

Planejamento Ótimo da Operação e Manutenção das Usinas do Sistema AES-Tietê

W.P.Lopes, AES Tietê e P. S. F. Barbosa, Unicamp

Resumo - A operação de sistemas hidroelétricos é um tema que tem despertado grandes desafios à pesquisa nacional e internacional. No caso brasileiro, registram-se enormes avanços na modelagem matemática desse problema, sendo grande parte deles utilizados rotineiramente no âmbito das práticas operativas do ONS. A despeito do grande sucesso dessas metodologias, as empresas geradoras também têm a necessidade de desenvolver algoritmos próprios de domínio da própria empresa, visando: (a) facilitar a interlocução com a equipe técnica do ONS nas questões sobre a operação de seu próprio sistema; (b) conhecer melhor as restrições e potencialidades do próprio sistema, com vistas a buscar melhorias operativas adicionais àquelas proporcionadas pela operação planejada pelo ONS, não deixando de garantir o atendimento às regras definidas pelo ONS; (c) detalhar as regras operacionais, incorporando as questões de uso múltiplo da água. Além das razões apresentadas previamente, a AES Tietê focou neste projeto a oportunidade de, incluído num modelo de otimização da operação hidro-energética, desenvolver um módulo integrado de programação da manutenção das unidades geradoras. A razão para essa integração é sustentada com base no potencial de sinergia entre a programação de paradas de máquinas e a estrutura sazonal das vazões afluentes aos reservatórios, aspecto esse que é muito evidente na região Sudeste do Brasil. O trabalho apresenta o modelo desenvolvido sob o conceito de Sistema de Suporte à Decisão.

Palavras-chave— otimização da geração hidroelétrica, planejamento da manutenção, sistema de suporte à decisão

I. INTRODUÇÃO

No Brasil muitos são os trabalhos para o planejamento da operação de sistemas hidroelétricos, porém a questão do planejamento da parada de máquinas para manutenção ainda é feita segundo regras baseadas em tempos limites para paradas, sem levar em consideração os aspectos hidrológicos. Normalmente as programações de manutenção preventiva das unidades tem sido feitas com base predominantemente no tempo limite estabelecido pela garantia dos equipamentos, caracterizando assim uma heurística que não garante a otimização global do processo geração-manutenção.

A manutenção em usinas hidroelétricas sempre recebeu atenção especial por parte dos operadores dos siste-

mas, tanto por motivos de qualidade na frequência de atendimento à demanda energética com qualidade, quanto para viabilizar uma política eficiente de despachos de geração. O volume de recursos destinados à manutenção assume cifras anuais significativas. Um agendamento otimizado da manutenção deve buscar além da otimização destes orçamentos diretos, também interferir o mínimo na capacidade de geração do sistema. Assim, desde a década de 70 são pesquisadas formas para planejar um agendamento otimizado das paradas de máquinas. Na literatura encontram-se trabalhos que apresentam uma formulação para o problema da programação da manutenção das unidades de geração com modelos de programação linear inteira. Outros estudam teorias matemáticas de probabilidade para encontrar a efetiva capacidade dos sistemas e assim estimar uma função de agendamento de manutenção para o sistema, contribuindo para um estudo comparativo de alternativas de geração em situações de manutenção.

Na literatura fica claro que o problema da manutenção em centrais hidroelétricas deve estar modelado dentro das rotinas de otimização responsáveis pela determinação das regras operacionais dos mesmos. Para tanto verificou-se que a utilização de um programação inteira mista pode ser uma valiosa ferramenta para decidir quando retirar a máquina de operação e colocá-la dentro de uma operação de manutenção. Contudo verificou-se na literatura a inexistência de trabalhos que contemplem as variáveis hidrológicas dentro de um modelo de otimização responsável pelo agendamento. Os técnicos envolvidos no setor utilizam-se da sensibilidade adquirida pelos anos de experiência para decidir quando parar uma máquina do sistema.

