

Influência da Sazonalidade Hidrológica no Planejamento da Manutenção de Usinas Hidroelétricas

Alberto Luiz Francato, Paulo Sérgio Franco Barbosa, Felipe Cioffetti Marques
Depto de Recursos Hídricos/ Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo – UNICAMP
francato@fec.unicamp.br; franco@fec.unicamp.br; cioffetti@yahoo.com.br

Recebido: 15/04/11 – revisado: 13/08/11 – aceito: 16/01/12

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia de otimização que implementa um algoritmo de programação não linear para o planejamento da operação de sistemas hidroelétricos, identificando períodos ótimos de parada de máquinas para procedimentos de manutenção. Este estudo foi realizado com cenários históricos de aflúncias e traz subsídios que indicam políticas de planejamento para manutenção, minimizando efeitos de redução na potência média gerada pelos sistemas hidroelétricos, assim evitando possíveis penalidades regulatórias (mecanismo de redução da energia assegurada). Tal modelo foi desenvolvido usando os recursos do pacote de otimização GAMS (General Algebraic Modeling System), o qual demonstrou ser uma ferramenta robusta de otimização e de fácil implementação computacional. A pesquisa realizada tem grande viabilidade de implementação, pois foi realizada com bases de dados reais, obtidos junto a empresa concessionária responsável pelas usinas estudadas no trabalho. Dentre os resultados obtidos destaca-se a determinação de períodos preferenciais para manutenção para cada UHE. O trabalho é inovador e apresenta grande relevância para o setor elétrico. A metodologia proposta trouxe como contribuição científica a potencialidade do tratamento de um problema conhecido da área de geração hidroelétrica com uma ferramenta matemática consistente.

Palavras-chave: otimização, recursos hídricos, geração de energia, manutenção.

INTRODUÇÃO

A operação de sistemas hidrelétricos é um tema que tem despertado grande interesse ao desenvolvimento de pesquisas. No caso brasileiro, registram-se enormes avanços na modelagem matemática desse problema, sendo grande parte deles utilizados rotineiramente no âmbito das práticas operativas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Contudo, existem necessidades de estudos que viabilizem:

- a) desenvolvimento de algoritmos de domínio da empresa concessionária, visando facilitar a interlocução com a equipe técnica do ONS nas questões sobre a operação de seus próprios sistemas;
- b) conhecimento mais detalhado das restrições e potencialidades dos próprios sistemas, com vistas a buscar melhorias operativas;
- c) reavaliação da capacidade de produção das UHEs sob múltiplas situações hidrológicas, para que, eventualmente sejam propostos

novos valores de energia assegurada a cada UHE;

- d) Estudo de regras que viabilizem outros procedimentos relacionados à geração, como por exemplo, o estabelecimento de períodos ideais para a manutenção de máquinas;

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia de otimização para fazer o agendamento da parada de máquinas para manutenção em um sistema hidroelétrico, com suporte em dados hidrológicos, por meio de análise de cenários específicos.

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS

Apresenta-se uma revisão do estado da arte, passando por aspectos gerais sobre o planejamento da operação de reservatórios, destacando particularidades do SIN (Sistema Interligado Nacional) e finalmente conclui-se a revisão com estudos sobre o planejamento da manutenção em UHEs.

A busca pela eficácia e eficiência operacional dos sistemas de reservatórios existentes tem sido a tônica das empresas do setor elétrico nos últimos tempos, pois por razões, principalmente de natureza ambiental, tem diminuído significativamente a construção de novos projetos de reservatórios de água de grandes dimensões.

As políticas operacionais existentes têm dificuldade em considerar, de maneira integrada, um sistema de reservatórios com múltiplos objetivos.

Com a possibilidade de análise integrada, o número potencial de políticas operacionais aumenta substancialmente, produzindo complexidades adicionais em razão das incertezas associadas com o futuro hidrológico.

A coordenação operacional ótima dos sistemas de reservatórios requer o uso de ferramentas computacionais para que a modelagem possa subsidiar o processo decisório.

A preocupação com o planejamento da operação dos grandes sub-sistemas hidroelétricos brasileiros existe há mais de três décadas. Esse problema vem despertando interesse e tem sido motivo para pesquisa teórica e aplicada tanto nas empresas geradoras quanto nos centros de pesquisa com interesse em geração de energia elétrica. Antigamente a atenção dedicada à modelagem da operação de reservatórios era pouco expressiva, pois os reservatórios eram construídos para no máximo uma ou duas finalidades e suas capacidades supriam apenas à demanda local. A situação atual é bastante diferente, uma vez que os sistemas têm abrangência regional, atendem a muitos propósitos e objetivos, e são requeridos a operar com maior confiabilidade.

