

# Formação de Preços no Mercado Brasileiro de Energia

16/10/2019



# Mercado “ideal”

## O mercado Brasileiro de energia elétrica deveria ter:

- ✓ Segurança
- ✓ Liquidez
- ✓ Acesso amplo (elevado número de competidores)
- ✓ Prêmio de risco (sobrepço) mínimo
- ✓ Poder de mercado mínimo
- ✓ Do ponto de vista de suprimento -> Risco de déficit conhecido, controlado e respeitado
- ✓ Processo de formação de preços é essencial para construção desse caminho

“O preço de curto prazo é o principal indutor de eficiência econômica”

# Formação de Preços – Primeira Comparação

## Por Custo

- ✓ Exige governança nos processos do Operador
- ✓ Representa a aversão a risco do Operador
- ✓ Possibilita realização de estudos prospectivos
- ✓ Mitiga poder de mercado

## Por Bid

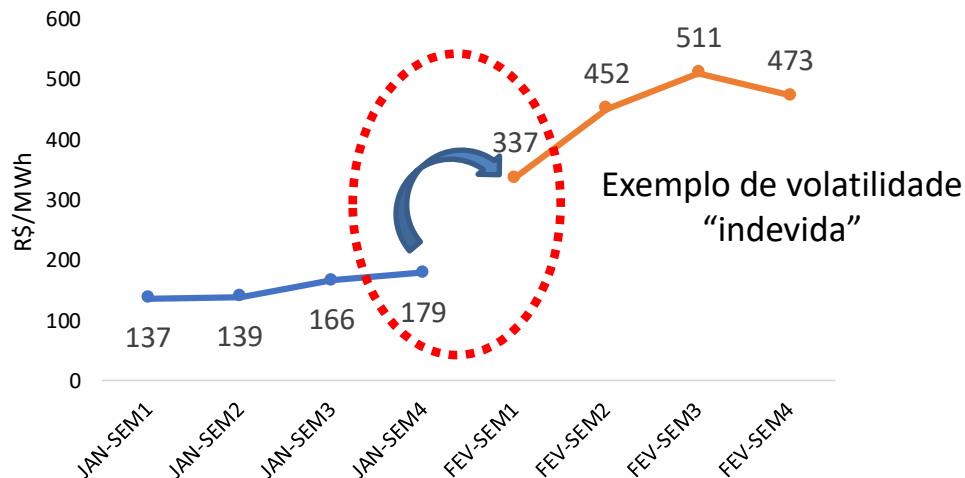
- ✓ Estratégia definida pelos próprios agentes
- ✓ Captura a aversão a risco individual
- ✓ Maior dificuldade p/ estudos prospectivos
- ✓ Mais vulnerável a poder de mercado

Processo atual é satisfatório? Não!

Alguns problemas do modelo atual:

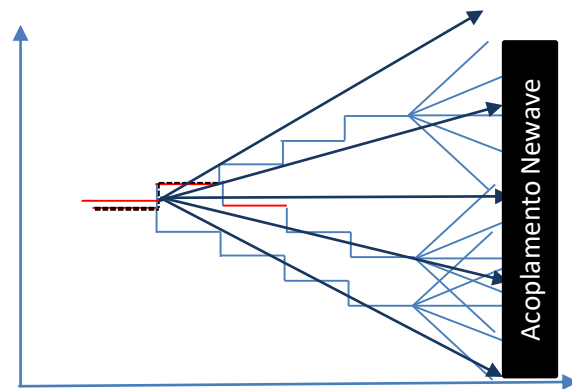
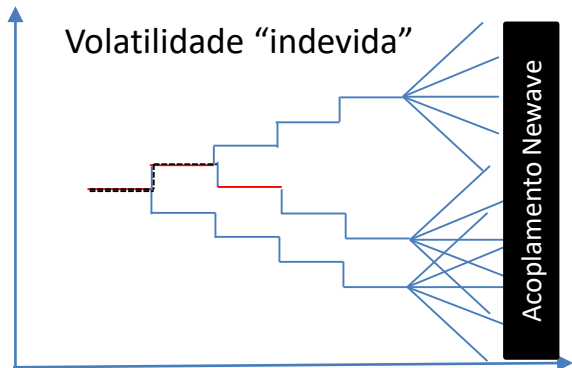
- ✓ Gap da troca de FCF
- ✓ Previsão determinística de vazões
- ✓ Muito tempo sem inovação

