



# Desenhos para mercados com alta participação de renováveis

---

ROBERTO BRANDÃO

LISBOA, 07 DE JUNHO DE 2022

# Introdução

---

- A rápida descarbonização esperada para **Europa** nos próximos anos e as consequências da atual crise do gás, têm levado ao **questionamento do atual desenho** de mercado europeu.
- O **Brasil** está em meio a um **processo de modernização** da comercialização de energia que envolve alterações no funcionamento do mercado atacadista:
  - crescimento da comercialização não regulada;
  - Introdução de leilões de capacidade;
  - preços horários.

# Introdução

---

- O mercado europeu de eletricidade tem participação expressiva, mas decrescente, de geração térmica baseada em combustíveis fósseis.
- O sistema brasileiro é historicamente baseado em fontes renováveis. A geração térmica tem preponderantemente o papel de geração de backup. Os preços de combustíveis fósseis têm papel pouco importante na formação de preços.
- Em meio a altos preços do gás e do petróleo o preço do mercado atacadista no Brasil é hoje de menos de € 10/MWh.

# Introdução

---

- O desenho dos mercados atacadistas liberalizados de energia elétrica está **centrado no mercado de curto prazo**.
- Este mercado induz a **alocação eficiente** de geração e carga no **curto prazo**.
- Mas a evidência empírica é de que a **sinalização para investimentos** pode não ser adequada e de que mecanismos adicionais de suporte ao investimento tendem ser necessários. Mas não há consenso de quais eles devem ser.
- Isso é particularmente verdadeiro para sistemas com **participação muito alta de geração baseada em custos fixos**: renováveis, como eólica e solar, mas também nuclear e hídrica.

# Introdução

---

- Gesel tem realizado diversos estudos sobre a economicidade da introdução de **sistemas de armazenamento** no Brasil: inicialmente bombagem (UHRs) e mais recentemente baterias.
- Isto envolveu a modelagem da evolução do sistema brasileiro nas próximas duas décadas.
- Este trabalho permitiu simular a capacidade do mercado atacadista de fornecer sinais econômicos adequados para os agentes e pode ser usado para **avaliar a eficácia de mecanismos de suporte ao investimento**.

