



TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

# **Acompanhamento - Desestatização da Eletrobras TC 008.845/2018-2**

**Relator: Ministro Aroldo Cedraz**

**Revisor: Ministro Vital do Rêgo**

# Modelagem Econômico-Financeira

Falhas na modelagem que impactam o valor de outorga:

- (i) preço da energia elétrica no longo prazo (variável potência).
- (ii) risco hidrológico.
- (iii) taxa de desconto dos fluxos de caixa.

# Modelagem

## I - Estimativa de preço da energia no longo prazo

- A garantia física do sistema elétrico está superdimensionada e, por isso, atualmente não permite uma operação ótima para atender os requisitos de energia e potência.
- Necessidade de potência para garantir o suprimento eletroenergético ao Sistema Interligado Nacional
- 2021: leilão para contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, destinada para suprir os horários de picos do sistema elétrico.
- A modelagem ora analisada apresenta fluxos de caixa que tem como entrada apenas garantia física.

# Modelagem

## I - Estimativa de preço da energia no longo prazo

- A modelagem por garantia física já nasce defasada.
- A contratação advinda dessa modelagem apresentada pelo MME será alterada no futuro próximo (Projeto de Lei 414/2021, que tramita na Câmara de Deputados).
- O que está sendo gestado nessa modernização é garantir a segurança energética do sistema elétrico, que já não tem espaço para arranjos paliativos.
- A modelagem apresentada não precifica a potência (MW).
- As 22 UHEs enquadradas pela Lei 14.182/2021 possuem capacidade instalada de 26.089,6 MW.

# Modelagem

## I - Estimativa de preço da energia no longo prazo

- Componente de potência representa um valor agregado significativo no CME, o qual foi todo ignorado pelo Poder Concedente em seus estudos do VAC.
- Ao se desconsiderar o componente potência, desconsidera-se o potencial de arrecadação por meio de sua venda;
- VAC das novas concessões pode estar sendo indevidamente subavaliado;

# Modelagem

## I - Estimativa de preço da energia no longo prazo

- Simulação: o erro na estimativa do preço de energia de longo prazo, isoladamente, gerou uma **subavaliação da ordem de R\$ 46 bilhões**.
- Determinação: corrigir a estimativa de preço de energia para o longo prazo, adotada para o cálculo do valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC) de modo a garantir o balanço entre oferta e demanda de energia e de potência para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030.

# Modelagem

## II - Risco Hidrológico

- Imprecisão metodológica que superestima o cálculo do risco hidrológico.
- A falha de cálculo resultará em um menor bônus de outorga a ser revertido aos cofres públicos e à CDE.
- Da garantia física das 22 UHEs a ser comercializada, são deduzidas as perdas e o custo da proteção do risco hidrológico, o chamado *hedge*, para se chegar à Energia Comercializável Líquida, que compõe a projeção do fluxo de caixa.

# Modelagem

## II - Risco Hidrológico

- **Hedge**: previsão de um percentual da garantia física para proteção do risco hidrológico. Essa previsão consta dos fluxos de caixa como “Hedge/GSF”.
- Quanto maior o valor do **hedge** (quanto maior o custo da proteção alocada para o risco hidrológico), maior será a redução da receita bruta anual estimada, e, portanto, menor o valor presente líquido dos fluxos de caixa das UHEs.
- **Hedge** inicial: 5,2%.

# Modelagem

## II - Risco Hidrológico

- Posteriormente, MME adotou *hedge* escalonado:
  - 19,5%, para 2022 a 2025, referente à média do GSF de 2017 - 2020;
  - 14,7%, para 2016, relativo à média do GSF de 2015 – 2016;
  - 10%, para 2027, relativo ao GSF de 2014;
  - 5,2%, a partir de 2028, para a média do GDF de 2001 - 2020.

# Modelagem

## II - Risco Hidrológico

- O critério utilizado pelo MME não está amparado em metodologia robusta para projetar o *hedge* para os próximos 30 anos.
- Existe metodologia disponível para planejamento e operação do sistema elétrico, que usa séries de 90 anos.
- Conclusão: ao atribuir *hedge* de 19,5%, 14,7% e 10% para o período de descotização, impede-se a captação de boa parte do excedente econômico que integraria o valor da CDE, da ordem de **R\$ 3 bilhões**, para amenizar o impacto tarifário dos consumidores.