A relevância e atualidade do tema ficaram demonstradas com a crise de energia elétrica iniciada no primeiro semestre do ano de 2001, ocorrido devido aos baixos níveis de armazenamento nos reservatórios para a geração de energia hidroelétrica em consequência das baixas taxas de precipitação, revelando a fragilidade dos órgãos governamentais e da sociedade para lidar com eventos críticos de seca, incluindo o atraso na tomada de decisões que, entre outras consequências, evidenciaram a vulnerabilidade hídrica de várias regiões do país, principalmente da região Sudeste e Nordeste.

Braga e Barbosa (2001) destacam algumas peculiaridades do sistema hidroelétrico brasileiro como: a nítida sazonalidade e aleatoriedade das vazões afluentes e o forte acoplamento hidráulico entre UHs.

O planejamento operacional do SIN é feito por meio da desagregação temporal das decisões em três grandes etapas, definindo os problemas de pla-

nejamento de longo prazo, de médio prazo e de curto prazo.

A atual prática do setor elétrico brasileiro utiliza os modelos NEWAVE e DECOMP. O modelo NEWAVE faz o planejamento da operação do sistema hidrotérmico de médio prazo, representando, de forma agregada, o conjunto de usinas hidroelétricas e se baseia na técnica da programação dinâmica dual estocástica (PDDE). O modelo DECOMP tem como objetivo “determinar a estratégia de operação de curto prazo para os sistemas hidrotérmicos interligados que minimiza o valor esperado do custo de operação para o período planejado”. Esta estratégia determina a geração de cada usina hidráulica e térmica, os intercâmbios entre subsistemas e os contratos de importação e exportação de energia.

PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO EM CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

A manutenção em usinas hidroelétricas sempre mereceu atenção especial por parte dos operadores dos sistemas tanto por motivos de qualidade na frequência de atendimento à demanda energética, quanto para viabilizar uma política eficiente de despacho de geração. Verifica-se em Yamaee (1982) que o volume de recursos destinados à manutenção hidroelétrica em alguns países assume cifras da ordem de bilhões de dólares por ano e um agendamento otimizado da manutenção deve buscar além da minimização destes custos, também interferir o mínimo na capacidade de geração do sistema. Assim, desde a década de 70 vem sendo pesquisado formas para planejar um agendamento otimizado das paradas de máquinas, conforme discutido pelos autores a seguir.

Dopazo e Merrill (1975) apresentam uma formulação para o problema da programação da manutenção de unidades de geração com um modelo de programação linear inteira. No trabalho é dada uma atenção particular para a incorporação de novos critérios de custo-benefício decorridos da espera pela manutenção na unidade de geração.

Zurn e Quintana (1975) apresentam os métodos comumente usados para a programação da manutenção em sistemas de geração térmica que acabam levando a ótimos locais ou até mesmo a soluções infactíveis, considerando no processamento todas as unidades no processo de agendamento da solução. A análise dos métodos é feita com múltiplos objetivos, testando-os em sistemas reais.

Stremel (1981) estuda teorias matemáticas de probabilidade para encontrar a efetiva capacidade dos sistemas e assim estimar uma função de agendamento de manutenção para o sistema. Sua contribuição está no estudo comparativo de alternativas de geração em situações de manutenção.

Yamayee (1982) lembra que a manutenção preventiva é necessária para todos os equipamentos envolvidos na geração, como medida para reduzir as chances de uma parada inesperada do sistema.

Yamayee et al. (1983) estudaram o problema do agendamento da manutenção preventiva, visando à garantia de confiabilidade no sistema e a não interferência no suprimento energético ao sistema, incorporando incertezas como a demanda variável. Yamayee et al. (1983) optaram por trabalhar com um processo de decisão seqüencial fundamentado em uma programação dinâmica, sendo que os problemas foram decompostos em escalas diferentes, como: longo-termo para centrais nucleares, médio-termo para centrais hidroelétricas e curto-termo para centrais termoelétricas.