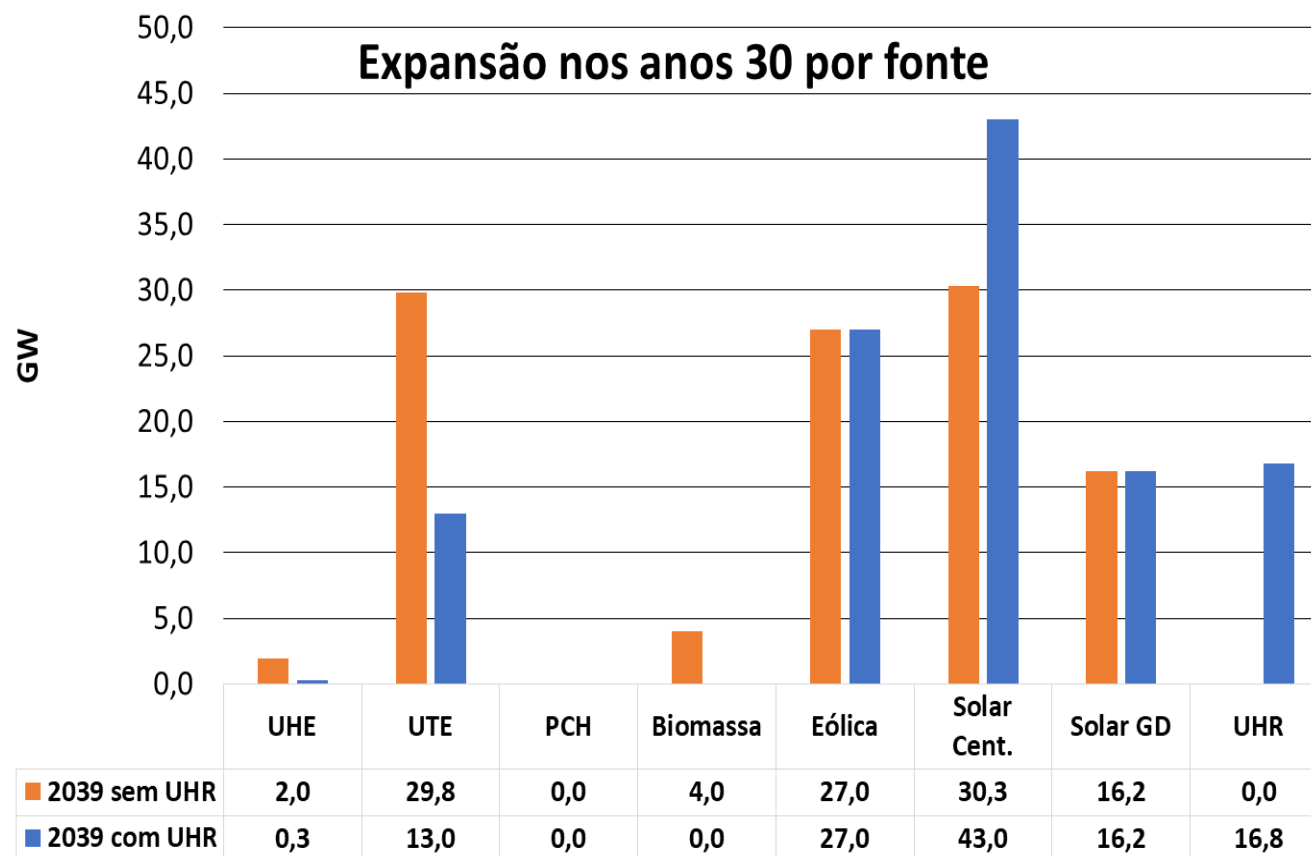
# Introdução

---

- Foi realizada modelagem no atual projeto para a expansão do SIN nos anos 30, utilizando o software Plexos com a configuração final do PDE 2029. As principais conclusões foram:
  - **UHRs são uma alternativa econômica** para a expansão do sistema no médio prazo, no contexto do forte crescimento esperado da geração renovável não controlável;
  - UHRs, bem como UTEs atuando com função de *backup* para a ponta, **não são financeiramente viáveis** para o empreendedor caso a **remuneração** do projeto seja obtida **apenas via mercado de energia**;
  - Preços no mercado de energia também são **insuficientes para garantir a sustentabilidade de investimentos em geração**. Isso inclui eólica e sobretudo solar.