# Modelagem

## II - Risco Hidrológico

- Determinação: ao MME e à EPE que adotem as medidas necessárias de modo a estimarem o hedge/GSF, mediante metodologia robusta que permita refletir a evolução do GSF do passado e projetá-lo para o período de 30 anos correspondente ao prazo dos novos contratos de concessão

# Modelagem

## III – Taxa de desconto

- Justificativas frágeis para a escolha da maior entre as taxas de desconto dos fluxos de caixa disponibilizadas (7,31%).
- Quanto maior a taxa de desconto utilizada, menor o valor presente líquido calculado, e, portanto, menor o bônus de outorga pela desestatização da empresa e menor o valor a ser revertido para à CDE.
- Já existe uma variável endógena (exclusiva) nos fluxos de caixa dos novos contratos de concessão para absorver o risco hidrológico.

# Modelagem

## III – Taxa de Desconto

- É incoerente a alegação do MME sobre risco de preço.
- Os preços médios de energia no ACL (de R\$ 194,00/MWH) e no ACR (R\$ 275,34/MWh) superaram o preço médio de energia dos contratos cotizados (R\$ 65,76/MWh) que serão substituídos.
- É esse o risco alegado, substituir contratos com preço menores por contratos por preços maiores?
- MME apresenta justificativas que confrontam a boa prática advinda da competitividade em prol da expansão do Sistema Interligado Nacional.

# Modelagem

## III – Taxa de Desconto

- Não há Capex a ser remunerado no âmbito dos novos contratos de concessão (previsão com despesas de capital).
- A escolha da taxa de desconto de 7,31% deixa de apropriar parte do excedente econômico dos novos contratos de concessão.
- Simulação com taxa de desconto de 6,38%.
- O resultado indicou que seriam acrescidos ao VAC o montante de **R\$ 2,9 bilhões**.

# Modelagem

## III – Taxa de Desconto

- Determinação: adotar taxa de desconto compatível para a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão; e
- Adotar uma taxa de desconto compatível para a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão para as UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, tendo em vista que essas usinas geradoras já estão no regime de produtor independente de energia.

# Modelagem

## Consolidação

- Resultado consolidado: VAC subavaliado nos três cenários.  
A diferença entre os cenários decorre do preço de energia de longo prazo.

| Cenário | Parâmetros                                      |                                                       |                           | VAC simulado (R\$ bilhões) | Valor a ser acrescido ao VAC (R\$ <u>bilhões</u> ) |
|---------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------------------------------|
|         | Hedge(=1-GSF) em % para os 30 anos da concessão | Preço energia de longo prazo 2028 em diante (R\$/MWh) | Taxa de desconto WACC (%) |                            |                                                    |
| 3       | 5,2%                                            | R\$ 246,79/MWh                                        | 6,38%                     | <b><u>130,39</u></b>       | <b><u>63,33</u></b>                                |