Diante dos trabalhos de otimização no setor, fica claro e evidente a necessidade da otimização deste processo [2]. Cada subsistema, diante de suas características topológicas e características hidrológicas da bacia merece um tratamento diferenciado. Evidencia-se, com o recurso da otimização matemática, a possibilidade de inclusão de um número bastante amplo de variáveis e fatores determinantes da operação hidro-energética e também os fatores e restrições da manutenção preventiva (recursos humanos, tempo de garantia dos componentes e acessórios das unidades geradoras, ciclo sazonal de cada bacia, demanda energética, etc.). Com base na literatura internacional e na experiência prévia dos pesquisadores, uma formulação completa foi desenvolvida e implementada para o problema integrado da manutenção e operação do sistema de usinas AES-Tietê. A implementação apresenta bom grau de detalhamento e representação realística do problema, com suporte nas técnicas de otimização e também nos recursos computacionais disponíveis.

Este projeto de P&D tem o suporte financeiro da AES Tietê
Wagner P.Lopes é engenheiro da AES Tietê.
(e-mail:Wagner.lopes@aes.com).
Paulo S.F. Barbosa é professor de engenharia da Unicamp
(e-mail: franco@fec.unicamp.br).

O trabalho de pesquisa desenvolvido, implementado na forma de um Sistema de Suporte à Decisão, contempla um Modelo de Médio Prazo (horizonte de 24 meses adiante e intervalo de discretização mensal) e um Modelo de Curto Prazo (horizonte de 7 dias, com intervalo de discretização de ½ h). O planejamento da manutenção ocorre apenas no modelo de médio prazo. A aplicação se deu no conjunto de usinas dos rios Pardo e Tietê. A descrição que será feita a seguir inclui apenas o modelo de médio prazo e a inclusão do planejamento da manutenção, por limitação de espaço reservado ao artigo.

II. O MODELO DE MÉDIO PRAZO

O modelo para o planejamento da operação com horizonte médio de prazo contempla um horizonte igual a 2 anos e é discretizado em intervalos mensais. Na otimização trabalha-se com uma metodologia de programação não-linear, modelando o problema físico o mais próximo possível da realidade, evitando simplificações grosseiras como agregações de variáveis.

Com o avanço nos desenvolvimentos de rotinas matemáticas de otimização e da viabilidade de processamentos de problemas de médio e grande porte de microcomputadores, viabilizou-se as modelagens destes problemas com o tratamento da programação não linear. Em [1] observa-se a modelagem de um sistema hidroelétrico via programação não linear. Nesta situação utilizou-se a rotina de otimização CONOPT2 pertencente ao pacote comercial de otimização GAMS.

O equacionamento do problema vem ganhando algumas particularidades com a possível modelagem das questões mercadológicas do setor elétrico, como, por exemplo, a compra e venda de energia via mercado SPOT. Quanto as principais restrições físicas envolvidas na modelagem física do problema, não se observam dificuldades para a inclusão, a menos de detalhes adicionais com a possibilidade de múltiplos usos dos reservatórios, como, por exemplo, a utilização do mesmo para navegação[3].

O trabalho desenvolvido apresenta algumas especificidades quanto à concepção de modelagem, entre as quais destacam-se:

- a) Representação das características individualizadas dos aproveitamentos hidroelétricos (ex.:diversidade hidrológica, topologia, etc.);
- b) Potencial utilidade para estudos exploratórios visando conhecer o comportamento ótimo dos subsistemas (Pardo e Tietê) sob determinadas condições específicas, quanto a possíveis cenários hidrológicos ou cenários de atendimento à demanda energética, ou ainda, contingências para manutenção;
- c) A opção pelo horizonte de planejamento igual a 24 meses foi feita em virtude da nítida sazonalidade apresentada nas bacias que formam o sistema AES-Tietê e ainda, diante do ciclo de manutenção da MPP2 (manutenção programada de paradas to tipo 2), a qual é considerada no modelo.

Em cada reservatório (JS) admitem-se duas variáveis de decisão: a vazão mensal turbinada no mês JJ, denotada por $Q(I, JJ)$ e a vazão mensal vertida no mês JJ, denotada por $Q(L, JJ)$. As restrições são agrupadas em sete categorias principais, as quais são apresentadas adiante.