# UHR na expansão do SIN

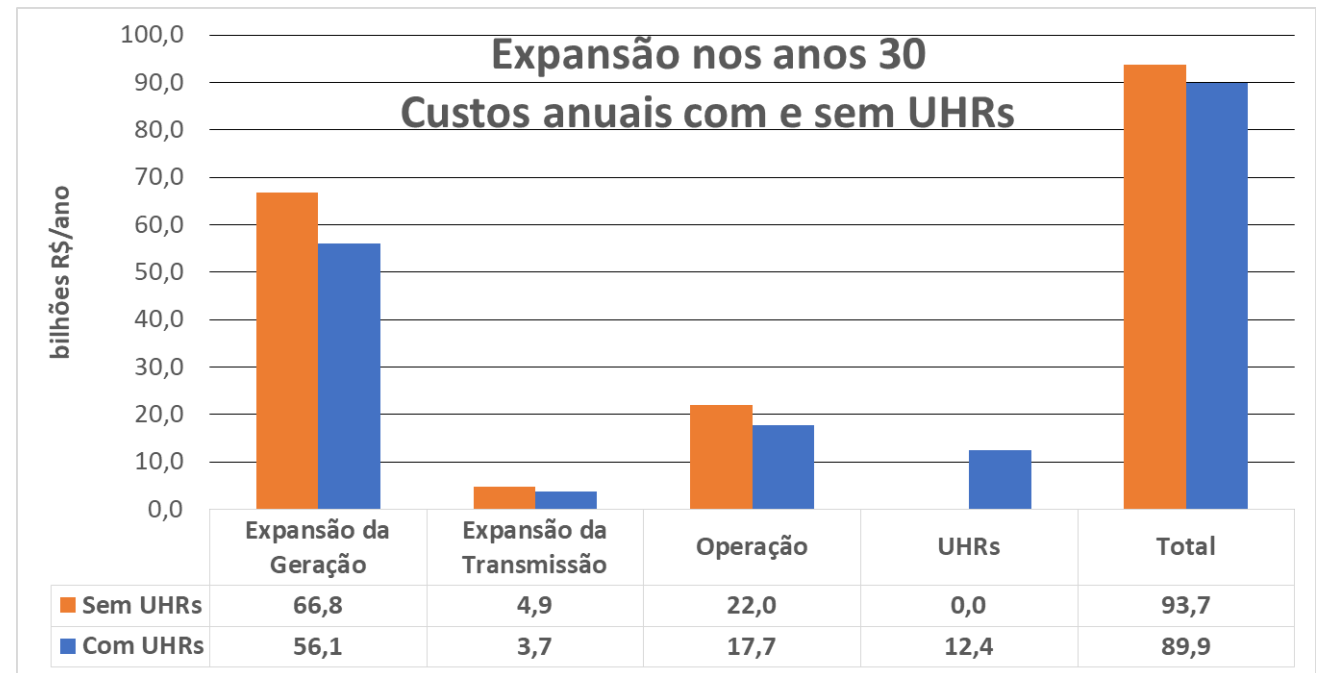
- **Modelo de Expansão para o período de 2029 até 2039, com dados do PDE 2029**
  - Modelo integrado de minimização dos custos de investimento e de operação
  - Carga projetada para 2039: 134 GW médios/189 GW de ponta
  - No caso base (sem UHR) o modelo concentra a expansão em eólicas e solares, complementadas por forte contratação de termelétricas, sobretudo com perfil de ponta.
  - No caso com UHR, há menor expansão de termelétricas, maior volume de solar centralizada e 16,8GW de UHRs.



