



Uma Proposta Linear Inteira Mista De Função De Produção Hidrelétrica Considerando Conjuntos Geradores Agregados

Guilherme Matussi Ramalho

Gerente de Modelos e Estudos Energéticos na CCEE

Erlon C. Finardi

Professor na UFSC

09/06/2022



ccee

Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica

Proposta PLIM de FPH com Conjuntos Geradores Agregados

Introdução – Objetivo e Motivação

Objetivo: Apresentar uma nova formulação de Função de Produção Hidrelétrica (FPH) para o problema de *unit commitment* hidrelétrico.

Características

Geração é vista de forma agregada por usina, porém o despacho é comissionado individualmente por unidades geradoras.

Vantagens

Avanços em termos de **velocidade de processamento** e **acurácia** quando comparado á modelagem de FPH tradicional.



Aplicação

Abordagem é apropriada para a **utilização** no planejamento energético de curtíssimo prazo (**modelo DESSEM**).

Introdução – Estado da Arte

FHP Tradicional Linear por Partes (LPP) [2]

- ✓ **Complexidade reduzida**, porém desconsidera o UC Hidrelétrico
- Despacho **pode ser inviável** (zonas proibidas)
- Quantidade** de máquinas não **otimizado**

Discretização da FPH (Guisández , Perez) [3]

São comparadas **cinco formulações lineares inteiras mistas baseadas na discretização** da função de produção

Agregada por usina (Santos, Finardi) [3]

Considera **descontinuidades da função de produção agregada da usina** através de modelos lineares e LPPs nas faixas operativas

R. Bibliográfica UCH(Kong, Skjelbred) [6]

Recentes modelagens de unidades geradoras hidrelétricas aplicadas a problemas de modelos de despacho de curto prazo

Bibliografia não
exaustiva

Consideração de agrupamentos de unidades geradoras com características físicas semelhantes

PROPOSTO

FPH

$$g\dot{h} - n_0^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{q}_j - n_1^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} v s_j + n_1^{(n)} \dot{q}l - n_2^{(n)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \leq 0, \forall n.$$

$$\dot{q}l - h_0^{(r)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{q}_j - h_1^{(r)} \sum_{j \in \mathcal{J}} \bar{z}_j \geq 0, \forall r \quad \text{Perda hidráulica}$$

$$g\dot{r}h - p_0 \dot{v} - p_1 + d_0 \left(\sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{q}_j + \dot{s} \right) + d_1 = 0, \quad \text{Queda bruta}$$

$$grh^{min} \bar{z}_j \leq v s_j \leq grh^{max} \bar{z}_j \quad \forall j,$$

$$grh^{min} (1 - \bar{z}_j) \leq g\dot{r}h - v s_j \leq grh^{max} (1 - \bar{z}_j) \quad \forall j,$$

$$q_j^{min} \bar{z}_j \leq \dot{q}_j \leq q_j^{max} \bar{z}_j \quad \forall j,$$

$$q_j^{min} (\bar{z}_j - 1) \leq q\dot{c}t - \dot{q}_j \leq q_j^{max} (1 - \bar{z}_j) \quad \forall j.$$

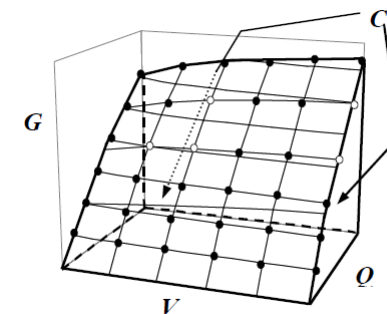
Restrições auxiliares

Redução do número necessário de funções lineares por partes para o detalhamento da função de produção

TRADICIONAL (LPP)

