



Análise da viabilidade de investimentos em UHRs no Brasil

ROBERTO BRANDÃO

RIO DE JANEIRO, 09 DE ABRIL DE 2021

Executoras

Proponentes



PAULISTA LAJEADO

Sumário

1. Introdução
2. Objetivos
3. Garantia de suficiência da oferta em mercados liberalizados
4. UHRs em mercados liberalizados
5. UHRs na expansão do SIN
6. Mercado de capacidade
7. Mecanismos de suporte de longo prazo
8. Conclusões

Introdução

- A forte tendência ao crescimento das fontes de geração variáveis e não-despacháveis, como **eólica e solar**, gera a necessidade de **acrescentar potência firme e flexibilidade** ao sistema e altera a **dinâmica dos preços** de curto prazo.
- Os modelos comerciais devem adaptar-se a esta nova realidade, emitindo **sinais econômicos adequados para investimentos** em projetos que possam oferecer confiabilidade e flexibilidade ao sistema: **geração de backup, armazenamento e resposta da demanda**.

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.

Objetivos

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.

Garantia de suficiência da oferta em mercados liberalizados

- Abordagens **baseadas em preço**

- Preço-teto no mercado de energia é muito elevado
 - ERCOT, Singapura, Nova Zelândia, Alberta (Canadá)



- Abordagens **quantitativas**

- Obrigação descentralizada de confiabilidade
 - CAISO, Southern Power Pool (SPP)
- Mercado de capacidade
 - PJM, NY-ISO, NE-ISO, Reino Unido
- Reserva estratégica
 - Alemanha, Bélgica e Suécia