# UHR na expansão do SIN

## ■ A expansão com UHRs é mais econômica

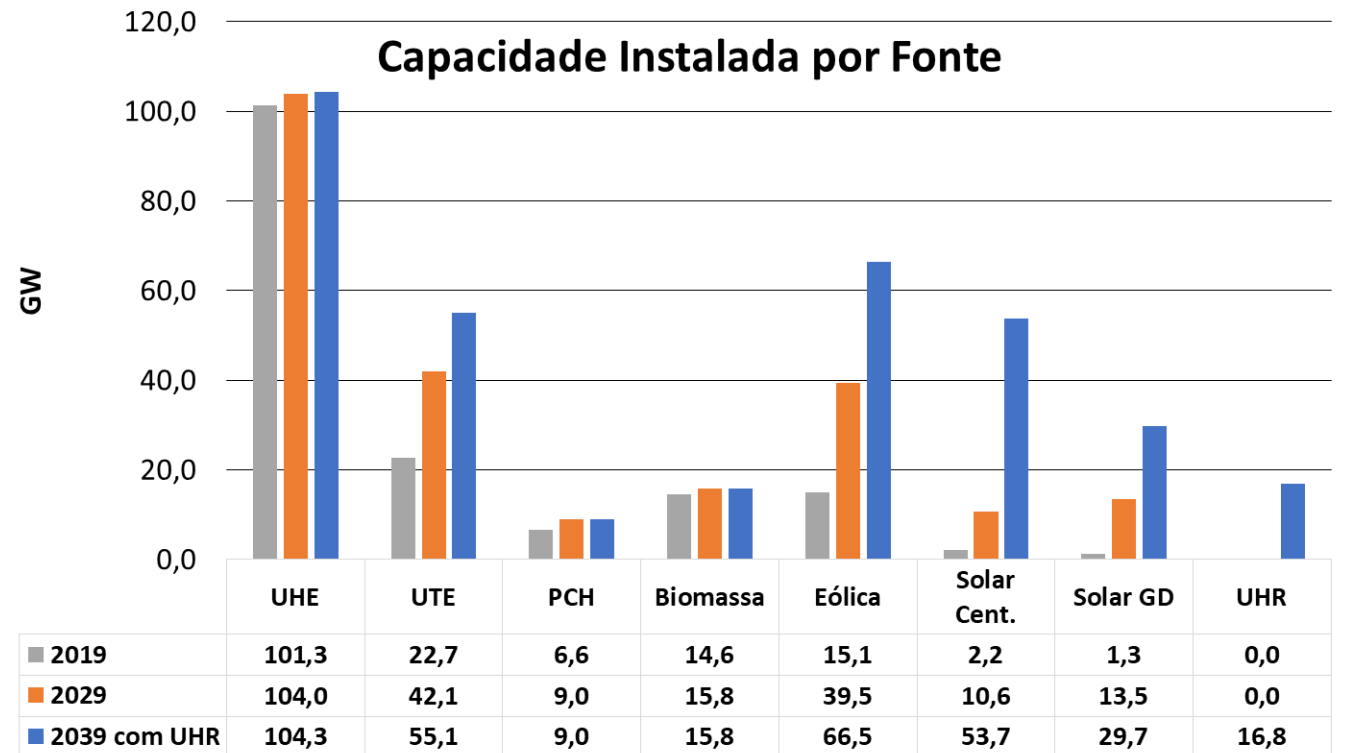
- Soma dos custos anualizados de investimentos e de operação é R\$ 3,8 bilhões/ano menor no caso com UHRs. Redução de 4% no custo total.
- Menor custo anualizado da expansão da geração e transmissão e da operação do SIN mais do que compensa o custo das UHRs
- Redução dos vertimentos e do corte de renováveis explica parte da redução dos custos operacionais.





