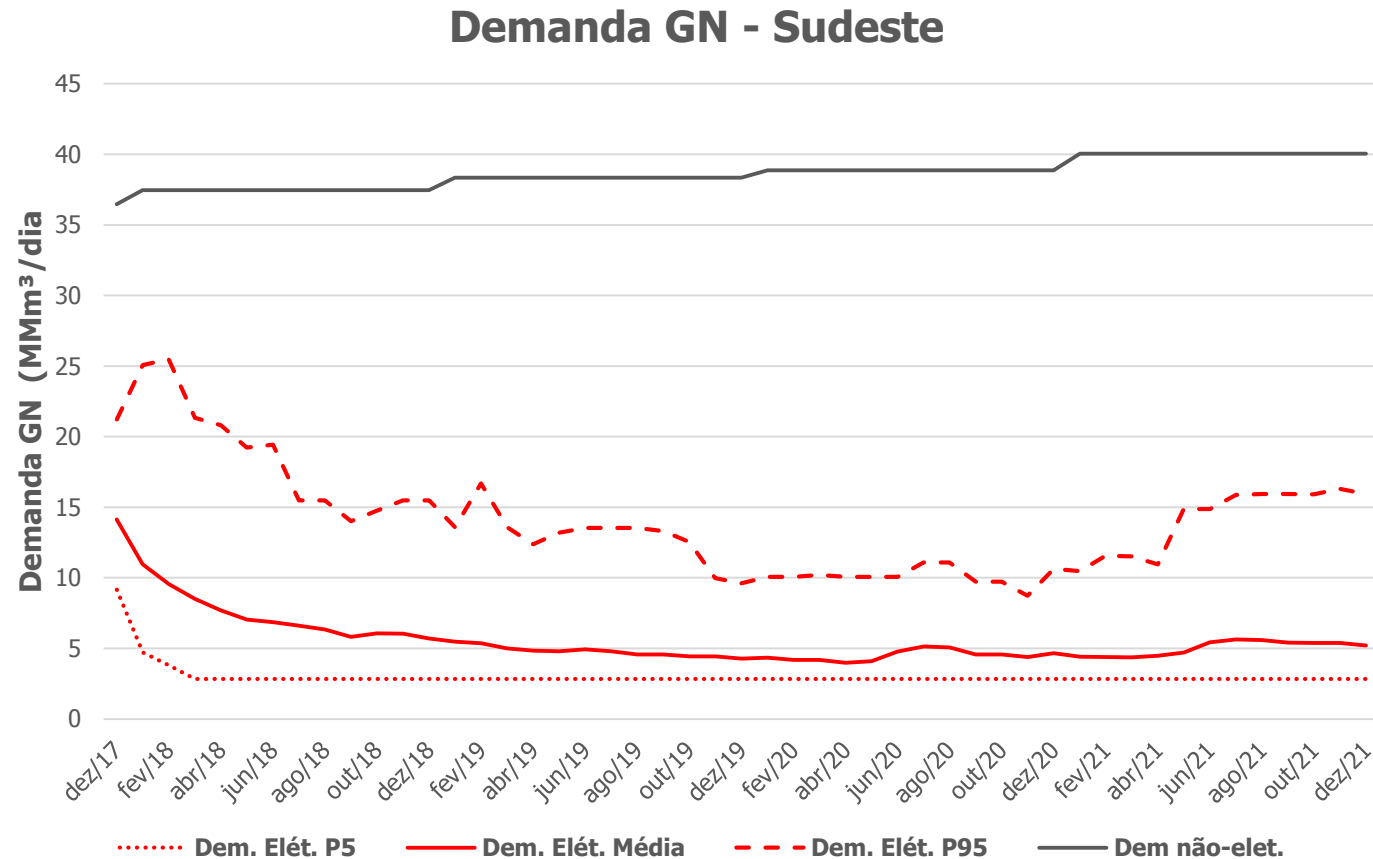


ESTUDO DE CASO - Premissas

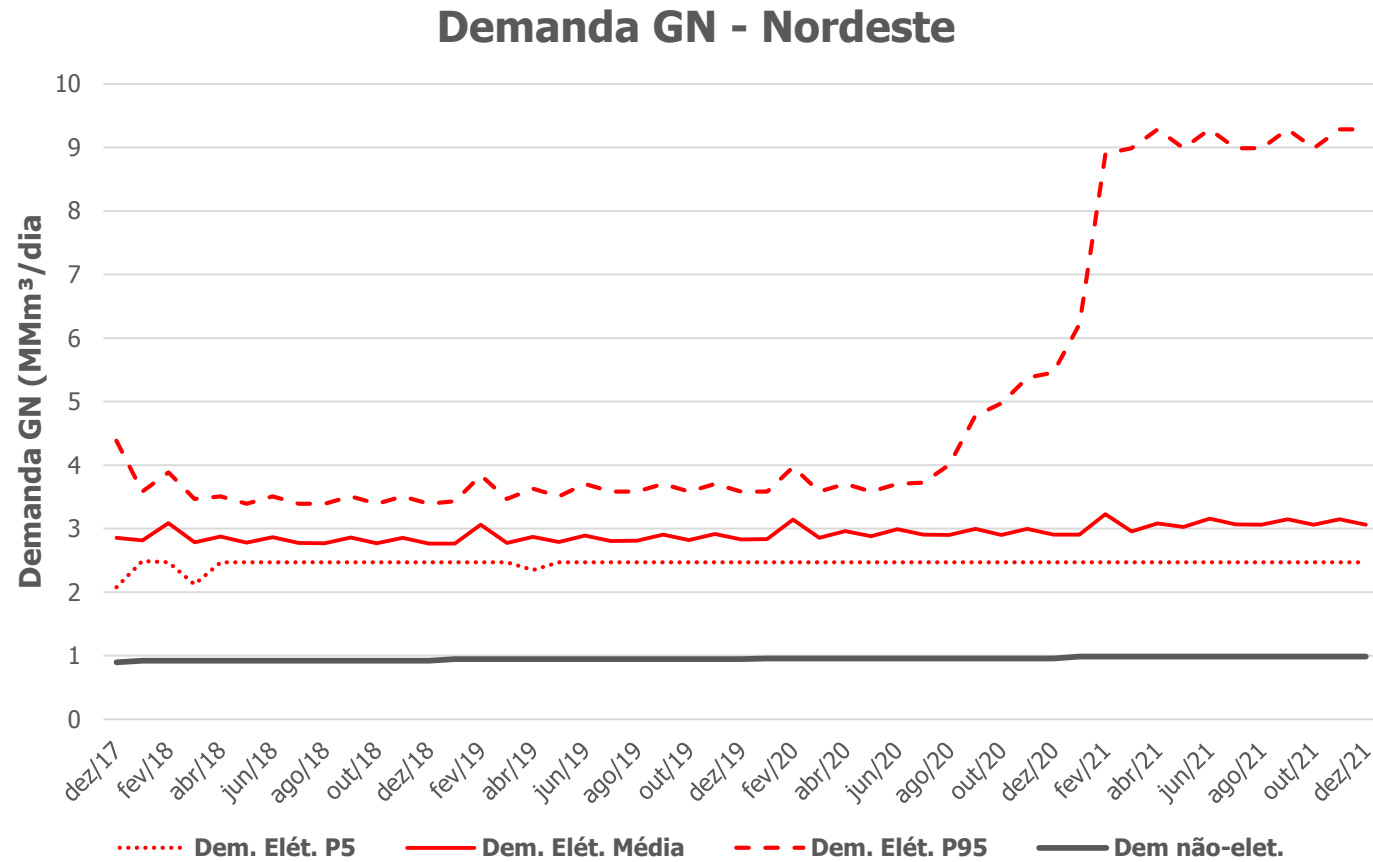
- ✓ **Premissas de Demanda Não Termelétrica:** Previsão Brasil do PDE2026 (EPE 2016) com proporções históricas entre os subsistemas - Jan/2010 e Abr/2017