Sheikhi e Billinton (1984) fazem um estudo do agendamento da manutenção de unidade de geração de energia elétrica através de métodos de probabilidade em sistemas simples. Muitas facilidades operacionais são derivadas da interconexão de sistemas vizinhos e assim os autores apresentam um método baseado na expansão de *Gram-Charlier* para avaliar programações de manutenção em unidades de geração interconectadas. Sheikhi e Billinton (1984) também investigaram o efeito da parada de máquinas para manutenção fora da demanda de pico. Comprovam que a interconexão entre sistemas vizinhos aumenta a confiabilidade do sistema como um todo.

Yellen et al. (1992) faz um planejamento da manutenção preventiva em unidades de geração de energia elétrica para um horizonte de um ou dois anos, tendo como objetivos a busca da minimização dos custos e a confiabilidade do sistema. Yellen et al. (1992) resolve o problema em dois estágios, sendo que num primeiro estágio resolve-se o problema principal referente ao agendamento da manutenção da unidade e num segundo estágio busca-se a minimização do custo operacional para satisfazer a geração de energia com confiabilidade.

Chattopadhyay et al. (1995) apresenta estudos sobre o planejamento do agendamento da manutenção em centrais hidroelétricas interconectadas. Para tal estudo utiliza-se uma modelagem híbrida de Programação Inteira Mista, que analisa as decisões sobre fontes de combustível, de requisitos

de geração e de programação de manutenções. O método é aplicado a dois sistemas interconectados da Índia. O modelo revelou que uma programação da manutenção do sistema interconectado pode reduzir os custos com manutenção sensivelmente.

Leou (2001) trata o problema da manutenção em centrais energéticas, trabalhando com várias restrições, envolvendo a duração do tempo de manutenção, para isto utilizou a técnica de lógica fuzzy dentro de um modelo de programação inteira, adaptado para minimizar a violação de uma solução ótima do sistema, a técnica foi utilizada em um sistema real, no caso o Sistema de Geração de Energia de Taiwan.

Percebe-se que existe também uma grande preocupação na área de gerenciamento da manutenção mas sem levar em conta o quesito hidrológico, como podemos observar em alguns trabalhos listados adiante.

Morozowski e Florentin (1997) apresentaram uma metodologia de apoio à decisão de manutenção relacionando a produção de energia com o mercado do setor elétrico, o modelo é uma ferramenta de análise dos ofertantes de energia.

Nunes (2001) apresentou uma metodologia para gerenciamento da manutenção, que organizava e disponibilizava os dados de manutenção on-line.

Siqueira (2003) apresentou uma metodologia de otimização dos intervalos entre as atividades de manutenção recomendadas na MCC (Manutenção Centrada na Confiabilidade) que por sua vez trata-se de uma metodologia de identificação de necessidades de manutenção em processos físicos ou industriais.

Ribeiro, Vizzoni e Rolim (2003) apresentaram um trabalho de aplicação da metodologia MMC nas usinas hidráulicas de Furnas Centrais Elétricas S.A., onde se avaliou a aplicabilidade nos programas de manutenção de equipamentos.

Born e Scala (2005) apresentaram o sistema Chronus, que utilizando uma programação Delphi e banco de dados Oracle dava subsídios para a Copel a respeito do cronograma de manutenção, ou seja, um gerenciador de dados, mas sem uma rotina de otimização.

Lima, Raposo e Ferreira (2005) abordam a MCC para a melhoria de sua metodologia, introduzindo a análise de risco no diagrama de decisão, obtendo redução e maior controle dos riscos de existentes.

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 de tempos máximo de utilização, sem levar em consideração o quesito hidrologia.

MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia empregada para a tomada de decisão busca obter o período ideal do ano para interromper os equipamentos de geração de energia elétrica (turbinas, geradores, transformadores, etc), bem como a manutenção nas estruturas hidráulicas (canais, condutos forçados, barragem, etc) de maneira a não comprometer a garantia física de geração de um dado conjunto de usinas hidroelétricas (concessões de um mesmo agente). O equacionamento matemático do modelo de otimização empregado é semelhante aos encontrados na literatura e que são empregados pelo setor elétrico brasileiro. A inovação no trabalho consiste em modelar o fator de indisponibilidade, que está diretamente associado aos intervalos de manutenção. A modelagem entende que algumas interrupções ocorrem de maneira forçada e involuntária, mas a maior parte ocorre de forma planejada ou preditiva. Assim o modelo busca decidir sobre a estratégia de manutenção das usinas hidroelétricas, mas com informações hidrológicas que garantam períodos preferenciais para estas manutenções. A formulação aplicada destina-se ao planejamento de médio prazo, intervalo de discretização mensal e horizonte de planejamento bianual. As decisões básicas se relacionam à: potência gerada; os níveis de armazenamento nos reservatórios; às vazões turbinadas e vertidas e períodos ótimos para manutenção das máquinas.