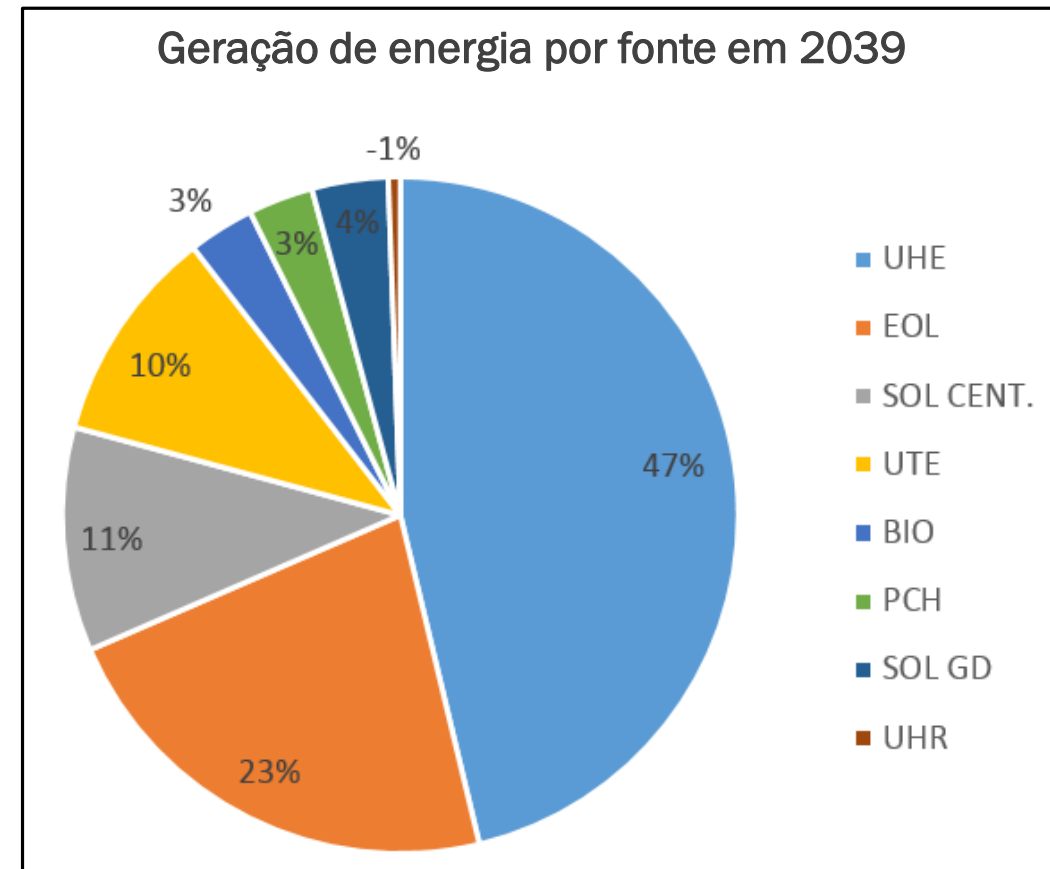
# UHR na expansão do SIN

- **Matriz de geração se diversifica nos próximos 20 anos.**
  - UHE, PCH e Biomassa ficam estagnadas enquanto ocorre alto crescimento das demais fontes.
  - UHRs viabilizam forte crescimento das fontes renováveis não controláveis.



# UHR na expansão do SIN

- **Hidrelétricas** ainda são responsáveis **por quase metade da geração** em 2039.
- **UTES** têm participação de apenas 10% na geração. Isso inclui nuclear e usinas com geração mínima (inflexibilidade);
- A modelagem da operação de curto prazo do SIN 2039 permitiu o cálculo da **geração** e do **preço horários** de cada usina do SIN;
- Isso serviu de base para a avaliação da **sustentabilidade financeira** dos projetos.



# Objetivo: Verificar a sustentabilidade financeira da expansão

---

1. Investigar as **alternativas comerciais** que tornem projetos de **UHRs financeiramente viáveis** para os empreendedores, avaliando também seus **impactos para os consumidores**.
2. Testar a capacidade das alternativas comerciais analisadas para **promover a expansão do sistema ao mínimo custo**, não só para UHRs, como também para outros projetos que não se viabilizam via preços de mercado.

# UHRs na expansão do SIN

---

- Mercado de energia **não viabiliza expansão a mínimo custo**. Contratos de longo prazos tendo como referência os preços do spot tampouco dariam sinal econômico adequado.
- As **usinas entrantes** no sistema têm, no geral, **déficit** financeiro no mercado de energia.
  - Das 16 usinas ou conjuntos de usinas novas, apenas 3 têm receitas maiores do que os custos totais anualizados (2 conjuntos de eólicas e 1 UHE).

Resultado no mercado de energia de todas as novas usinas, em R\$ bilhões ao ano

Receita líquida no mercado de energia	Custos fixos	Custo de investimento anualizado	Resultado
39,3	28,6	39,8	-29,1

# Mercado de capacidade - Simulação

- Cobrem custos não-remunerados pelo mercado de energia:  
Custos Totais – Receita Mercado de Energia
- *Capacity Shadow Price* (Preço sombra): Preço de capacidade que permite o equilíbrio da usina.
- *O preço de mercado*: preço da usina com maior preço-sombra que é necessária para atender à demanda.
- Caso brasileiro:
  - **Usina marginal: UTE GN CA no Sul → R\$ 786,02/kW**
  - Receita de todas as usinas no mercado de capacidade:
    - **R\$ 141,6 bilhões**

Média dos resultados dos leilões nos mercados de capacidade PJM, NE-ISO e NationalGridESO e Brasil Simulado

Mercado	Preço-Teto Médio / CONE*	NET CONE Médio	Preço Final Médio
	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
NationalGrid ESO	369,57	241,45	74,50
NE-ISO	590,51	443,12	20,73
PJM	560,07	448,52	161,18
Brasil Simulado	-	786,02	-