• Restrição de Atendimento Energético

Em cada mês, as restrições de atendimento energético estabelecem a satisfação dos requisitos totais de energia do sistema, conforme mostrado na equação (1).

$$\sum_{k=1}^N (PRT(JS, JJ) \times Q(I, JJ)) \geq ENERGY(JJ) \quad (1)$$

onde:

N:	Número total de usinas ativas;
HZT:	Horizonte de planejamento em meses;
PRT(JS, JJ):	Produtibilidade da usina JS, mês JJ ;
Q(L, JJ):	Volume vertido mês JJ, na usina JS (hm^3);
Q(I, JJ):	Volume turbinado no mês JJ, na usina JS;
ENERGY(JJ):	Requisito de energia mês JJ (MW-médios);
JS:	Índice referente à usina;
JJ:	Índice referente ao mês;
I:	Índice ref.ao turbinamento, usina JS;
L:	Índice ref. ao vertimento, usina JS;

• Capacidade de Geração nas Usinas

As restrições de capacidade de geração apresentam limites máximos de geração em cada aproveitamento, ou seja, respeitam a capacidade máxima de geração individualizada em cada usina, conforme mostrado na equação (2).

$$PRT(JS, JJ) \times Q(I, JJ) \leq POWER(JS, JJ) \quad (2)$$

onde

POWER(JS, JJ)	Potência max. na usina JS, no mês JJ
---------------	--------------------------------------

• Volume mínimo

As restrições de volume mínimo apresentam os limites inferiores operacionais para os armazenamentos nos reservatórios. Os valores do primeiro membro das inequações são incrementados num somatório a cada mês JJ; já o segundo membro é constante e igual aos volumes mínimos nos reservatórios JS.

$$(XIN(JS) + \sum_{I=1}^{JJ} (HYDRQJS, JJ) - \sum_{I=1}^{JJ} EW(JS, JJ)) - Q(I, JJ) - Q(L, JJ) + Q(I-2, JJ) + Q(L-2, JJ) \geq XMIN(JS)$$

(3)

Para JJ=1, HZT; onde:

XIN(JS):	Volume armazenado no reservatório
----------	-----------------------------------

HYDRO(JS, JJ): no início do período de planejamento
Volume afluente ao reservatório JS,
mês JJ, resultante da contribuição
da bacia intermediária entre a usina JS
e a usina imediatamente a montante;
EW(JS, JJ): Volume evaporado no mês JJ (hm³);
XMIN(JS): Volume mínimo operacional na
usina JS (hm³).

DEP(JS): Máxima taxa de deplecionamento mensal
aceitável no reservatório JS, como
fração do volume útil (%V_{útil});

O modelo desenvolvido resultou em problema de
otimização não-linear, sendo resolvido pelo solver *MINOS*
especificado no software de otimização GAMS. Optou-se
por formular três possibilidades de especificação da função
objetivo, a saber:

a) Função Objetivo FO1 – Maximização da mínima e- nergia mensal gerada

Com esta função objetivo pretende-se evitar a
possibilidade de redução da energia assegurada, uma vez
que está sendo maximizada a mínima energia gerada a cada
mês. A tradução analítica dessa função objetiva no modelo
se deu pela expressão matemática dada por:

$$\begin{aligned} & (XIN(JS) + \sum_{I=1}^{JJ} (HYDRO(JS, JJ) - \\ & \sum_{I=1}^{JJ} EW(JS, JJ)) - Q(I, JJ) - Q(L, JJ) + \\ & Q(I - 2, JJ) + Q(L - 2, JJ) \leq VMAX(JS) \end{aligned} \quad (4)$$

para JJ=1, HZT

onde:

VMAX(JS): Volume máximo
operacional da usina JS (hm³);

• Engolimento máximo

As restrições de engolimento máximo estabelecem limites
de vazão turbinada para os aproveitamentos do sistema.

$$P(I, JJ) \leq U(JS, JJ) \quad (5)$$

onde:

U(JS, JJ): Engolimento máximo na usina JS, mês JJ ;

• Geração mínima

As restrições de geração mínima estabelecem a vazão
turbinada mínima para funcionamento das turbinas.

$$P(I, JJ) \geq UMIN(JS, JJ) \times FSM(JJ) \quad (6)$$

onde:

UMIN(JS, JJ): Vazão mínima turbinada no mês JJ
na usina JS (m³/s);

• Máxima variação de volume útil

As restrições de máxima variação mensal de volume útil
definem o máximo deplecionamento mensal operativo acei-
tável no reservatório.

$$\begin{aligned} & HYDRO(JS, JJ) - EW(JS, JJ) \\ & - Q(I, JJ) - Q(L, JJ) + \\ & + Q(I - 2, JJ) + Q(L - 2, JJ) \leq DEP(JS) \end{aligned} \quad (7)$$

onde:

$$\text{Min } \sum \{ \text{META- ENERGY}(JJ, SE) \} \quad (08)$$

onde:

META: valor pré-fixado, bastante elevado, podendo não ser
alcançável, de maneira a permitir que os desvios sejam
minimizados;

ENERGY(JJ, SE) : soma da energia gerada pela usinas (ex-
ceção de Água Vermelha), no mês JJ

A minimização dos desvios quadráticos (equação
08) tem o mesmo efeito que a maximização da mínima e-
nergia gerada ao longo dos meses do horizonte de
planejamento.

b) Função Objetivo FO2 – Maximização dos níveis de armazenamento nos reservatórios

Nesse caso pretende-se trabalhar com o máximo volume
armazenado a cada mês ao longo do período de operação,
conforme expressão abaixo:

$$\text{Max } \sum ((VMAX(JS, JJ) - XF(JS, JJ, SE)) / VMAX(JS, JJ)) \quad (09)$$

onde,

VMAX(JS, JJ): volume máximo do reservatório JS no mês
JJ

XF(JS, JJ, SE): volume armazenado no reservatório JS, no
mês JJ, no caso de ocorrência da série hidrológica SE

Similarmente à expressão (08), deseja-se minimizar os
desvios quadráticos. O denominador da expressão (09) ga-
rante a adimensionalização e conseqüente comparabilidade
dos volumes cujos desvios estão sendo minimizados.

c) Função Objetivo FO3 – Maximização do total de e- nergia gerada ao longo do horizonte

Com esta função objetivo está sendo proposta a ma-
ximização do total da energia gerada ao longo do horizonte
de planejamento, não importando o quanto é gerado mês a
mês, conforme equação (10).

$$\text{Max } \sum \text{ENERGY}(JJ,SE) \quad (10)$$

Na implementação do software, optou-se por considerar as três funções objetivos na mesma expressão, sendo cada uma delas acionada com a atribuição do valor 1 ao respectivo parâmetro F_i (que multiplica a função objetivo) e zero à esse parâmetro caso a função objetivo não seja acionada, conforme mostrado na equação (11).

$$\text{Max} \quad \left\{ \begin{aligned} & \text{SUM}((JS,JJ,SE),((F1*((\text{META-} \\ & \text{ENERGY}(JJ,SE))^{**2})) + \\ & (F2*((\text{VMAX}(JS,JJ)- \\ & \text{XF}(JS,JJ,SE))/\text{VMAX}(JS,JJ))^{**2})) + \\ & (F3*\text{ENERGY}(JJ,SE))) \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

III. A INCLUSÃO DA MANUTENÇÃO

No modelo de médio prazo são incluídas as restrições que consideram o planejamento da manutenção MPP2. Haveria dificuldades para inclusão da manutenção MPP1 (3 a 4 dias a cada 8.000 hs) no modelo de médio prazo, pois o intervalo de discretização adotado nesse modelo é o mês. Similarmente, haveria dificuldades para modelagem da manutenção MPP3 (1 ano de duração a cada 150.000 h - 17,1 anos a 160.000 hs - 18,2 anos de funcionamento da máquina). Já a manutenção MPP2 (30 dias a cada 40.000 hs (4,57 anos) a 60.000 hs (6,85 anos) de funcionamento das máquinas é viável para ser implementada no modelo de médio prazo, garantindo uma “janela” de 2,28 anos (6,85 - 4,57) como duração elegível para definição do período de 30 dias da MPP2.