A função objetivo utilizada visa a minimização da soma quadrática dos desvios entre a energia gerada e energia assegurada no sub-sistema analisado, ao longo do horizonte de planejamento.

O modelo de otimização analisa o problema de forma global para todo o horizonte de planejamento, aplicando a programação não linear inteira mista. Isto é necessário devido à existência de relações não-lineares e à presença de variáveis inteiras. A variável inteira refere-se à decisão de parar uma determinada unidade geradora para procedimento de manutenção em um referido intervalo de tempo.

As restrições são as usuais aplicadas em problemas de operação de reservatórios com finalidade hidroelétrica, todas podendo ser formuladas dentro do problema de programação não linear inteira mista.

Equacionamento do modelo de otimização

A estrutura apresentada a seguir é a tipicamente adotada nos modelos de otimização, evidenciando a função objetivo e em seguida o conjunto de restrições que o modelo deve atender.

Função Objetivo

A função objetivo implementada, no modelo de otimização, procura minimizar o efeito na redução de potência total no sistema com a entrada de máquinas para manutenção programada. Deste modo, pode-se equacionar uma função objetivo que minimize a soma dos desvios quadráticos da Energia Gerada com relação à Energia Assegurada no horizonte t .

$$\min Z = \sum_{t=1}^{24} (Eas - Eg_t)^2 \quad (1)$$

onde:

Eas : Energia Assegurada do sistema;

Eg_t : Energia Gerada no mês t ;

A minimização dos desvios, em relação à energia assegurada, têm duas justificativas: a) evitar possíveis exposições ao preço de liquidações das diferenças (PLD) que impactam os contratos de venda da geração nas situações em que a empresa produzir menos que sua energia assegurada e não tiver a cobertura suficiente pelo mecanismo de realocação de energia (MRE); b) evitar geração em excesso à energia assegurada, a qual é valorada economicamente apenas com a Tarifa de Energia Otimizada (TEO), muito inferior aos preços de contratação.

Conjunto de Restrições

Capacidade de geração no aproveitamento

As restrições de capacidade de geração apresentam limites máximos de geração em cada aproveitamento.

$$Pw_{i,t,s} = SW_{n,i,t,s} \times Pn_{n,i} + Sw_{n+1,i,t,s} \times Pn_{n+1,i} \quad (2)$$

$$E_{i,t,s} = \varepsilon_i \times (H_{i,t,s} - HT_{i,t,s} - \Delta H_{i,t,s}) \quad (3)$$

onde:

$PW_{i,t,s}$: Potência máxima (MW) da usina i , no mês t , no cenário hidrológico s ;

$SW_{n,i,t,s}$: Variável binária associada ao funcionamento da turbina n da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

$Pn_{n,i}$: Potência nominal (MW) da turbina n da usina i ;

$E_{i,t,s}$: Produtibilidade da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ($MW/m^3/s$);

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s (m^3/s);

ε_i : Produtibilidade específica da usina i ($MW/m^3/s/m$);

$H_{i,t,s}$: Nível de montante na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s (m);

$HT_{i,t,s}$: Nível de jusante na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s (m);

$\Delta H_{i,t,s}$: Perda de carga no conduto na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s (m);

Limites operacionais de armazenamento hídrico

Os reservatórios das usinas apresentam limites operacionais de volumes de armazenamento. É preciso garantir o balanço hídrico a cada mês nos reservatórios que compõem o sistema.

$$S_{i,t+1,s} = S_{i,t,s} + I_{i,t,s} - (R'_{i,t,s} - R''_{i,t,s} + R^{mon}_{i,t,s} + R^{i,mon}_{i,t,s}) \times 0,0036 \times T_t \quad (4)$$

$$S_i^{\min} \leq S_{i,t,s} \leq S_i^{\max} \quad (5)$$

onde:

$S_{i,t,s}$: Volume de água armazenado no reservatório da usina i , no final do mês t , para o cenário hidrológico s (hm^3);

$I_{i,t,s}$: Volume de água afluyente ao reservatório da usina i , no mês t , resultante da contribuição da bacia intermediária entre o reservatório imediatamente a montante para o cenário hidrológico s (hm^3);

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

$R''_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

$R^{mon}_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina imediatamente a montante da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