- ✓ **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

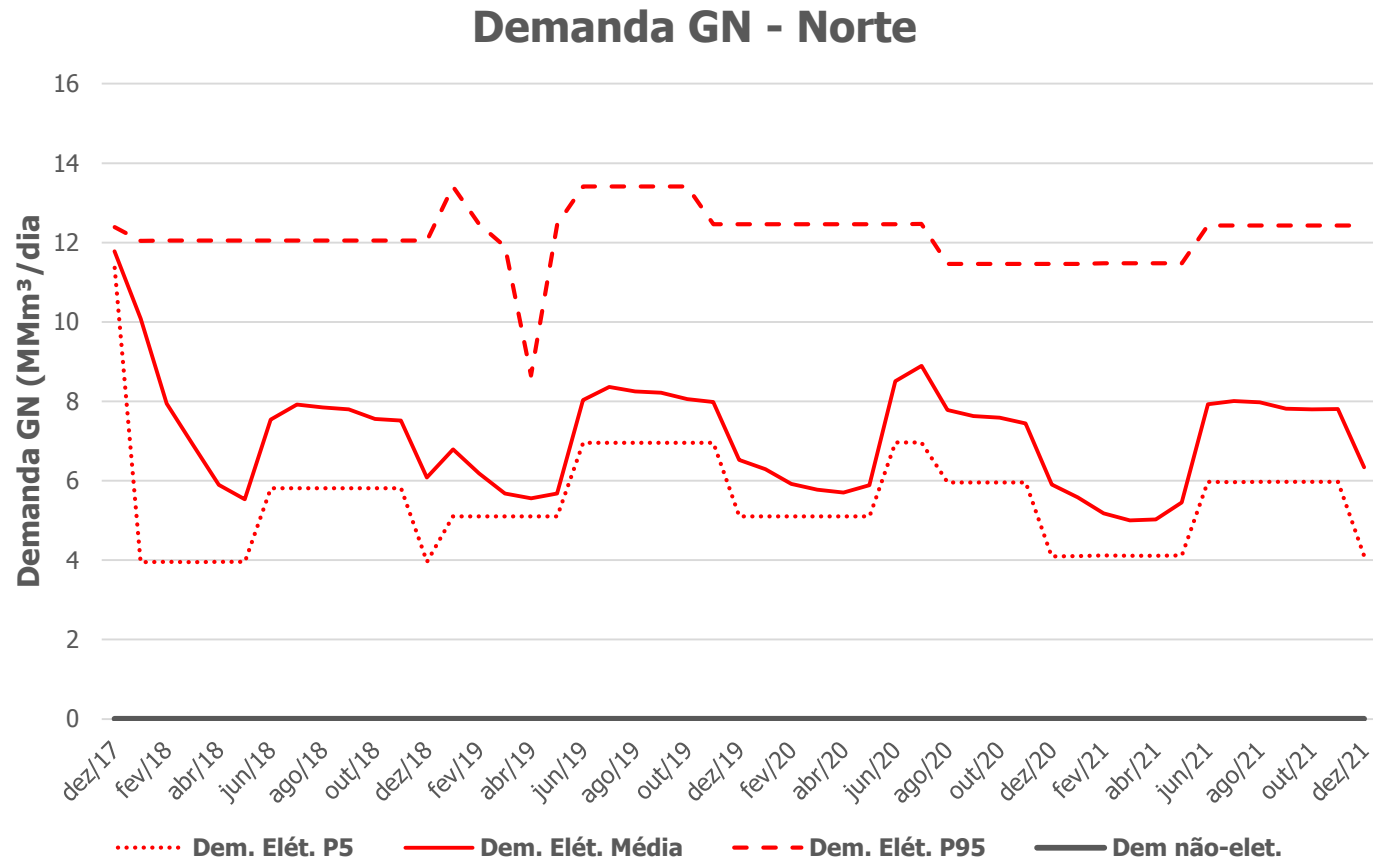
ESTUDO DE CASO - Premissas



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\$ /MMm³/dia

✓ **Capacidade de gás útil:**

- Cavernas de Sal: 65,0 milhões de m³
