

ENSAIO SOBRE O IMPACTO DOS CONTRATOS DE ENERGIA TÉRMICA INFLEXÍVEL NO CUSTO DE OPERAÇÃO DO SUBSISTEMA SE/CO

Larissa Sbrissia Santos¹
Daniel Henrique Marco Detzel¹

¹*Universidade Federal do Paraná*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.765

RESUMO

As usinas térmicas são empreendimentos estratégicos na composição da matriz energética para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Elas têm capacidade de fornecer energia despachável, aumentando a segurança e confiabilidade energética do sistema, mas impactam o custo de operação, a depender do combustível usado para gerar energia. Espera-se que nesta década os subsídios e contratos para a geração de energia térmica terminem, o que torna necessária a análise de diferentes mecanismos de contratação para esse tipo de fonte de energia visando a otimização do aproveitamento do parque gerador térmico brasileiro. Este trabalho tem como objetivo analisar o comportamento do custo de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN, considerando dois cenários: um deles no qual há a vigência dos contratos de energia térmica inflexível, enquanto o outro não apresenta contratos de energia térmica inflexível. Os resultados mostram um custo operacional maior no cenário em que se considera a vigência dos contratos de energia térmica inflexível.

Palavras-chave: Custo da Operação; Termelétricas; Contratos de Energia.

ABSTRACT

Thermal power plants are strategic assets for the operation of any electrical system, as they provide dispatchable energy, increasing system's reliability, and at the same time impact on system's operating cost. In Brazil, government benefits for thermal energy generation will expire in this decade, therefore it is important to investigate how to optimize the contracting of thermal energy. This work aims to analyze the behavior of the operational cost of Brazil's Southeast/Center-West subsystem in two different scenarios: considering inflexible thermal energy contracts and not considering inflexible thermal energy

contracts. The results show a higher operating cost in the scenario in which the inflexible thermal energy contracts are considered.

Keywords: Operational Cost; Thermal Energy; Energy Contracts.

1. INTRODUÇÃO

As Usinas Termelétricas (UTES) têm um papel estratégico importante na segurança e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), pois diferentemente das fontes de energia renováveis, como eólica, solar e hidrelétrica a fio de água, a energia termelétrica é despachável, ou seja, pode ser acionada a qualquer tempo para atender a demanda. Elas começaram a ganhar mais espaço na matriz elétrica brasileira a partir dos anos 1990 e se consolidaram após a crise energética de 2001, com a implementação de incentivos para a geração de energia termelétrica, como os do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) e os subsídios ao custo de combustíveis promovidos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Entretanto, sua principal desvantagem é o comportamento do custo marginal da operação, pois os combustíveis têm a componente de custo variável. Além disso, atualmente esses custos estão com tendência de alta, por estarem sujeitos às flutuações do mercado internacional, o que pode afetar a formação de preços de energia e, por consequência, o aumento do custo operacional do sistema elétrico.

Nos próximos dez anos haverá o término do prazo de concessão de incentivos aos custos de operação das UTES, com o término dos contratos CCEAR e do PPT (que possui prazo estabelecido de 20 anos após o início da operação, conforme o Decreto nº 3.371/2000). Dessa forma, esse momento se faz propício para analisar os mecanismos de contratação dos diferentes tipos de energia térmica no setor elétrico, e buscar a reorganização desses mecanismos para se otimizar a operação do SIN tanto em termos energéticos quanto em termos econômicos.

Tendo em vista esse objetivo, este trabalho propõe analisar o comportamento do Custo Operacional (CO) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) do SIN através da modelagem da operação do subsistema, considerando dois cenários que diferem quanto à forma de contratação da energia térmica: o cenário 1, que representa um cenário baseado no quadro atual, no qual se tem parte do parque gerador térmico comprometido com contratos de geração de energia inflexível, e o cenário 2, no qual se tem um parque gerador térmico inteiramente à disposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sem contratos de geração de energia inflexível.