$R^{i,mon}_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina imediatamente a montante da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

T_t : Número de horas do mês t ;

S_i^{\min} : Volume mínimo operacional do reservatório da usina i (hm^3);

S_i^{\max} : Volume máximo operacional do reservatório da usina i (hm^3);

Limite máximo de vazão nas turbinas

As restrições de limite máximo de vazão nas turbinas estabelecem limites de vazão turbinada para os aproveitamentos do sistema.

$$R'_{i,t,s} \leq R_i^{\max} \quad (6)$$

onde:

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

R_i^{\max} : Limite máximo de vazão turbinada na usina i (m^3/s);

Geração mínima

As restrições de geração mínima estabelecem as vazões turbinadas mínimas para funcionamento das turbinas.

$$R'_{i,t,s} \geq R_i^{\min} \quad (7)$$

onde:

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s (m^3/s);

R_i^{\min} : Limite mínimo de vazão turbinada na usina i (m^3/s);

Máxima variação de volume útil

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

$$\left| S_{i,t,s} + I_{i,t,s} - R'_{i,t,s} - R''_{i,t,s} + R^{mon}_{i,t,s} + R^{mon}_{i,t,s} \right| \leq H_{i,t}^{var} \tag{8}$$

onde:

$S_{i,t,s}$: Volume de água armazenado no reservatório da usina i , no início do mês t , para o cenário hidrológico s (hm^3);

$I_{i,t,s}$: Volume de água afluyente ao reservatório da usina i , no mês t , resultante da contribuição da bacia intermediária entre o reservatório imediatamente a montante para o cenário hidrológico s (hm^3);

$R'_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

$R''_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

$R^{mon}_{i,t,s}$: Vazão turbinada na usina imediatamente a montante da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

$R^{mon}_{i,t,s}$: Vazão vertida na usina imediatamente a montante da usina i , no mês t , para o cenário hidrológico s ;

$H_{i,t}^{var}$: Máximo deplecionamento mensal aceitável no reservatório da usina CH , no mês IP ;

ESTUDO DE CASO

Todos os dados necessários para o desenvolvimento da modelagem foram obtidos junto ao site do operador nacional do sistema (ONS) na área de Informações hidrológicas, do Deck do Modelo Newave, no qual o arquivo “HIDR.DAT” apresenta todos os dados físicos das UHEs e também diretamente com o agente responsável pelas UHEs, que liberou informações sobre histórico de manutenções realizadas e manutenções já definidas e sem possibilidade de atuação do modelo de otimização. Foi organizado um banco de dados, onde foram inseridos os principais dados físicos de cinco usinas da bacia do rio Tietê (UHE Barra Bonita, UHE Bariri,

UHE Ibitinga, UHE Promissão e UHE Nova Avanhandava) e três usinas da bacia do rio Pardo (UHE Caconde, UHE Euclides da Cunha e UHE Limociero). O interesse em analisar dois subsistemas de uma mesma empresa é o aproveitamento de diversidades hidrológicas entre as bacias e assim contar com um universo maior de possibilidades de arranjos de manutenções.

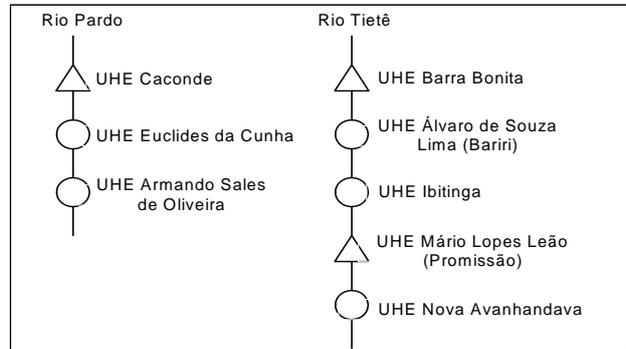


Figura 1 – Topologia do Sistema

Na Tabela 1 apresenta-se dados relevantes para o planejamento e modelagem matemáticas do sistema AES-Tietê.

