

7 Referências Bibliográficas

ACERBI, C., TASCHE, D., “**On the coherence of expected shortfall**”, *Journal of Banking & Finance*, Vol. 26, pp 1487-1503, 2002.

ACERBI, C., TASCHE, D., “**Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk**”, *Bank for International Settlements*, 2001, disponível em <http://www.bis.org/bcbs/ca/acertasc.pdf>, acesso em 27/Dez/2008 às 15:45.

ARTZNER, P., DELBAEN F., EBER, J., HEATH, D., “**Thinking Coherently**”, *Risk*, Vol. 10 (11), pp. 68-71, 1997.

CASCON, A; KEATING, C.; SHADWICK, W. “**The Omega Function**”, *The Finance Development Centre*, London, final revision Mar. 2003.

CASTRO, J. G., “**Otimização da Performance de um Portfólio de Ativos e Opções Reais utilizando a Medida Omega**”. Tese de Doutorado, DEI, PUC - Rio, 2008.

GOMES, L. L.; LUIZ, I. G., “**Valor Adicionado aos Consumidores Livres de Energia Elétrica no Brasil por Contratos Flexíveis: Uma Abordagem pela Teoria das Opções**”, *Revista Eletrônica de Administração*, 2009, no prelo.

ICK, M.; NOWAK, E. “**Omega based Portfolio Optimization – a simulation study on Private Equity investments**”. Working Paper, University of Lugano, Switzerland, 2006.

J.P. Morgan, “**Risk Metrics**”. Technical Document, New York, 1996.

JENSEN, M., “**The Performance of Mutual funds in the Period 1945-1964**”, *Journal of Finance*, Vol 93, Maio 1968, n. 2, pp. 389-416.

KAZEMI, H.; SCHNEEWEIS, T.; GUPTA R. “**Omega as a Performance Measure**”, Working Paper CISDM. University of Massachusetts, Isenberg School of Management, 2003.

KEATING, C.; SHADWICK, W. “**A Universal Performance Measure**”, *Journal of Performance Measurement*, Spring 2002, pp.59-84.

MACEIRA, M. E. P.; BEZERRA C. V., “**Stochastic stream flow model for hydroelectric systems**”. In: *Proceedings of PMAPS*, 1997.

MACEIRA, M. E. P.; DUARTE, V. S.; PENNA, D. D. J. ; MORAES, L. A. M. ; MELO, A. C. G., “**Ten Years of Application of Stochastic Dynamic Dual Programming in Official and Agents Studies in Brazil - Description of NEWAVE Program**”, In: *Annals of 16th Power Systems Computation Conference*, 2008, Glasgow/Escócia.

MARKOWITZ, H. “**Portfolio Selection**”, *The Journal of Finance*, Vol.7, n.1, Mar. 1952, pp. 77-91.

MARZANO, L. G., “**Otimização de Portfólio de Contratos de Energia em Sistemas Hidrotérmicos com Despacho Centralizado**”. Tese de Doutorado, DEE, PUC - Rio, 2004.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, “**Resolução N° 9**”, Diário Oficial da União, 28 de julho de 2008, pp. 58- 59.

PREMIUM SOLVER PLATFORM, Frontline Systems Inc., disponível em <http://www.solver.com>, acesso em 6/Out/2008 às 16:00.

ROCKAFELLAR, R., URYASEV, S., “**Optimization of Conditional Value-at-Risk**”, *Journal of Risk* 2, 2000, pp. 21-41.

SHARPE, W., “**Mutual Fund Performance**”, *Journal of Business*, Vol.39, n.1, 1966, pp.119-138.

TREYNOR, J., “**How to Rate management of Investment Funds**”, *Harvard Business Review*, Vol. 43, Jan-Feb 1965, n. 1, pp. 63-75.

YAMAI, Y., YOSHIBA, T., “**On the Validity of Value-at-Risk: Comparative Analyses with Expected Shortfall**”, *Journal of Monetary and Economic Studies*, Janeiro/2002, Vol. 20, Jan. 2002, pp. 57-65

8

Apêndices

8.1

O Sistema Elétrico Brasileiro

8.1.1

Procedimento de Formação dos PLDs

O PLD, como o nome informa Preço de Liquidação das Diferenças, é utilizado para liquidar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo. A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), para a otimização da operação.

O Brasil adotou um esquema de decisão de operação centralizado, realizado por modelos acoplados de otimização, sendo um modelo de médio prazo acoplado a um de longo prazo, chamado Newave, cujo objetivo é minimizar o custo total de operação do sistema hidrotérmico ao longo de um horizonte de planejamento. Esses modelos utilizam o método de programação dinâmica dual estocástica, descrito em Pereira e Pinto (1991). A fim de conceituar melhor a formação de preço no sistema hidrotérmico brasileiro, torna-se necessária uma abordagem sobre como é feita a operação sob uma ótica econômica.