Comportamento PLD - Início de 2019

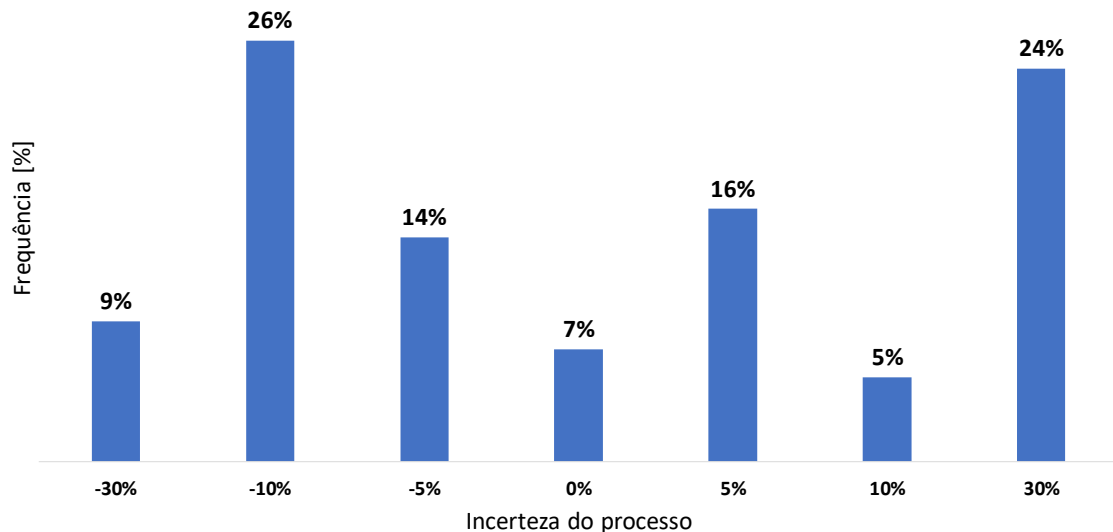


# Formação de Preços

Processo de revisão semanal da previsão de afluências



DIFERENÇA ENTRE A ESTIMATIVA DE FECHAMENTO MÊS VISTA NA RVO x ENA REALIZADA



Em 60 meses foi apurada uma diferença média de **15%** entre a previsão de fechamento de ENA do mês vista na RVO versus a ENA realizada no mês

**Essa volatilidade é indevida e precisamos evoluir. Qual o caminho?**

# Caminho p/ o mercado "ideal"

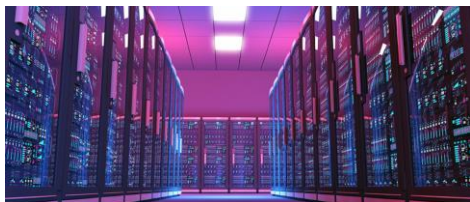
## Preço por Custo

### Modelagem:

- ✓ Existe um gap de inovação (era da computação intensiva)
- ✓ É possível trabalhar com um modelo único?
- ✓ Usar um modelo físico ao invés de artifícios como Reservatório Equivalente de Energia (REE)?
- ✓ Atualização mais frequente de dados para eliminar o gap entre meses?
- ✓ Que tal representar a real incerteza das vazões?
- ✓ Estamos há muitos anos usando a mesma tecnologia

### Governança

- ✓ CNPE 07 foi um começo
- ✓ Ainda usamos modelos com código fechado
- ✓ Exemplo recente do código aberto do ONS p/ remoção de viés



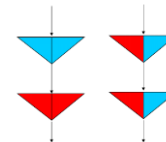
## Preço por Bid

### Como lidar com a concentração da oferta?

- ✓ Geradores com >x% da oferta devem "ceder" direito de comercialização da sua energia ("slice de gf")?
- ✓ Restrições de deplecionamento físico?

### Como coordenar o bid com a operação?

- ✓ Usar lances conjuntos na cascata?
- ✓ Reservatório virtual?



### Volatilidade:

- ✓ A decisão coletiva será mais suave mesmo com mercado concentrado?

### Isonomia:

- ✓ É possível manter o mesmo nível de acesso à informação?

### Participação do Comercializador:

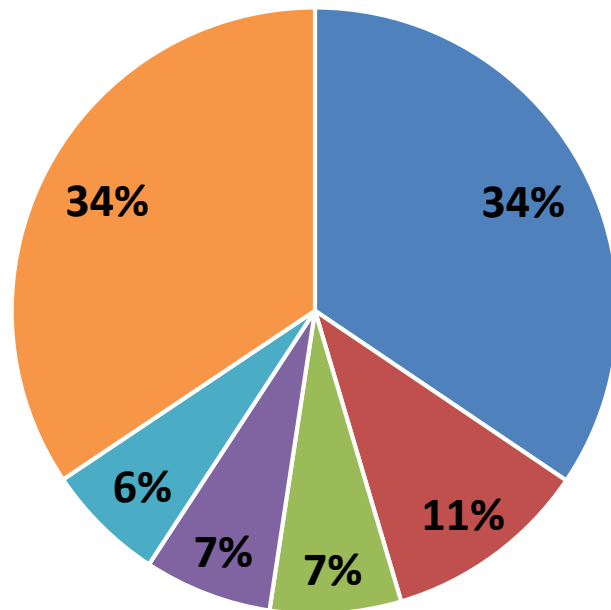
- ✓ A priori não há participação. Cabe usar ofertas virtuais?

### Condições necessárias?

- ✓ É preciso existir uma parcela maior do consumo reagindo a preço?
- ✓ É preciso uma menor concentração na oferta hidro e termo?
- ✓ Ou é possível contornar esses efeitos com mecanismos de controle (uma "CVM" do setor)?