2. METODOLOGIA

2.1 Modelo

Para a análise, realizaram-se simulações da operação do sub-sistema SE/CO utilizando uma simplificação do modelo de otimização proposto por Lopes (2007). O modelo representa um sistema hidro-térmico composto por usinas hidrelétricas, usinas térmicas e fontes alternativas de energia. A capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHEs) é representada por um único reservatório equivalente. De forma análoga, a capacidade de geração hidrelétrica é representada por uma única usina equivalente. O armazenamento nos reservatórios é descrito como energia potencial (MW-médio), considerando um valor médio de produtividade, assim como as vazões afluentes e defluentes.

2.1.1 Balanço hidro energético

O Balanço Hidro Energético do modelo é dado pelas seguintes equações:

$$EAR_t = EAR_{t-1} + ENA_t - GH_t - VT_t \quad (1)$$

$$EAR_{cenário\ 1} \approx EAR_{cenário\ 2} \quad (2)$$

Onde:

- EAR_t – Energia armazenada no patamar de tempo t (MWmédio)
- EAR_{t-1} – Energia armazenada no patamar de tempo $t-1$ (MWmédio)
- ENA_t – Energia natural afluente no patamar de tempo t (MWmédio)
- GH_t – Geração hidráulica no patamar de tempo t (MWmédio)
- VT_t – Vertimento no patamar de tempo t , se existir (MWmédio)

A Energia Armazenada (EAR) corresponde à energia potencial equivalente ao volume de água armazenado no respectivo patamar de tempo (MWmédio). A Energia Natural Afluente (ENA) é a energia referente à vazão natural afluente para todas as usinas do sistema (considerando a produtividade média das usinas). Como o objetivo desse ensaio é investigar o impacto do modo de contratação das UTEs no CO do sistema, condicionou-se que a EAR do cenário 1 seja próxima à EAR do cenário 2, para que as variações de custo entre os cenários não sejam decorrentes de variações da geração hidráulica.

2.1.2 Balanço energético do modelo

O balanço de energia do subsistema é dado pela Equação 3.

$$DE_t = GH_t + GTinf_t + GTdesp_t + Gpct_t + Gpch_t + GE_t + GS_t + INT_t + DEF_t \quad (3)$$

Onde:

DE_t – Demanda de energia elétrica do subsistema no patamar de tempo t (MWmédio)

GH_t – Geração hidrelétrica no patamar de tempo t (MWmédio)

$GTinf_t$ – Geração termelétrica inflexível no patamar de tempo t (MWmédio)

$GTdesp_t$ – Geração termelétrica despachável no patamar de tempo t (MWmédio)

$Gpct_t$ – Geração de Pequenas Centrais Termelétricas no patamar de tempo t (MWmédio)

$Gpch_t$ – Geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas no patamar de tempo t (MWmédio)

GE_t – Geração eólica no patamar de tempo t (MWmédio)

GS_t – Geração solar no patamar de tempo t (MWmédio)

INT_t – Intercâmbio líquido de energia para o subsistema no patamar de tempo t (MWmédio)

DEF_t – Déficit de atendimento da demanda no patamar de tempo t (MWmédio)

Para o modelo, as variáveis da equação são a geração hídrica GH_t e a geração térmica despachável $GTdesp_t$. Os demais termos são dados de entrada.

2.1.3 Custo da operação

O custo operacional de cada patamar de tempo é dado pela Equação 4:

$$CO_t = CGTdesp_t + CDEF_t + CINT_t \quad (4)$$

Onde:

CO_t – Custo da operação no patamar de tempo t (R\$)

$CGTdesp_t$ – Custo da geração termelétrica despachável no patamar de tempo t (R\$)

$CINT_t$ – Custo do intercâmbio líquido de energia para o subsistema no patamar de tempo t (R\$)

$CDEF_t$ – Custo do déficit de atendimento da demanda no patamar de tempo t (R\$)

2.1.4 Problema de otimização

O modelo de otimização tem como objetivo minimizar o custo de operação do sistema, conforme a Equação 5:

$$\min (CO) = CGTdesp + CDEF + CINT \quad (5)$$

A equação de otimização (5) está sujeita à equação de balanço de energia (3), à equação de balanço hidro energético (1) e às seguintes restrições:

$$DEF_t \geq 0 \quad (6)$$

$$GH_t \leq ENA_t + EAR_{t-1} \quad (7)$$

$$GTdesp_t \leq CTdisp_t \quad (8)$$

$$EAR_t \geq \varphi * EARmax \quad (9)$$

$$GHmin_t \leq GH_t \leq GHmax_t \quad (10)$$

Onde:

$CTdisp_t$ – Capacidade térmica disponível para despacho (MWmed)

$EARmax$ – Energia armazenada máxima do subsistema (MWmês)

φ – Coeficiente referente ao limite inferior da EAR

$GHmin_t$ – Geração hidrelétrica mínima no patamar de tempo t (MW-médio)

$GHmax_t$ – Geração hidrelétrica máxima no patamar de tempo t (MWmédio)

A otimização foi feita utilizando uma planilha eletrônica do Microsoft Excel, juntamente com o suplemento *solver*, que tem seus direitos autorais registrados pela empresa *Frontline Systems Inc.* e *Optmal Methods Inc.*

2.2 Ensaio

O ensaio consiste na simulação da operação horária do subsistema SE/CO. O período da análise é a semana do dia 06/06/2021 até o dia 12/11/2021, no qual o subsistema passava por um período hidrológico desfavorável e recebia, portanto, um montante significativo de energia proveniente de outros subsistemas do SIN (ONS, 2022).

A operação do subsistema foi simulada em dois cenários diferentes: o cenário 1, no qual se considera a vigência de contratos de geração térmica inflexível, e o cenário 2, no qual o subsistema opera sem contratos de energia térmica inflexível, com 100% do potencial térmico disponível para despacho.

2.2.1 Dados de entrada do modelo

Os dados de entrada estão representados na Figura 1 e disponíveis no site do ONS e no *deck* de dados do DESSEM, no site da CCEE. São eles: a Energia Natural Afluyente (ENA) média diária, a geração eólica, solar, térmica inflexível, de PCHs, de PCTs, o intercâmbio de energia entre o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e outros subsistemas e a demanda ao longo do tempo.

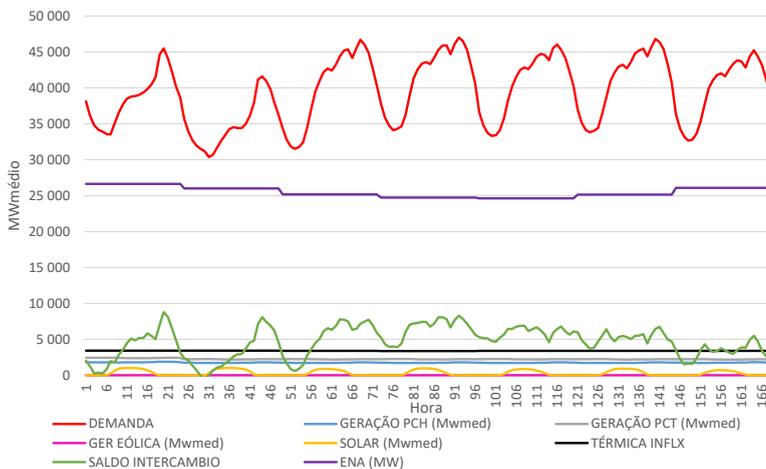


Figura 1 – Dados de Entrada do Modelo
(A Autora, baseado nos dados da CCEE e ONS, 2022)

Os dados de entrada fixos, referentes as condições de contorno do modelo são:

- Capacidade máxima de geração termelétrica disponível para despacho: 7.878 MWmédios (a lista de UTEs será detalhada no próximo item);
- Energia Armazenada EAR na primeira hora de análise: 38.061 MWmês, o equivalente a 25.100.981 MWmédio;
- Capacidade máxima de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: 204.560 MWmês, o equivalente a 147.283.807 MWmédio.

Em relação ao coeficiente ϕ , observou-se a menor EAR ocorrida nos resultados operativos da semana analisada e estabeleceu-se um limite inferior de 17% para o problema de otimização.

2.2.2 Custos fixos e curvas de custo marginal da geração térmica

O custo do déficit de suprimento de energia elétrica foi o valor de R\$ 7643,82/MWh (CCEE, 2022). O custo do intercâmbio de energia considerado foi de R\$ 132,73/MWh. Este custo foi calculado pela média dos custos dos contratos de intercâmbio de energia (importação) para o subsistema SE/CO em novembro de 2021, disponíveis no site da CCEE, no *deck* de dados do DESSEM (CCEE, 2022).