A cada ano a ser planejado (via modelo de otimização), haverá um conjunto de unidades geradoras elegíveis para a manutenção MPP2.

Diante das considerações anteriores, optou-se pela inclusão no modelo de médio prazo da manutenção MPP2, uma vez que tal modelo tem horizonte de 2 anos e intervalo de discretização mensal (a duração da manutenção MPP2 é aproximadamente 30 dias). A seguir apresenta-se a formulação das novas equações para considerar a manutenção.

Sejam:

a) Índices

t: mês

T= horizonte de planejamento (T=24 meses)

Ω : conjunto de usinas que tem ao menos uma unidade geradora elegível para manutenção MPP2 no horizonte de planejamento

i: índice da usina (que tem alguma unidade geradora j elegível para manutenção MPP2 no horizonte de 24 meses adiante)

j: índice da unidade geradora

s: cenário (serie hidrológica)

b) Variáveis de Decisão:

$PT(i,j,t,s)$ vazão turbinada na usina i , unidade geradora j , mês t , cenário s

$IM(i,j,t,s)$: variável inteira (zero ou 1) associada a cada unidade geradora j

Obs. $IM=1$ a unidade está ativa $IM=zero$ a unidade está em manutenção)

São listadas a seguir apenas as restrições decorrentes da introdução da modelagem da manutenção. As demais restrições associadas à otimização hidro-energética permanecem como formulada nas equações (1) a (11).

Restrições Fundamentais:

(III.1) Potencia máxima (POWER) de cada usina considerando apenas as unidades geradoras ativas (que então devem ter $IM=1$):

$$\text{POWER}(i,t) = \sum_{j=1}^{N_i} IM(i,j,t,s) * CAP_j^i \quad (12)$$

onde:

CAP_j^i : capacidade (potencia máxima) da unidade geradora j da usina i ;

N_i : número de unidades geradoras da usina i .

(III.2) Restrições de turbinamento (variável $PT(i,t,s)$ considerando os novos limites de POWER)

$$PT(i,t,s) * PRT(i,t,s) = \text{POWER}(i,t) \quad (13)$$

Na equação (13) a vazão turbinada foi formulada em termos agregados, por usina, ao invés de ser unidade por unidade de geração (seria mais onerosa do ponto de vista computacional).

(III.3) Condição que garante a entrada em manutenção (no máximo uma vez ao longo do horizonte de 24 meses) das unidades de geração elegíveis:

$$\sum_{t=1}^{24} IM(i,j,t,s) = 23 \quad (14)$$

para toda unidade de geração j das usinas i tal que $i \in \Omega$

Outras Restrições Possíveis:

(III.4) Necessidades de evitar manutenção em alguns meses específicos para alguma usina (ex. interferência com navegação no mês $t=7$ para usina de B. Bonita ($i=1$))

$$\begin{aligned} IM(1,1,7,S) &= 1 \text{ para a unidade geradora 1} \\ IM(1,2,7,S) &= 1 \text{ para a unidade geradora 2} \end{aligned} \quad (15)$$

(III.5) Limite de unidades geradoras em manutenção em uma mesma bacia (em razão de limitações de pessoal, por exemplo)

$$\sum_{i=1}^{M_k} \sum_{j=1}^{N_i} IM(i, j, t, s) \leq LIM_k^t \quad \text{equação} \quad (16)$$

onde:

k: bacia (ex. k=1: Tietê ; k=2: Pardo)

M_k : número de usinas na bacia k;