# Mercado de capacidade - Análise

- Grande **impacto para o consumidor**
  - Custo por MWh aumenta 52,6% em relação à energia pura.
  - Varias usinas novas ou existentes têm **windfall profits**.
- UHRs e UTEs se viabilizariam financeiramente:
  - Há viés em favor de UHRs de baixo CAPEX;
  - O armazenamento não é valorado explicitamente.
- Mercado de capacidade **não oferece sinal adequado de investimento para geração renovável**:
  - UTEs mais caras definem preço;
  - Com preço estimado, solares não se viabilizam.
- **Expansão a mínimo custo não seria realizada.**

## Preço-sombra das usinas entrantes.

Usina/Conjunto de Usinas	Preço-Sombra (R\$/kW)
GN CA S	786,02
GNL SE FLEX	719,18
Eólicas BA	797,33
Eólicas MA	0
Eólicas PE	0
Eólicas PI	472,89
Eólicas RN	371,46
Solar Centralizada NE	1.132,14
Solar Centralizada SE	986,69
UHE Maranhão	260,17
UHE Paranã	485,38
UHE Santo Antônio (Chapecó)	0
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	769,41
UHR dos Patos (Segredo)	689,05
UHR Monte Horebe	457,99
UHR Serra do Lajeado (Lajeado)	506,30

# Mecanismos de suporte de longo prazo

---

- **Leilões** de Contratos de Longo Prazo podem ser uma alternativa para **viabilizar financeiramente** usinas renováveis, térmicas flexíveis e UHRs:
  - Eles garantem que geradores remunerem seus custos totais;
  - Esse modelo pode requerer formatação específica dos contratos de acordo com o tipo de projeto;
  - Somente concorrência nos leilões pode fazer remuneração convergir para os custos.
- **Experiência brasileira:**
  - Referência internacional para contratação competitiva em larga escala de fontes renováveis;
  - Modelo atual requer ajuste na alocação de custos e riscos, hoje concentrados no ACR;
  - Separação entre lastro e energia é compatível tanto com contratação de LP e com mercados de capacidade.

# Mecanismos de suporte

## Simulação e Análise

- **Valores dos contratos iguais ao custo total dos geradores:**

- Concorrência faz preços convergirem para os custos totais;
- Isso previne déficits e excedentes financeiros.

- **Menor custo para o consumidor** em

comparação ao mercado de capacidade

- Viabilizaria a expansão de menor custo;
- Pode não dar sinal econômico correto para o descomissionamento.

**Comparativo da receita total por tipo de fonte de geração nova para os mercados de capacidade e contratos de longo prazo**

Fonte de Geração	Receita Total (milhões R\$)		Diferença percentual do mercado de capacidade em relação ao contrato por longo prazo
	Mercados de energia e capacidade	Mercado de energia e contratos de longo prazo	
Hidrelétrica	566	299	89,2%
Eólica	43.682	25.320	72,5%
Térmica	10.533	10.524	0,1%
UHR	15.901	12.377	28,5%
<b>Total</b>	<b>70.682</b>	<b>48.520</b>	<b>45,7%</b>



# Conclusões

---

- Os resultados da **expansão** ao mínimo custo indicam fontes mais baratas de energia, como **eólica e solar crescendo** significativamente. Elas são **complementadas** por **térmicas de backup** e armazenamento de longo prazo através de **usinas reversíveis**.
- A simulação financeira de um **mercado de capacidade** indica que ela geraria um elevado **sobrecusto para o consumidor** e **não** seria capaz de **viabilizar** a contratação dos projetos indicados na **expansão ótima**.
- A simulação financeira de **mecanismos de suporte de longo prazo** é **compatível** com a **expansão ótima** proposta, apresentando **menor custo para o consumidor**. Ela pode ainda ser ajustada para que os **contratos** sejam puramente **financeiros** não afetando a dinâmica de preços do mercado.
- É concebível a combinação dos dois tipos de mecanismos. Ex UK: mercado de capacidade + *Contracts for Differences* (CfD) para geração renovável.

# Obrigado!

[robertobrandao@gmail.com](mailto:robertobrandao@gmail.com)

GESEL - UFRJ

(21) 2051-5177 / 3577-3953