A curva de custo marginal foi calculada baseada no parque termelétrico a disposição do SIN no subsistema SE/CO. Considera-se que as UTEs vão sendo acionadas por ordem do menor para o maior custo por MW, com exceção das UTEs que possuem contratos de geração de energia fixa. Foram desenvolvidas duas curvas, considerando os cenários com e sem geração inflexível:

- Cenário 1: considera-se que há contratos de energia térmica inflexível vigentes, logo, a curva de custo marginal da energia térmica abrange apenas a potência de geração térmica disponível para despacho, excluindo a potência que já está contratada;
- Cenário 2: considera-se que não há contratos de geração inflexível vigentes e, dessa forma, todo parque gerador térmico do subsistema está disponível para despacho e é considerado na curva do custo marginal.

Segundo os dados da CCEE na semana da análise, existiam 23 usinas térmicas à disposição do SIN, dentre as quais nove tinham contratos de geração inflexível.

A Figura 2 e a Figura 3 representam o gráfico do custo marginal da geração térmica. As curvas de tendência de cada um dos gráficos foram usadas para a atribuição de custo da energia térmica despachável no modelo de otimização.

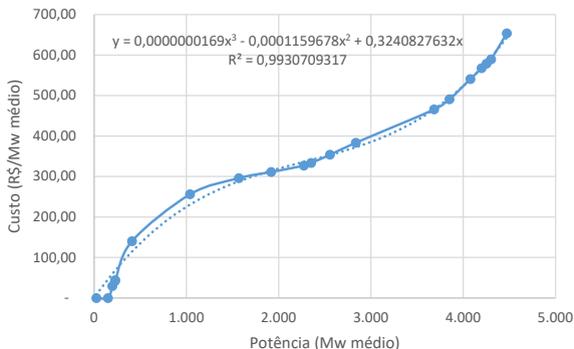


Figura 2 – Custo pela potência acumulada - Cenário 1 (considera-se os contratos vigentes)

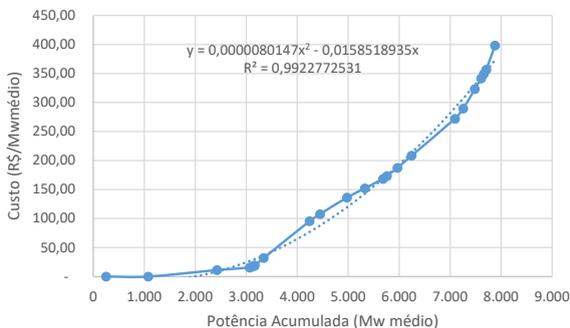


Figura 3 – Custo pela potência acumulada - Cenário 2 (não se considera os contratos vigentes)

3. RESULTADOS

Na Figura 4 mostra-se a variação da EAR que, como explicado no item 2.1.1, é semelhante nos cenários 1 e 2. Na Figura 5 estão representados o balanço energético do sistema e a variação do custo médio da operação nos cenários 1 e 2. A “geração total fixa” é igual para os dois cenários e consiste na soma das gerações eólica, solar, de Pequenas Centrais Térmicas (PCT), de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e do saldo do intercâmbio de energia. Para fins comparativos há, no cenário 1, uma curva representando a geração térmica despachável e outra curva representando a geração térmica total (que consiste na soma da geração despachável com a geração proveniente

dos contratos de energia térmica inflexível). Já no cenário 2, como não há contratos de energia térmica inflexível, a energia térmica despachável representa também o total da geração térmica.

O CO médio no cenário 1 é de 152,72 R\$/MW, e no cenário 2 é de 128,73 R\$/MW. Como descrito no item 2.1.3, no cálculo do custo médio da operação do cenário 1 considera-se apenas a energia térmica despachável e não a energia térmica inflexível. Colocando o preço dos contratos de energia térmica inflexível no cálculo do custo operacional, tem-se uma pequena variação para 156,87 R\$/MW (ou seja, a média do custo por MW dos contratos é maior que o CO médio apontado pelo modelo).