- Campos Depletados: 2.125,0 milhões de m³

✓ **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

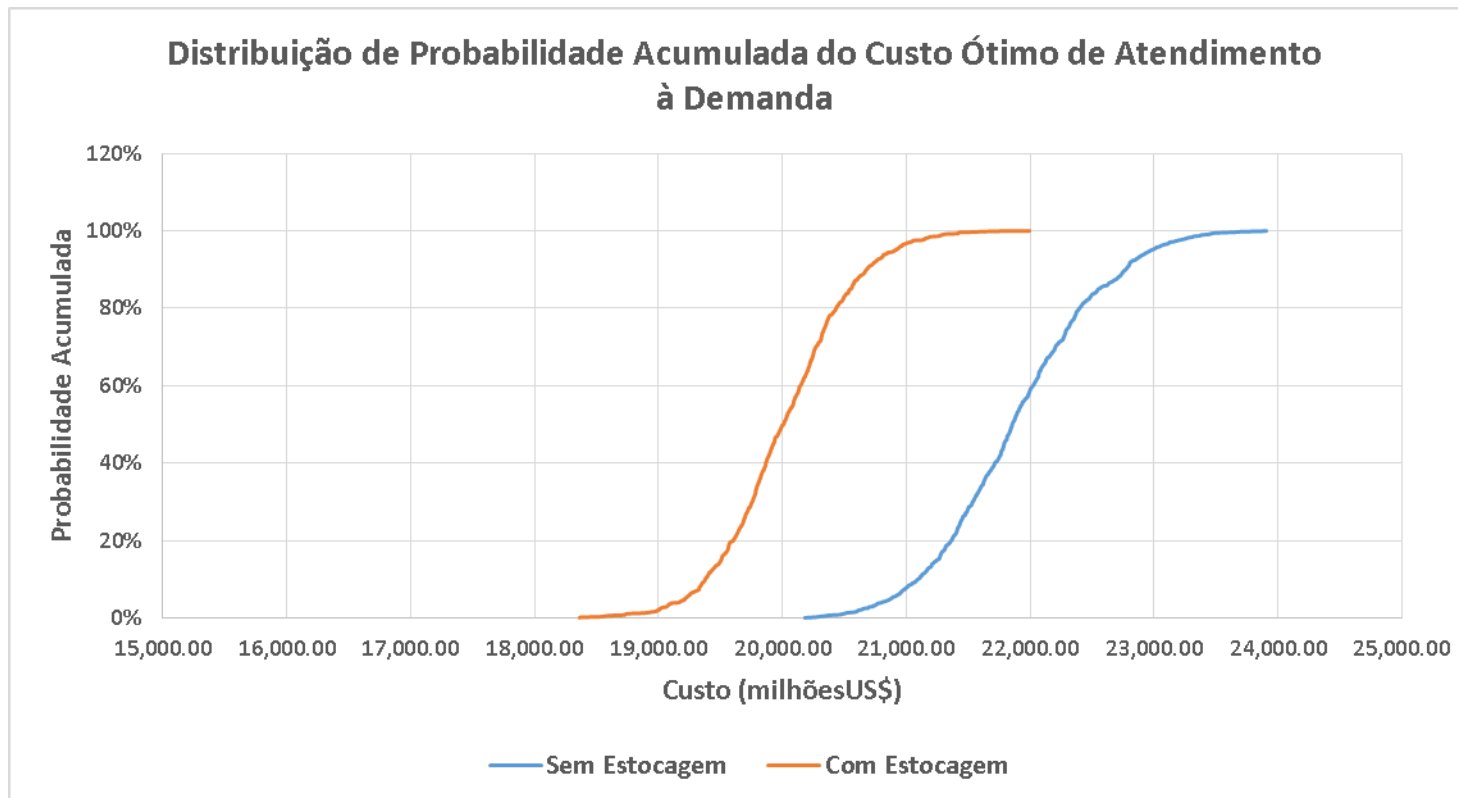
- Preço GNL e demanda termelétricas por subsistema
- Independência temporal
- 200 aberturas/cenários no passo backward