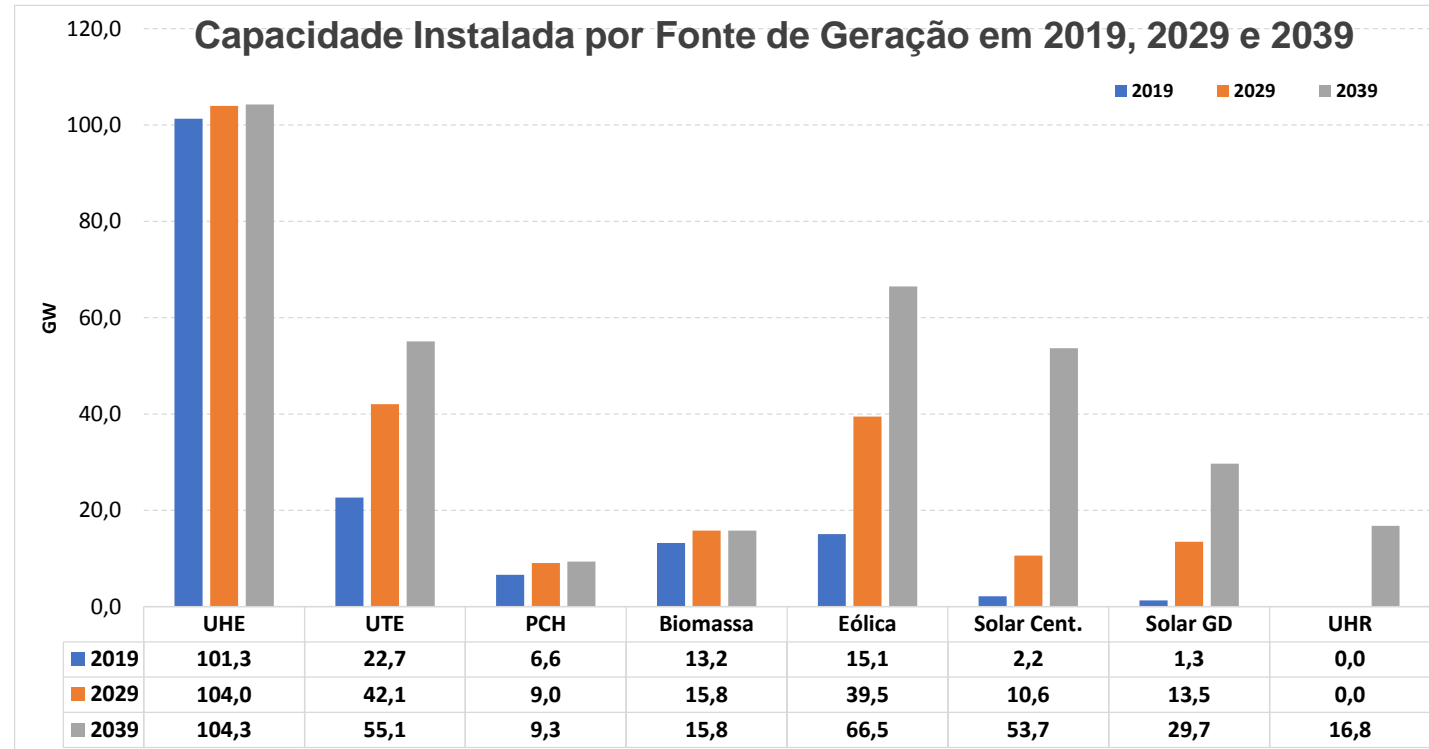


UHRs em mercados liberalizados

- A viabilização de UHRs em mercados liberalizados tem se mostrado um grande desafio.
- Alteração na **dinâmica de preços** dos mercados europeus nos últimos anos
 - Redução nos preços
 - Menor diferença entre preços ao longo do dia
- UHRs **incapazes de auferir ganhos via arbitragem** para se remunerarem adequadamente
 - Casos da **Suíça, Alemanha e Áustria**
- **Portugal** conseguiu viabilizar novas UHRs ao utilizar **mecanismos de incentivo adicionais**.

UHR na expansão do SIN

- **Modelo de Expansão para o período de 2029 até 2039, com dados do PDE 2029.**
 - Monte Carlo com 8 séries hidrológicas mensais com valor médio do período entre 1982 e 2018
 - Carga projetada: 134 GW médios/189 GW de ponta
 - Pequeno crescimento das hidrelétricas e **expansão substancial de termoelétricas, eólicas, solares e reversíveis.**



Resultado Simulado

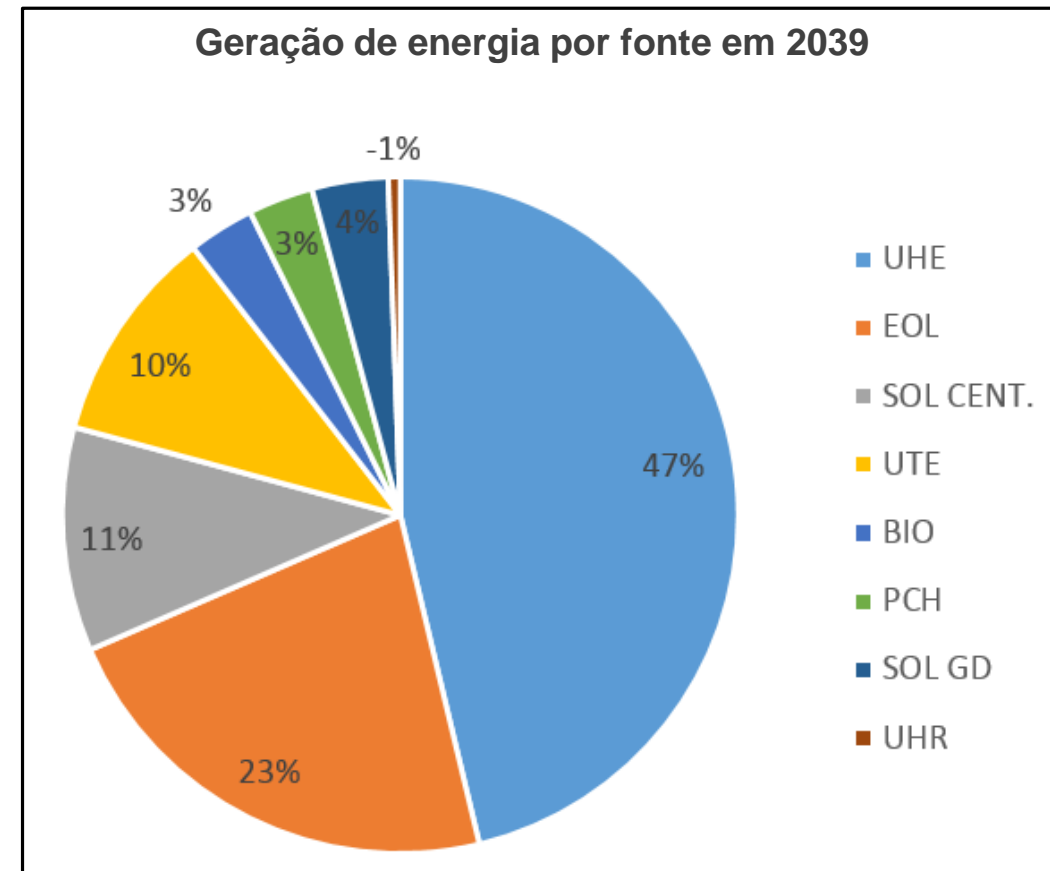
- **Eólicas e solares** são as principais responsáveis por **agregar geração efetiva de energia**.
- **Novas UTEs** têm fator de utilização muito baixo, sendo usadas basicamente para dar **confiabilidade do sistema**.
- Somente cerca de 0,3GW de novas hidroelétricas são construídas, enquanto as **UHRs totalizam 16,8GW**.
- As **UHRs fazem parte da expansão ao mínimo custo** em um sistema com abundância de fontes de energia barata e intermitente.