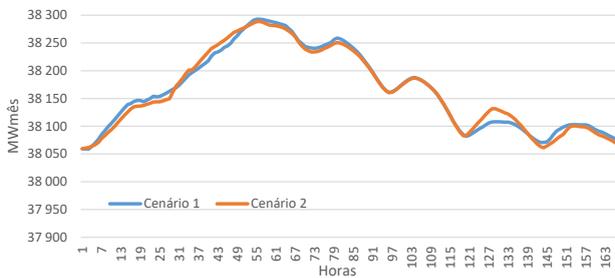


Figura 4 – Energia Armazenada Cenário 1 x Cenário 2

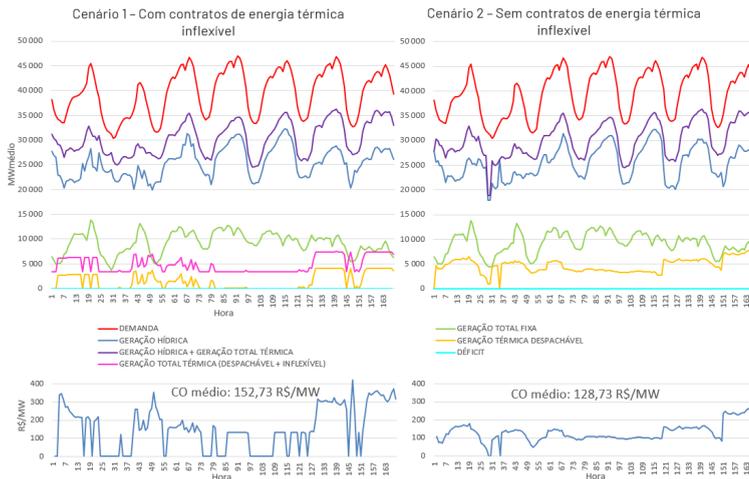


Figura 5 – Balanço Energético e CO médio: Cenário 1 x Cenário 2

4. CONCLUSÕES

As análises foram aplicadas a todas as 161 UHEs em operação com data base de janeiro de 2022. Os dados foram coletados diretamente do *deck* de preços disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e se referem a vazões naturais médias anuais entre 1931 e 2020. Inicialmente, os testes foram aplicados a todo o histórico, permitindo a caracterização da condição de estacionariedade de todas as UHEs estudadas na data mais atual disponível. Posteriormente, fez-se uma análise comparativa entre os períodos de 1931-2010 e 1931-2020, com intenção de verificar o possível impacto da forte crise hídrica observada na última década.

Observando os dados da Tabela 1 e as curvas do custo marginal da energia térmica das Figuras 2 e 3, chega-se à conclusão de que a presença dos contratos de energia inflexível aumenta a taxa de crescimento do custo marginal da energia térmica disponível para despacho, especialmente no intervalo entre 0 e 3000 MW médios. O CO médio no cenário 2 é 15,7% menor que no cenário 1. Tendo em vista que a EAR dos dois cenários é a mesma, pode-se considerar que a variação do custo foi consequência principalmente da diferença das curvas de custo marginal da energia térmica de cada cenário. Ou seja, apenas mudando a hierarquia de acionamento das usinas, sem variar significativamente a geração térmica total, pode-se reduzir o CO médio do sistema, e isso deve ser levado em conta quando forem analisadas as propostas de novos subsídios voltados para a geração de energia termelétrica.

É importante notar que este modelo não considera rampas de transição ou penalidades no acionamento de cada unidade de geração térmica, nem a diminuição na eficiência para geração abaixo da potência ótima. Entretanto, ainda assim pode-se observar na geração térmica do cenário 2 uma curva mais homogênea com a presença de patamares, o que reforça a hipótese de que operar as térmicas utilizando esses patamares pode ser economicamente mais vantajoso para um sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CCEE. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/sobrenos>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022.

CCEE. CCEE, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-divulgacao-do-custo-de-deficit-e-memoria-de-calculo-referente-ao-ano-2022>>. Acesso em: 15 Janeiro 2022.

LOPES, J. E. G. Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. USP. 2007.

ONS. Dados Abertos, 2022. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>. Acesso em: 10 Janeiro 2022.