FPH

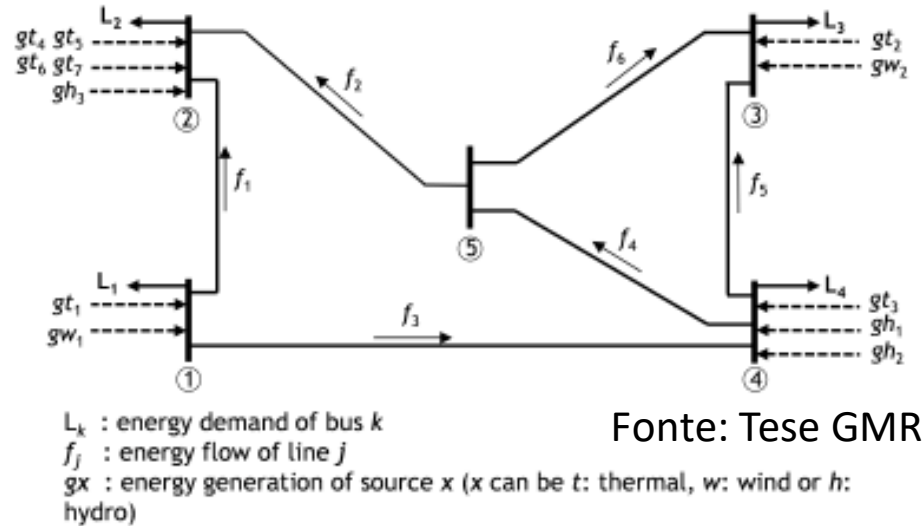
$$g\dot{h}_j - c_0^{(n)} \bar{z}_j - c_1^{(n)} \dot{q}_j - c_2^{(n)} v s_j - c_3^{(n)} \left(\sum_{j \in \mathcal{J}} \dot{q}_j + \dot{s} \right) \leq 0, \forall n, j,$$



Fonte: CEPEL
(representação por usina)

Proposta PLIM de FPH com Conjuntos Geradores Agregados

Resultados - Descrição



Proposto

- 5.968 restrições
- 2185 variáveis (456 binárias)

LPP

- 13.024 restrições
- 1.968 variáveis (456 binárias)

Sistema Teste

3 usinas hidrelétricas, 7 termelétricas, 2 eólicas e 4 barras com cargas
 Horizonte diário, com discretização horária.

Intel i7 @ 1.9 GHz com 8 GB de memória RAM

Proposta PLIM de FPH com Conjuntos Geradores Agregados

Resultados – Caso Determinístico

Variação do armazenamento para 10 cenários diferentes

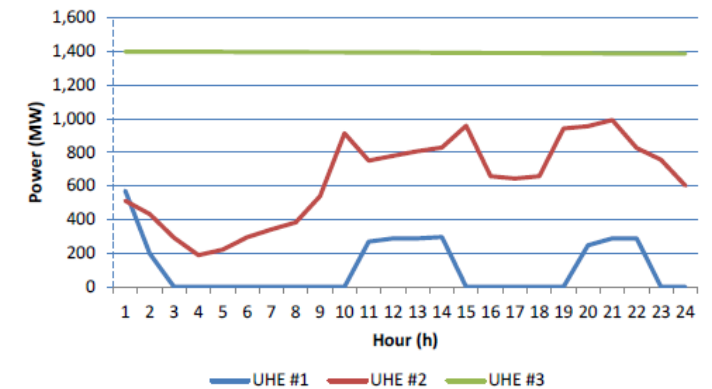
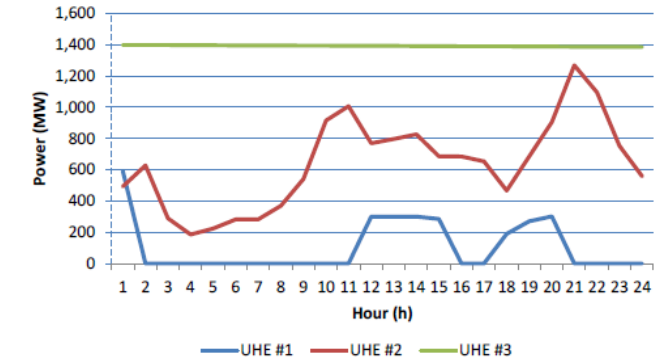
UHE	Média Relativa	Min	Max
# 1 P.	0,06%	-1,16%	1,12%
# 2 P.	-1,39%	-1,52%	1,23%
# 3 P.	-1,33%	-2,74%	0,31%
Proposta	-0,89%	-1,80%	0,10%
# 1 LPP	-0,54%	-2,56%	0,02%
# 2 LPP	-1,35%	-1,59%	1,24%
# 3 LPP	-1,06%	-1,70%	0,34%
LPP	-0,98%	-1,46%	0,35%