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

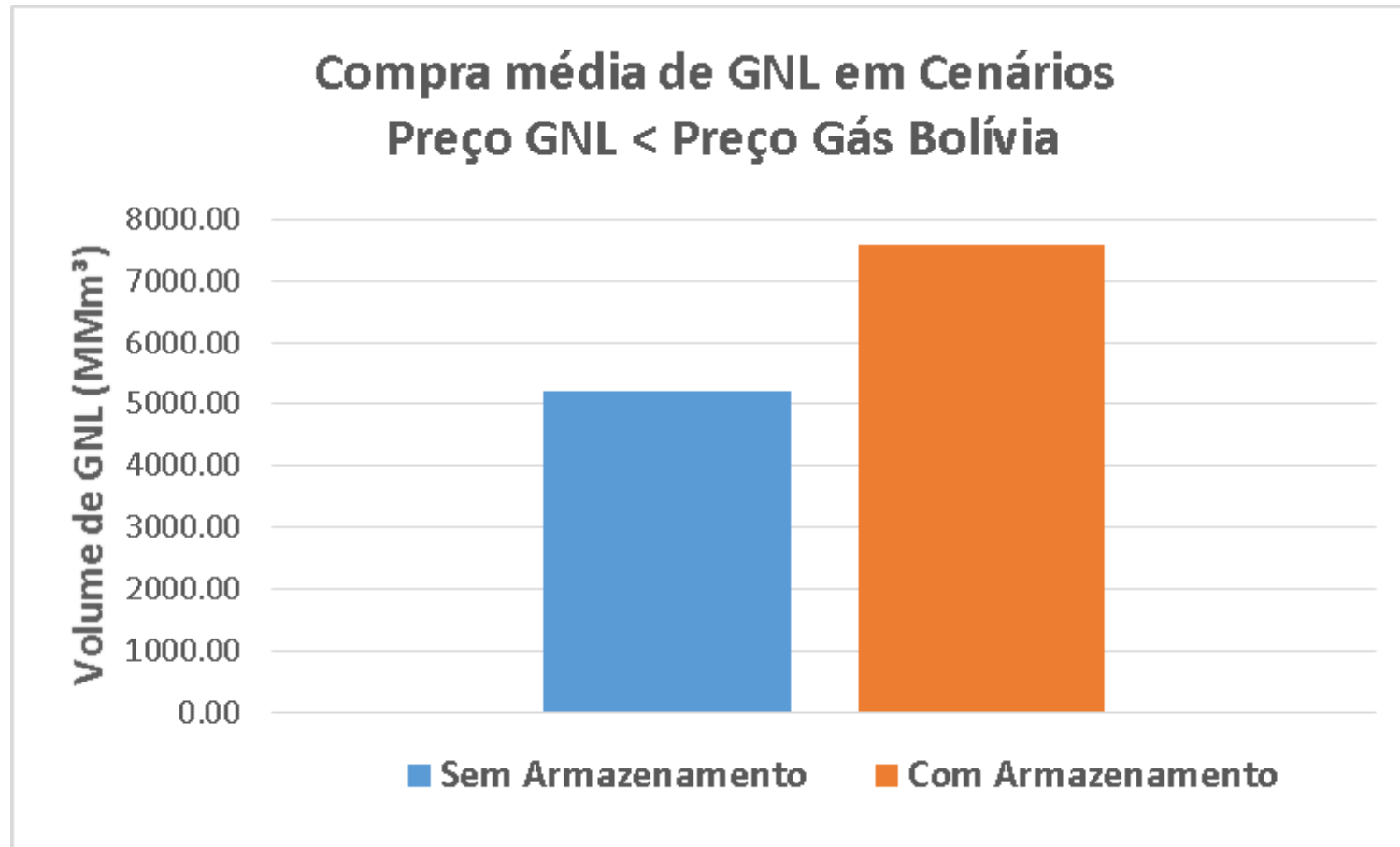
✓ **1000 Simulações de Cenários** -> decisão de suprimento de gás natural e estocagem