Expansão da capacidade por fontes entre 2029 e 2039.

Usina/Conjunto de usinas	Capacidade construída (MW)
Gás natural ciclo aberto S	12.886
GNL flexível SE	129
Eólicas BA	7.000
Eólicas MA	5.000
Eólicas PE	5.000
Eólicas PI	5.000
Eólicas RN	5.000
Solar centralizada NE	19.089
Solar centralizada SE	23.949
UHE Maranhão	125
UHE Paranã	90
UHE Santo Antônio Chapecó	84
Total Geradores	83.351
UHR Coxilha Grande (Uruguai)	2.100
UHR Dos Patos (Iguaçu)	3.500
UHR Monte Horebe (PB)	4.200
UHR S. do Lajeado (Lajeado)	7.000
Total UHRs	16.800

UHR na expansão do SIN

- Modelagem estocástica do sistema em 2039 com a configuração que **resultou da expansão**:
 - Médio prazo (semanal) e curto prazo (horário):
 - 36 séries hidrológicas semanais
 - 21 patamares de carga por semana – blocos dia/noite
- **UHRs têm a geração líquida negativa**, conforme o esperado, uma vez que o ciclo bombeamento/geração implica em perdas.



UHRs na expansão do SIN

- Mercado de energia **não viabiliza expansão a mínimo custo.**
- As **usinas entrantes** no sistema têm, no geral, **déficit** financeiro com venda 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

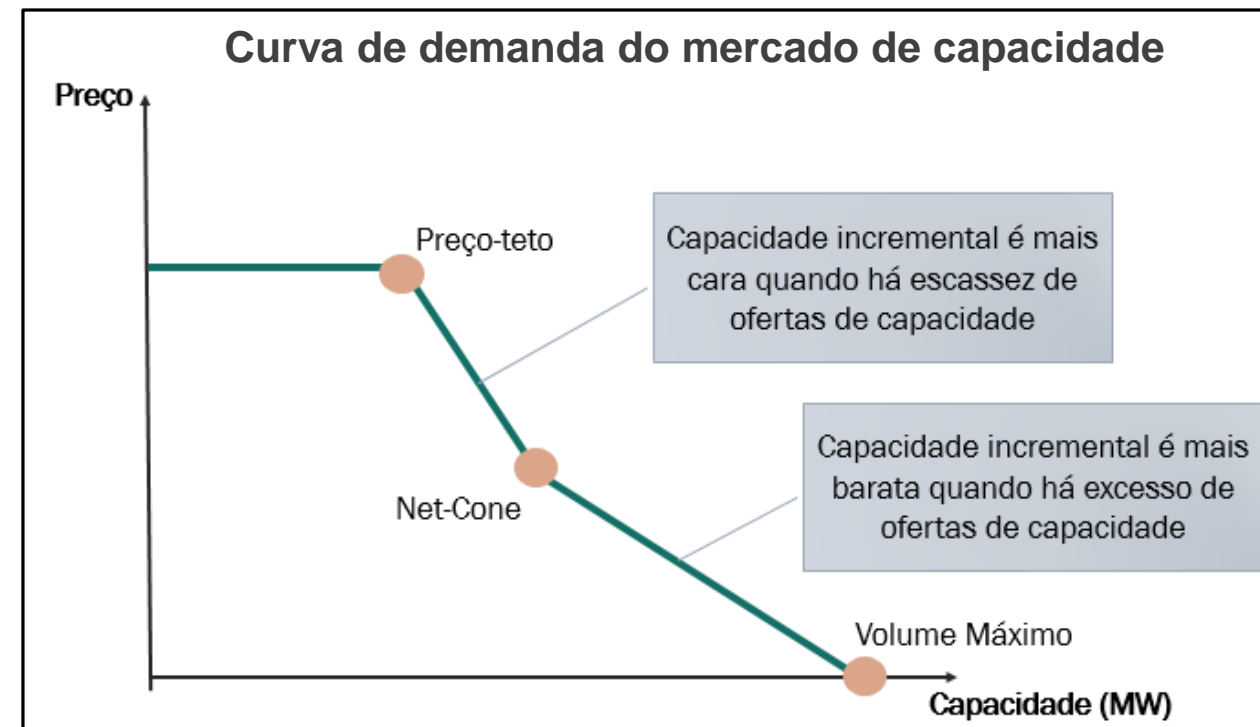
Receita líquida no mercado de energia	Custos fixos	Custo de investimento anualizado	Resultado
39,3	28,6	39,8	-29,1