# Modelagem

## Consolidação

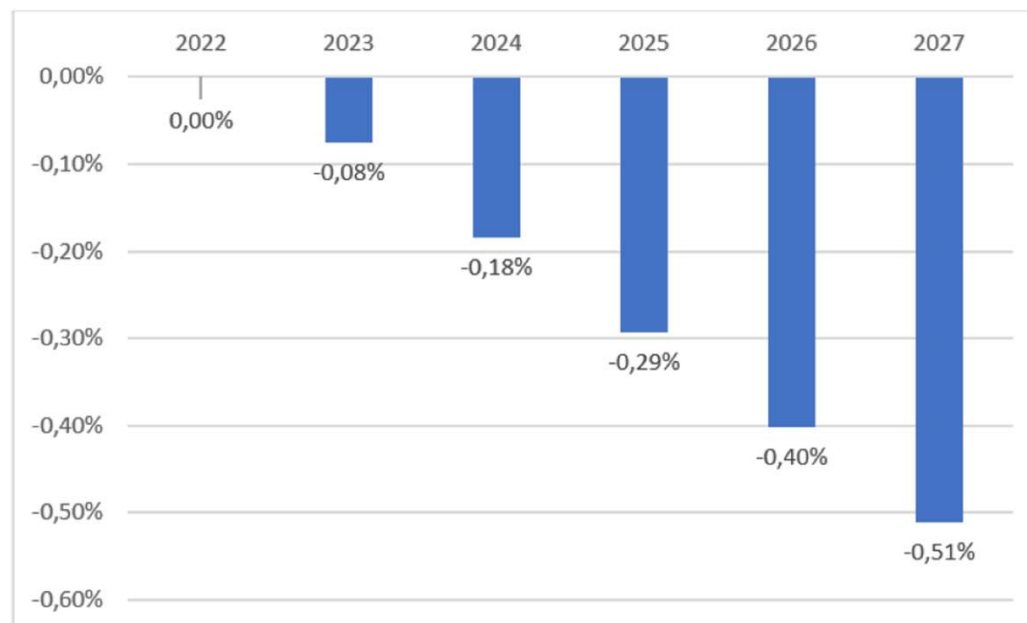
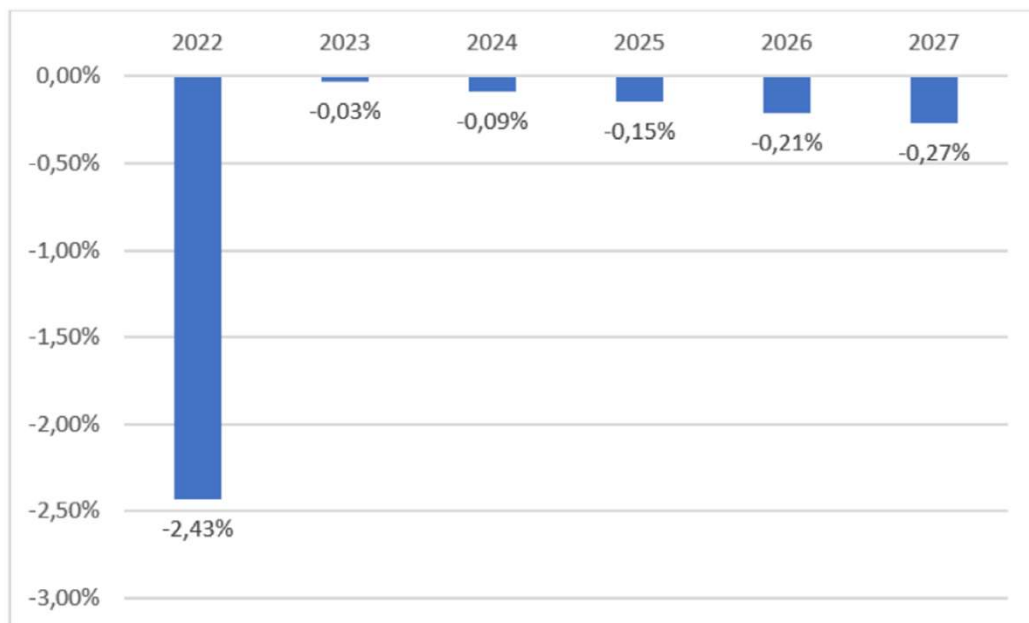
- Resolução CNPE 30/2021: VAC de R\$ 67,05 bilhões, dos quais R\$ 32 bilhões para a CDE e de R\$ 25 bilhões para o Tesouro Nacional.
- Os cálculos simulados pela SeinfraElétrica, a pedido deste revisor, apontam que, utilizando-se os parâmetros corretos, o valor do VAC perfaz o montante de R\$ 130,4 bilhões.
- Implicaria R\$ 63,7 bilhões destinados à CDE e R\$ 57,2 bilhões ao Tesouro Nacional.
- Portanto, o dobro do previsto na Resolução-CNPE 30/2021.

# Impacto Tarifário

- Com relação ao impacto tarifário para os consumidores, as informações trazidas pelo MME não permitem a auditoria das premissas.
- As informações acerca dos impactos tarifários da descotização se restringem a alegações.
- A atualização acerca do impacto tarifário da descotização encaminhada pelo MME e pela Aneel apresenta resultado distinto!