ESTUDO DE CASO – Resultados

Caso sem Estocagem vs Caso com Estocagem

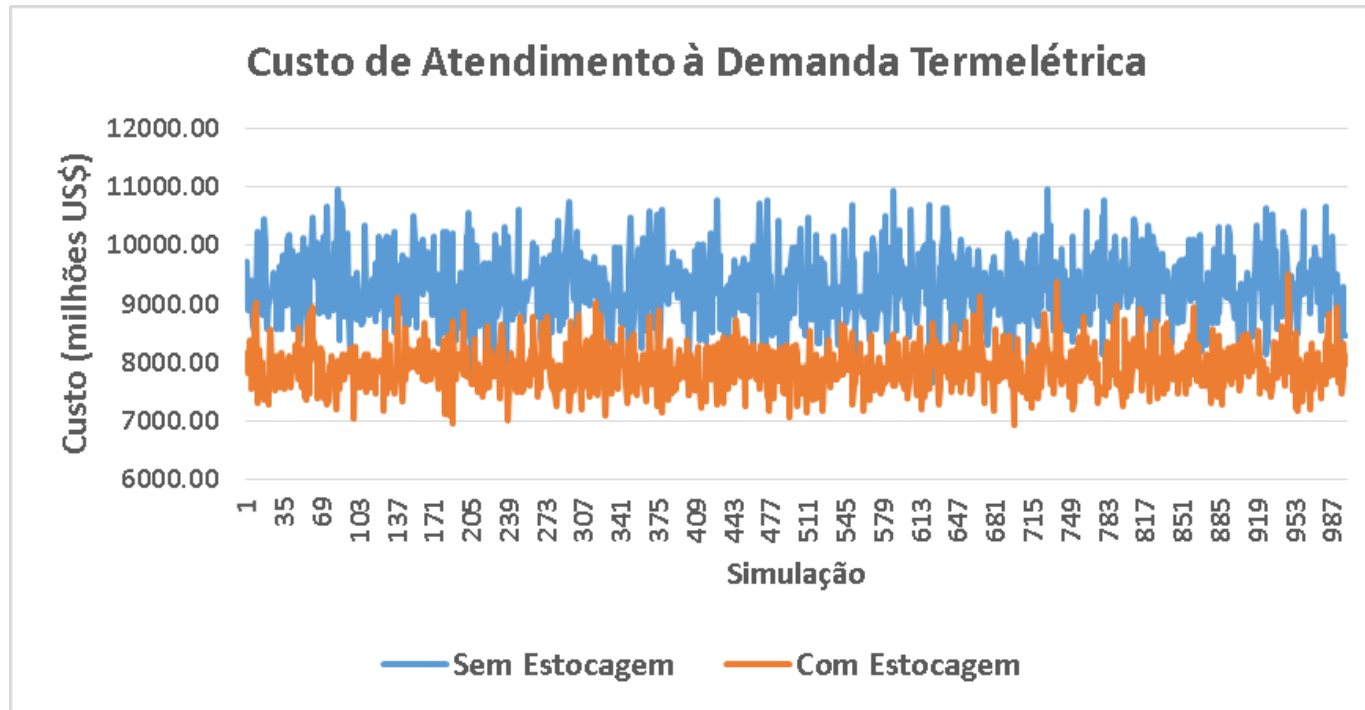


ESTUDO DE CASO – Resultados



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 ³)	IC 95% (milhões m ³)
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/m³ de gás útil
 - Campos depletados: US\$ 0.0375/m³ de gás útil

- ✓ Premissa de custo anual de operação fixo (IPT, 2005):
 - Cavernas de sal: US\$ 0.60 / (m³/dia), onde se considera a disponibilidade máxima de retirada diária
 - Campos depletados: US\$ 0.0375/m³ de gás útil

Análise do Benefício do Armazenamento

Estudo de Caso 1: Caverna de Sal de 65,0 MMm³ e Campo Depletado 2.125,0 MMm³
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 MMm³ 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

Larissa Resende

larissa.resende@fgv.br