Mercado de capacidade

- Mercados de capacidade remuneram os geradores por disponibilizarem potência em momentos de escassez. Participantes auferem receitas que ajudam a rentabilizar seus projetos
- **Curva de demanda por capacidade é definida administrativamente.**
- Ofertas são realizadas em **leilões pelo menor preço.**

Parâmetros da curva de demanda do mercado de capacidade

Preço-teto:	NET-CONE:
Preço máximo para compra do volume mínimo de capacidade	Preço correspondente ao nível de capacidade alvo.
Definido administrativamente	Custos Totais – Receitas Totais (Energia)



Mercado de capacidade - Simulação

- Custos não-remunerados pelo mercado de energia:
Custos Totais – Receita Mercado de Energia
- *Capacity Shadow Price* (Preço sombra):
 - Preço de capacidade que cobre custos não remunerados de uma usina
 - O preço final: usina com maior preço-sombra necessária para atender à demanda.
- Caso brasileiro:
 - **Usina marginal: UTE GN CA no Sul → R\$ 786,02/kW**
 - Preço da capacidade é baseado nas usinas entrantes
 - Receita total do mercado baseada em todas as usinas:
 - **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)
NationalGridESO	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.

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 de longo prazo

- **Experiência internacional:**

- **Contratos de compra e venda de energia**, como os dos leilões de energia nova brasileiros **caíram em desuso** nos mercados liberalizados. Mecanismos de suporte de longo prazo tendem a ser puramente financeiros, prescindindo da contratação de energia.
- Há preferência por mecanismos de suporte ao investimento **competitivos** e que **não interfiram com a sinalização de preços do mercado de energia** (usinas permanecem 100% *merchant*);
- Custos associados à contratação são repassados a **todo o mercado**.

- **Suporte ao investimento via contratos financeiros**

- Reino Unido (2014) – ***Contracts for Difference***;
- Austrália (*New South Wales*, 2020). *Renewable Energy Zones* -- ***Long Term Service Agreements***;
- Espanha (2020) -- ***Régimen Económico de Energías Renovables***.

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

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%
Total	70.682	48.520	45,7%

- **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.

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.

Anexo: Posição da EU sobre mecanismos de capacidade

- Regulamento do Mercado Interno de Eletricidade da UE (Regulamento UE 2019/943) aponta para a **eliminação progressiva** de medidas que provocam “distorções no mercado”, como os **mecanismos de capacidade**.
- Não devem ser introduzidos **novos** mecanismos de capacidade na EU.
- Podem ser admitidas **exceções** se ficar demonstrado que há um problema de suficiência de oferta que não pode ser resolvido de outra forma no momento.
- Nesse caso deve ser dada preferência à **reserva estratégica** em detrimento de outros mecanismos de capacidade.
- Novos mecanismos de capacidade devem ser **temporários** e com **prazo e forma determinados** para serem eliminados.

Obrigado!

robertobrandao@gmail.com

GESEL - UFRJ

(21) 2051-5177 / 3577-3953