LIM_k^t : número máximo de unidades geradoras em manutenção, na bacia k, mês t

(III. 6) Definição do índice mensal *Fator de Redução da Assegurada* (FID_t^i) para cada usina em todos os meses do horizonte de planejamento (24 meses adiante), o qual contém uma parte fixa prévia (histórico dos 36 meses prévios ao 1º mês onde se inicia o planejamento)

$$FID_t^i = \frac{IDM_t^i}{ID_{ref}^i} \quad (17)$$

onde,

IDM_t^i : índice de disponibilidade média da usina i, no mês t, considerando a “janela anterior” dos últimos 36 meses (valores observados) e a “janela posterior” dos 24 meses subsequentes (valores a serem definidos pelo modelo)

ID_{REF}^i : índice de disponibilidade de referência para a usina i, mês t

$$IDM_t^i = \frac{(\sum_{t=t1}^{t1+35} IDOBS_t^i + \sum_{t=t2}^{t2+23} ID_t^i)}{60} \quad (18)$$

sendo:

t1: mês que se posiciona a 36 meses anteriores ao mês inicial do horizonte de planejamento ;

t2: mês inicial do planejamento

$IDOBS_t^i$: índice de disponibilidade observado no histórico para a usina i, no mês t ;

ID_t^i : índice de disponibilidade da usina i, no mês t (a resultar da política ótima de planejamento hidro-energético e da manutenção)

$$ID_t^i = (1 - TEIF_t^i)(1 - TEIP_t^i) \quad (19)$$

$$TEIP_t^i = \frac{HDP + \sum_{j=1}^{N_i} 24 * 30 * IM(i, j, t, s) * CAP_j^i}{HP} \quad (20)$$

(20)

onde:

- HDP: horas de desligamento programado por outras manutenções(além da MPP2)
- CAP: capacidade da unidade geradora j , usina i
- HP: total de horas do período de apuração (mês)

Na expressão (20) assume-se uma taxa fixa (com base no histórico) para o TEIF.

(III. 7) Exigência (regulatória) sobre o FID ser menor ou igual a 1,0:

$$FID_t^i \leq 1 \text{ para todo } i \in \Omega \quad (21)$$

Inclusão do FID na Função Objetivo

O FID é adicionado aos demais termos já existentes na função objetivo, na forma descrita pela equação (22).

$$\text{Min} \sum_{i=1}^M \sum_{t=t2}^{t2+23} W_i (FID_t^i - 1)^2 \text{ para } i \in \Omega \quad (22)$$

onde:

M: número total de usinas

W_i : “peso” da usina i a ser definido pelo usuário conforme prioridade relativa da manutenção das usinas (pode ser a própria capacidade da usina);

1: meta desejável (ideal) de FID para cada usina

IV. APLICAÇÃO AO SISTEMA PARDO-TIETÊ

As figuras adiante apresentam os resultados simulados para a série histórica de vazões mensais do ano de 1970 para o sistema do rio Tietê e Pardo. As usinas de Água Vermelha e de Mogi-Guaçu não foram incluídas. Assim, as produções de energia mostradas nos resultados referem-se apenas ao sistema Tietê e Pardo. Deve ser destacado que o ano de 1970 caracteriza série de baixa disponibilidade hídrica para os dois sistemas fluviais em estudo.

A Fig. 1 apresenta o total gerado (MW-médios) pelo sistema de usinas com as diferentes funções objetivo, ao longo dos meses do ano hidrológico de 1970 (início: Maio/1970, término: Abril/1971). Observa-se que os

resultados são coerentes com a orientação implementada nas respectivas funções objetivo. Ou seja:

a) A função objetivo FO-1 (*maximização da mínima energia mensal gerada*) é a que mantém maior regularidade (temporal) do total produzido mês a mês, garantindo valores de energia gerada mensal sempre superiores a 500 MW-médios;

b) A função –objetivo FO-2 (*maximização dos níveis de armazenamento nos reservatórios*) origina produção mais irregular ao longo dos meses, com baixo valor (380 MW-médios) no mês de Agosto;

c) a função objetivo FO3 (*maximização do total de energia gerada ao longo do horizonte*) de fato é a que origina maior produção total de energia hidroelétrica no período. Não obstante, a variabilidade dessa produção é mais irregular ainda do que aquela da função objetivo FO-2, com meses de alta produção (ex. mês de Fevereiro: 900 MW-médios) e outros de pequena produção (ex. mês de Agosto: 300 MW-médios). Evidencia-se pois a inadequação dessa função objetivo com base na série hidrológica estudada. Outros estudos permitirão generalizar as conclusões parcialmente obtidas até o momento. A fig. 2 complementa as conclusões parciais obtidas.