As seções a seguir apresentam essa abordagem.

8.1.2

Operação de um Sistema Hidrotérmico

A característica mais evidente de um sistema com geração hidroelétrica é poder utilizar a energia “grátis” que está armazenada nos reservatórios para atender à demanda, evitando, desta maneira, gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hídrica está limitada pela capacidade de armazenamento dos

reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operacional de hoje e os custos operacionais no futuro.

Em outras palavras, se utilizarmos hoje as reservas de energia hídrica com o objetivo de minimizar os custos térmicos, e ocorre uma seca severa no futuro, pode haver um racionamento de custo elevado para a sociedade. Se, por outro lado, preservamos as reservas de energia hídrica, através de um uso mais intenso de geração térmica, e as afluições futuras são elevadas, pode ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representa um desperdício de energia e, conseqüentemente, um aumento no custo operacional. Esta situação está ilustrada na Figura 12.

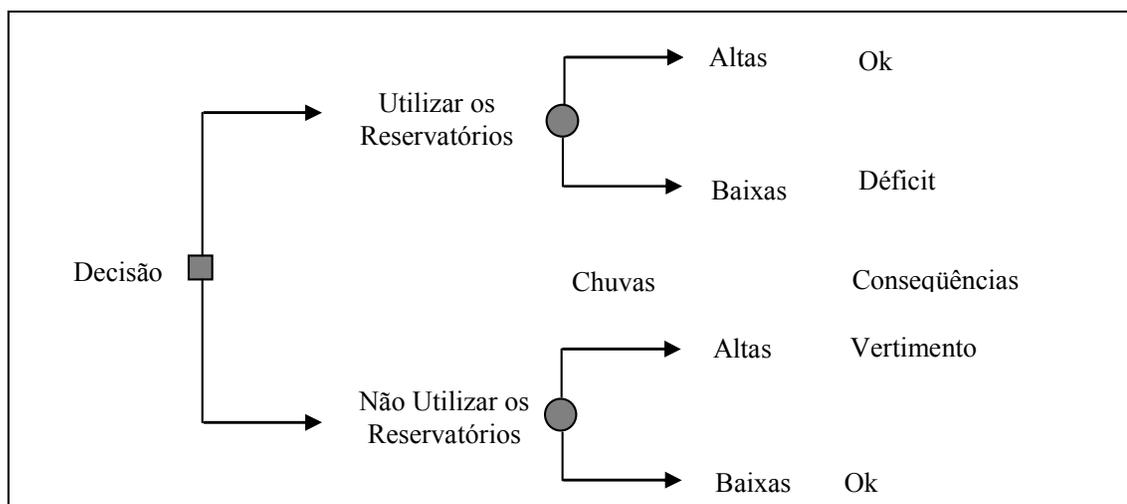


Figura 12 – Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos (GOMES, L. L.; Luiz, I. G.; 2009)

O operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, conforme ilustrado na Figura 13.

A *função de custo imediato* - FCI - representa os custos de geração térmica no estágio t , ou seja, no estágio imediato, presente. Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hídrica disponível, isto é, quanto menor for a decisão de geração hídrica, maior será a de geração térmica.

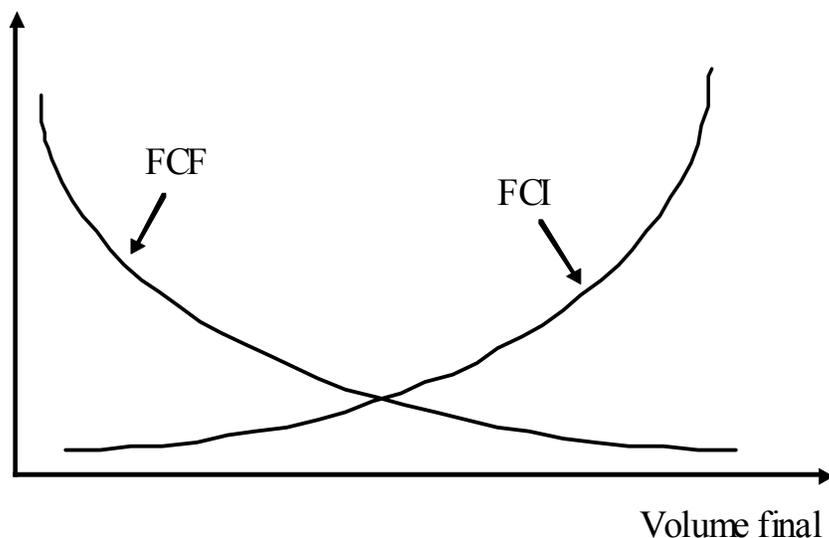


Figura 13 – Custo Imediato e Futuro (GOMES, L. L.; LUIZ, I. G.; 2009)