Tempo Médio

9,2s

28,1s

Perfil 60% do VU



Outros volumes com perfis de geração semelhantes

Proposta PLIM de FPH com Conjuntos Geradores Agregados

Resultados – Caso Estocástico (Restrições Probabilísticas)

UHE	Média Relativa	Min	Max
# 1 P.	0,03%	-0,15%	0,23%
# 2 P.	-1,10%	-1,12%	-1,06%
# 3 P.	-1,47%	-1,49%	-1,44%
# 1 LPP	-0,73%	-0,79%	-0,60%
# 2 LPP	7,19%	6,15%	7,75%
# 3 LPP	-6,30%	-6,77%	-6,03%

LPP : [-7%, +8%]
Proposta: [-1,5%, 0,2%]

Tempo
Médio

10,6m

20,4m

Conclusões



1

Proposta promissora para aplicação em modelos de curtíssimo prazo.



Próxima em acurácia à LPP



Tempo de processamento menor

2

Trabalhos futuros:

FPHs dinâmicas dependentes de condições iniciais

Aplicação em sistemas de maior porte

Referências Bibliográficas

- [1] J. Gulliver e R. Arndt, *Hydropower Engineering Handbook*. McGraw-Hill, 1991.
- [2] A. L. Diniz e M. E. P. Maceira, “A Four-Dimensional Model of Hydro Generation for the Short-Term Hydrothermal Dispatch Problem Considering Head and Spillage Effects”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n° 3, p. 1298–1308, ago. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.922253.
- [3] K. V. Santos e E. C. Finardi, “Piecewise linear approximations for hydropower production function applied on the hydrothermal unit commitment problem”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 135, p. 107464, fev. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107464.
- [4] I. Guisández e J. I. Pérez-Díaz, “Mixed integer linear programming formulations for the hydro production function in a unit-based short-term scheduling problem”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 128, p. 106747, jun. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106747.
- [5] B. H. Brito, E. C. Finardi, e F. Y. K. Takigawa, “Unit-commitment via logarithmic aggregated convex combination in multi-unit hydro plants”, *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106784, dez. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106784.
- [6] J. Kong, H. I. Skjelbred, e O. B. Fosso, “An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem”, *Electric Power Systems Research*, vol. 178, p. 106027, jan. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106027.
- [7] W. van Ackooij, I. Danti Lopez, A. Frangioni, F. Lacalandra, e M. Tahanan, “Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey”, *Annals of Operations Research*, vol. 271, n° 1, p. 11–85, dez. 2018, doi: 10.1007/s10479-018-3003-z.
- [8] W. van Ackooij, E. C. Finardi, e G. Matiussi Ramalho, “An Exact Solution Method for the Hydrothermal Unit Commitment Under Wind Power Uncertainty with Joint Probability Constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 1–1, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2848594.
- [9] G. M. Ramalho, “Extensions for Probabilistic Constrained Programming Problems: the Cases of Non-Continuous Unit Commitment and Bilinear Energy Portfolio Management”, Tese, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2019. [Online]. Disponível em: DOI: 10.13140/RG.2.2.24070.32323
- [10] CEPEL, “Manual de Referência DECOMP”. CEPEL, 2018.





GUILHERME MATIUSSI RAMALHO

guilherme.ramalho@ccee.org.br

researchgate.net/profile/Guilherme-Matiussi-Ramalho