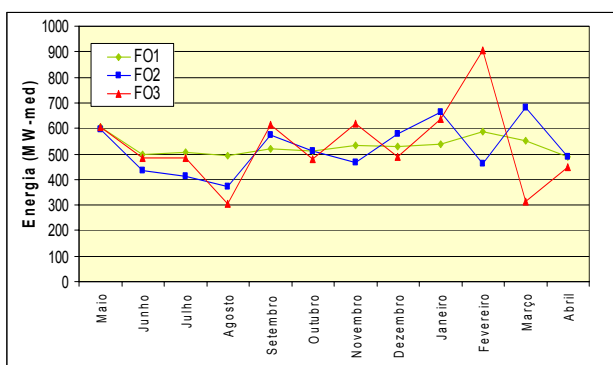


Fig. 1 - Produções Hidroelétricas com Diferentes Funções Objetivos

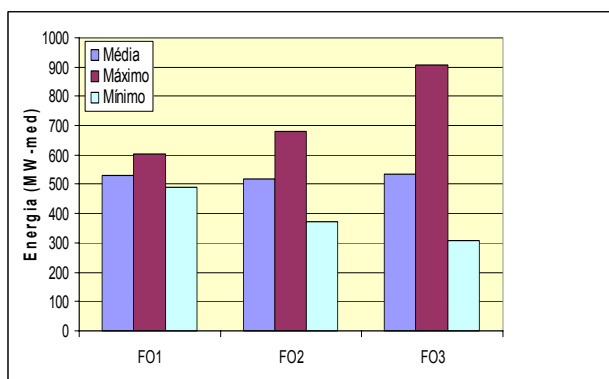


Fig. 2 - Comparação entre as produções mensais dos sistemas Tietê e Pardo (série hidrológica de 1970)

V. CONCLUSÕES

A metodologia desenvolvida foi implementada em plataforma computacional (Visual Basic) com riqueza de interface amigável e recursos gráficos que a caracterizam como um Sistema de Suporte à Decisão sobre a produção hidroenergética e planejamento da manutenção das máquinas do Sistema de Produção da AES. Portanto, a AES dispõe como resultado da pesquisa desenvolvida, um sistema completo para planejamento da operação de suas usinas, o que facilita a alocação dos despachos definidos pelo ONS entre as máquinas do sistema AES das bacias do rio Tietê e Pardo (os quais são da autonomia da AES, sem dependência física).

Com o intuito de viabilizar a utilização do modelo pela AES-Tietê foi desenvolvido, conforme projeto proposto, uma interface amigável para os usuários/operadores em ambiente Visual Basic, visando facilitar a inserção de dados, alteração de parâmetros e obtenção gráfica de resultados. Dessa forma, o produto esperado com o aperfeiçoamento e desenvolvimento do modelo matemático computacional de otimização atingiu seu objetivo e deverá trazer boas contribuições ao planejamento ótimo integrado da operação e manutenção do sistema de hidrelétricas da AES-Tietê.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Francato, A.L.; Barbosa, P.S.F., Fatores Determinantes das Propriedades Operativas Ótimas de Sistemas Hidroelétricos, *Anais do XII Simposio Brasileiro de Recursos Hídricos*, v.3, p. 1-7, Vitoria-ES, Nov. 1997.
- [2] Braga, B.P.F., Barbosa, P.S.F., Barros, M.T.L., Siscom: Sistema Computacional de Apoio a Decisão sobre o Planejamento da Operação de Sistemas Hidroelétricos, *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v.3, no.4, p.89-115, Dez. 1998.
- [3] Yeh, W.W-G., 1985, Reservoir management and operations models: a state-of-art review, *Water Resources Research*, 18(4), pp.673-696.