Por sua vez, a *função de custo futuro* - FCF - está associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento do final do estágio t (início de $t+1$) até o final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hídrica disponível no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como é mostrado na Figura 14, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento de

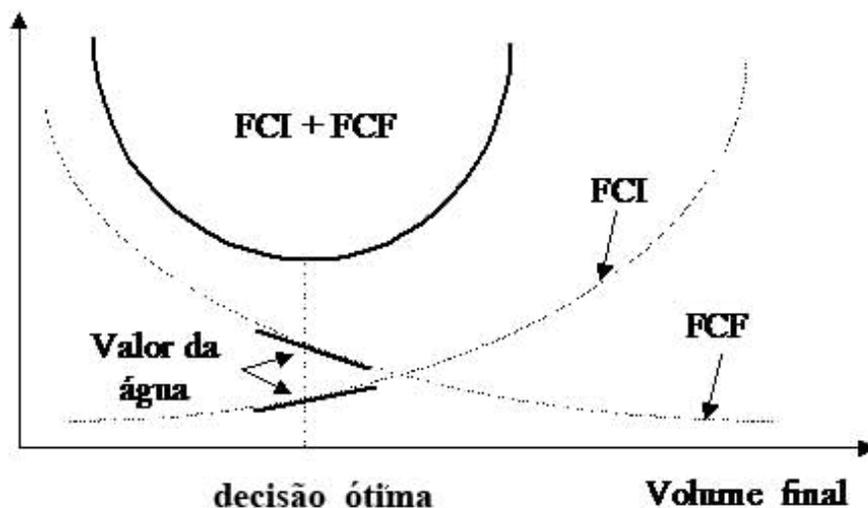


Figura 14 – Uso Ótimo da Água (GOMES, L. L.; Luiz, I. G.; 2009)

água se igualam. A derivada da FCI e da FCF no ponto ótimo também é conhecida como valor da água, pois representa a taxa custo R\$ (ou valor) por volume de água deixado no reservatório para formar o volume final.

8.1.3 Cálculo do PLD

A seguir será apresentada, mais detalhadamente, a forma como é realizada a decisão de operação sob a ótica econômica, e como é calculado o PLD. Na formulação a seguir, estamos supondo que a função de custo futuro para cada estágio foi calculada. O problema de decisão da operação hidrotérmica para o estágio t é formulado como:

$$Z_t = \text{Min}[c_j \times g_{ij} + FCF(v_{t+1})] \quad (11)$$

Sujeito às seguintes restrições operacionais:

- balanço hídrico;
- limites de armazenamento de água e turbinagem;
- limites na geração térmica;
- atendimento à demanda.

A função objetivo é minimizar a soma de duas classes de custos:

- Custo operacional imediato - dado pelos custos térmicos $\{c_j \times g_{ij}\}$ no estágio t . Onde c_j é o custo variável da térmica j e g_{ij} é a geração da térmica j no estágio t . O racionamento é representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operacional igual ao custo de interrupção.
- Valor esperado do custo operativo futuro - dado pela função de custo futuro $FCF(v_{t+1})$. Também como discutido anteriormente, esta função depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor v_{t+1} .

O problema de otimização pode ser resolvido por um algoritmo simplex de programação linear. Além da decisão operacional ótima, o esquema de programação linear calcula os multiplicadores simplex, ou preços sombra, associados a cada restrição. Em particular, o PLD do sistema é praticamente o multiplicador simplex associado à restrição de atendimento à demanda, significando o custo de produção de 1 MWh adicional no ponto ótimo de minimização de custos (em R\$/MWh).

8.1.4

Simulação dos PLDs

O modelo Newave possui dois módulos. No primeiro é calculada a política ótima de operação ao longo do horizonte de planejamento, representando um “mapa de decisão” em função do que vier a ocorrer ou ser simulado em termos de aflúncias (chuvas) aos reservatórios. No segundo módulo são feitas simulações do custo marginal de operação (que é, na prática, o PLD publicado), ou seja, o quanto custa produzir um MWh adicional de energia no ponto ótimo.

Após a utilização do modelo Newave para calcular a política ótima de operação hidrotérmica ao longo de um período de planejamento, pode ser feita uma simulação com a qual se obtêm séries de custos marginais de operação, e, conseqüentemente, obtêm-se séries de PLDs. A simulação é realizada de forma a gerar séries sintéticas de aflúncias aos reservatórios, utilizando-se um modelo periódico auto-regressivo (PAR(p)) de séries temporais. Maceira e Bezerra (1997) apresentam esta metodologia.