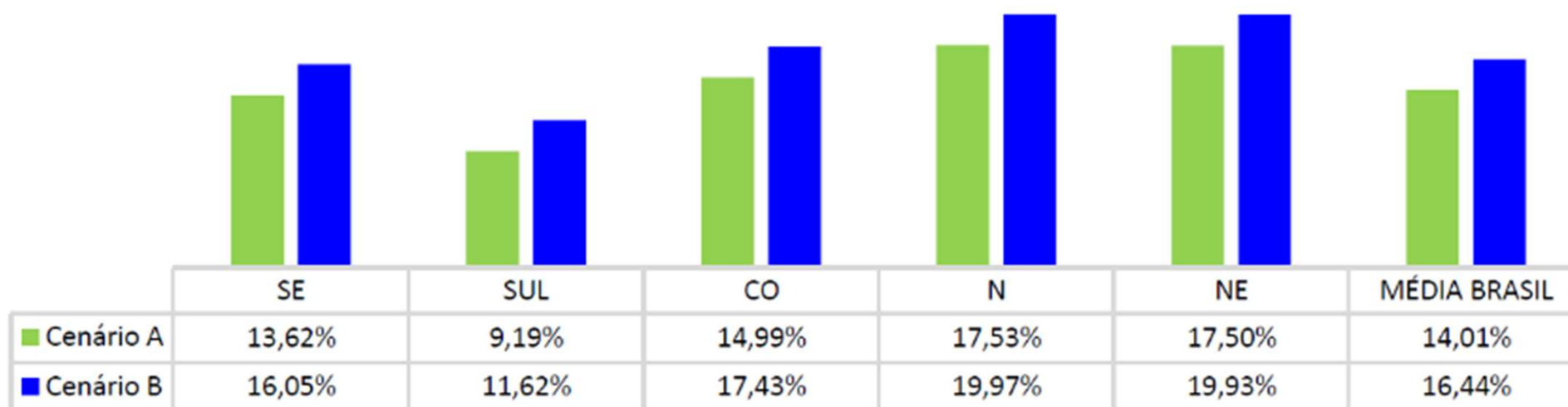
# Impacto Tarifário

- MME - redução de tarifas (com e sem aportes na CDE em 2022)



# Impacto Tarifário

- Aneel:



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica

# Impacto Tarifário

- Para 2022, o impacto tarifário para os consumidores, de acordo com o MME, será negativo ou neutro.
- Para a Aneel, dependendo de haver ou não aporte de R\$ 5 bilhões da CDE, oriundo da desestatização, haverá aumento médio de 14,01% ou de 16,44% para os consumidores residenciais.
- Contratos atuais das usinas (já amortizadas): R\$ 65,76/MWh;
- Novos contratos: valor médio de longo prazo da energia foi estimado pelo MME em R\$ 172,14/MWh.

# Impacto Tarifário

- Esse impacto é neutro em 2022 e haverá redução de tarifas a partir de 2023?
- E os outros 25 anos do contrato de 2028 a 2051?
- O simulador apresentado pelo MME para calcular o impacto tarifário está restrito a 5 anos; não abrange o prazo de 30 anos dos novos contratos de concessão.
- Por que a Aneel não efetuou os estudos sobre o impacto tarifário para o período completo da descotização?
- Os dados constantes dos autos não permitem aferir o real impacto setorial sobre os consumidores decorrentes da descotização.

# Impacto Tarifário

- Fiesp: custo adicional para o consumidor em 30 anos, entre R\$ 52,4 bilhões e R\$ 104,2 bilhões, a valor presente líquido, levados em conta os aportes da CDE.
- Fiesp: o consumidor será onerado, em média, em R\$ 5,2 e R\$ 10,3 bilhões por ano. Isso corresponde a um **aumento tarifário entre 4,3 e 6,5% ao ano.**

# Impacto Tarifário

- Determinação: à Aneel que elabore estudo de impacto tarifário para os consumidores, decorrente da descotização das UHEs da Eletrobras, com base em premissas e cenários realistas, bem como considerando o portfólio dos contratos de todas as distribuidoras do país.

# Outras Medidas da Lei 14.182

- Não foi analisado impacto da contratação de usinas térmicas a gás natural, de PCHs e a prorrogação de contratos do Proinfra .
- Fiesp:
  - PCHs: custo adicional para os consumidores chega **R\$ 63 bilhões**, em 20 anos.
  - Renovação do Proinfa: até 2052, um dispêndio **entre R\$ 77,3 bilhões e R\$ 92,3 bilhões**.
  - Térmicas a gás: investimentos necessários podem superar **R\$ 30 bilhões**.

# Outras Medidas da Lei 14.182

- Determinação: à Aneel que elabore estudo de impacto tarifário para os consumidores decorrentes da contratação de térmicas a gás natural e de PCHs e a prorrogação de contratos do Proinfa por 20 anos.

# Outras questões

- Repotenciação: a possibilidade de acrescentar 11.000 MegaWatts de capacidade instalada sem a necessidade de construção de novas Usinas Hidrelétricas, com redução do Custo Marginal de Operação do nosso sistema elétrico em 11%.
- Usinas híbridas: geração complementar e otimização das linhas de transmissão já existentes.
- Determinação: incluir estudos para definição dos respectivos aproveitamentos ótimos e custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga.

# Comentários finais