# Concentração da Oferta no Mercado Brasileiro

## Concentração de Oferta de Geração Hidráulica no Brasil



■ Empresa 1 (estatal) ■ Empresa 2 ■ Empresa 3 ■ Empresa 4 ■ Empresa 5 ■ Outros

- ✓ **5** empresas concentram quase **70%** da oferta de geração hidráulica no Brasil
- ✓ Concentração de oferta térmica é ainda maior
- ✓ Concentração por submercado
- ✓ Reflexão: Fazer um mercado tão **concentrado** se comportar como um mercado **competitivo** exige tantas travas que pode trazer uma solução pouco eficiente?

Dados: BIG Aneel

# Poder de Mercado Exercido pela Quantidade Ofertada

## Exemplo Ilustrativo Simplificado:

- ✓ G1 = 9 MWm a 10 R\$/MWh
- ✓ G2 = 3 MWm a 15 R\$/MWh
- ✓ G3 = 2 MWm a 500 R\$/MWh
- ✓ Demanda = 10 MWm

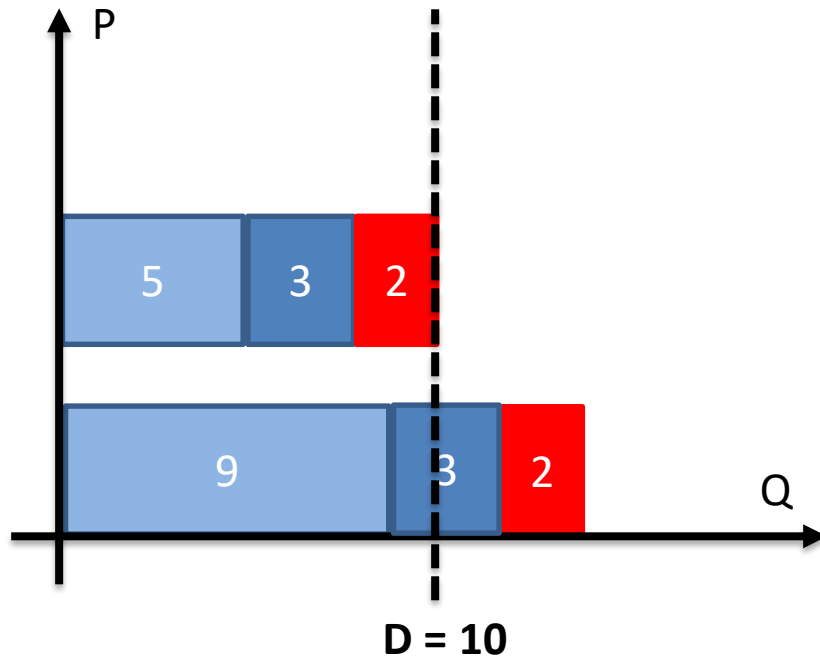
### Exemplo 1:

- ✓ G1 oferta 5 MWm -> PLD = 500



### Exemplo 2:

- ✓ G1 oferta 9 MWm -> PLD = 15



# Casos mais conhecidos...

## **Nord Pool (90% hidro – reservatório nas geleiras):**

- ✓ Mercado com forte presença estatal nas hidrelétricas

## **Nova Zelândia (58% hidro – mercado com 10 GW de Potência Instalada):**

- ✓ Em 2018 térmicas a gás retiraram oferta por quebra ou manutenção. Houve problemas de poder de mercado de agentes com contratos vinculados ao spot

## **Colômbia (65% hidro – mercado com 17 GW de Potência Instalada):**

- ✓ Em 2015-16 houve exercício de poder de mercado e preços foram “artificialmente” estabelecidos

## **México (20% hidro):**

- ✓ Modelo híbrido. Oferta térmica pode ser rejeitada caso ultrapasse 10% do custo estimado pelo operador. Em média 60% das ofertas foram rejeitadas em 2017

## **Vietnã (45% hidro):**

- ✓ Modelo híbrido. Bid “amarrado” entre 80% e 110% do valor da água calculado por modelo

## **El Salvador (35% hidro):**

- ✓ Agentes ofertaram valores próximos ao custo do déficit. Em 2011 voltaram atrás na regulamentação!



# Forma de Comparação

## Comparação realizada hoje:

Mercado “ideal” com formação de preço por bid

X

Mercado Brasileiro com formação de preço por custo com os modelos atuais

## Comparação “mais correta”?

Mercado com oferta concentrada e formação de preço por bid

X

Mercado Brasileiro com formação de preço por custo (muito mais evoluída que a atual)

- ✓ Precisamos do preço por bid para viabilizar uma Clearing?
- ✓ Ou um modelo por custo mais bem ajustado seria suficiente?
- ✓ Qual o caminho mais curto e mais eficiente?

# Conclusões/Dúvidas

- ✓ Quanto teríamos que evoluir o processo de preços por custo para torná-lo eficiente?
  - ✓ É possível eliminar o “gap” entre e intra mês que existe hoje?
  - ✓ É possível trabalhar em um ambiente colaborativo de código aberto (inteligência distribuída)?
- ✓ Quanto teríamos que “amarrar” o bid para simular um mercado competitivo?
- ✓ O preço por bid é a única alternativa para viabilizar uma Clearing?



**TRUE**  
COMERCIALIZADORA