Tabela 1 - Dados sistema AES – Tietê

Usinas	Volume do Reservatório [hm^3]		Potência [MW]		Vazão Turbinada [m^3/s]	
	S^{min}	S^{max}	P_{W}^{min}	P_{W}^{max}	R^{min}	R^{max}
Caconde	51	555	28	80	12	93,9
Euclides da Cunha	14	14	40	108	4	147,2
A. S. de Oliveira (Limociero)	25	25	10	32	1	179,0
Água Vermelha	5856	11025		1380	501	2921,0
Barra Bonita	569	3135	36	140	76	757,8
A. S. Lima (Bariri)	544	544	46	144	86	772,3
Ibitinga	985	985	53	132	115	705,2
Promissão	5280	7408	95	264	158	1294,4
Nova Avanhandava	2700	2700	141	303	200	1248,0

RESULTADOS

O estudo de caso foi realizado com processamentos de três categorias de cenários hidrológicos (secos, médios e úmidos). Os períodos preferenciais para manutenção são classificados em três níveis, distintos por cores. A cor verde significa o mês preferencial para a manutenção, as cores laranja e vermelho correspondem ao segundo e terceiro melhores períodos. No caso de existir mais de um mês com o mesmo nível preferencial para a manutenção (mesma cor) ficam assinalados os dois meses com a cor. Neste caso, a escolha é indiferente, podendo a decisão ser relacionada a outros critérios não con-

templados na otimização tais como: disponibilidade de mão de obra, garantias e limites de uso de equipamentos, situação do mercado de energia, etc.

Na figura 2 são apresentados os meses preferenciais para manutenção das usinas da bacia do rio Pardo em cenários secos.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Caconde				■	■	■						■	58%
Euclides da Cunha						■			■	■	■		47%
A. S. de Oliveira (Limoeiro)		■				■		■	■				53%

Figura 2 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários secos

Verifica-se da figura 1 que não existe uma regra comum para as três usinas, sendo o melhor período para parada da UHE Caconde o mês de abril (situação de reservatório cheio), para a UHE Euclides da Cunha o mês de novembro (situação de final de período seco e início de período úmido) e a UHE Armando Salles de Oliveira o mês de junho, que caracteriza um período tipicamente seco. Observa-se que das três usinas analisadas somente a UHE Caconde possui reservatório com capacidade de regularização de vazão, sendo as demais usinas a fio d’água. Na figura 3 apresentam-se os meses preferenciais para a manutenção em cenários com condições hidrológicas médias na bacia do rio Pardo

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Caconde			■	■		■				■	■		65%
Euclides da Cunha										■	■		50%
A. S. de Oliveira (Limoeiro)		■							■	■			45%

Figura 3 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários médios

Verifica-se novamente para a UHE Caconde que o mês abril é o mais recomendado para as ações de manutenção. Já para as demais usinas verificaram-se algumas alterações dos períodos preferenciais para a manutenção, Euclides da Cunha de novembro para abril e Armando Salles de Oliveira passou de junho para fevereiro.

Na figura 4 demonstra os meses mais recomendados para ações de manutenção, fundamentais em cenários úmidos.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Caconde				■		■	■			■	■		68%
Euclides da Cunha			■	■							■	■	54%
A. S. de Oliveira (Limoeiro)		■	■					■	■	■			40%

Figura 4 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários úmidos

Novamente para a UHE Caconde nota-se que o mês mais recomendado é o mês de abril, já Euclides da Cunha mantém a recomendação dos

cenários médios, que é o mês de abril, porém a UHE Armando Salles de Oliveira teve como meses mais recomendados setembro e outubro.

Verifica-se uma priorização dos períodos mais recomendados para a manutenção recaírem em situações de reservatório cheio, isto deve-se ao fato de que nesta situação a queda bruta disponível é máxima e por consequência a produtividade da usina também é máxima, garantindo assim melhor eficiência energética. As outras duas usinas da bacia do rio Pardo (Euclides da Cunha e Armando Salles de Oliveira) são usinas a fio d’água e têm pequenas variações na queda bruta o que denota pequenas variações da produtividade destas usinas. Desta maneira não verificam-se um padrão para períodos mais recomendados para a manutenção para as usinas a fio d’água.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Barra Bonita		■		■	■						■	■	46%
A. S. Lima (Bariri)			■	■		■					■	■	45%
Ibitinga		■		■	■		■	■	■	■	■		35%
Promissão				■	■		■		■				50%
Nova Avanhandava									■	■	■	■	52%

Figura 5 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários secos

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Barra Bonita		■									■	■	42%
A. S. Lima (Bariri)				■		■			■	■	■		40%
Ibitinga				■	■				■	■	■	■	36%
Promissão									■			■	44%
Nova Avanhandava				■					■	■	■		45%

Figura 6 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários médios

Na figura 5, apresentam-se os períodos preferenciais para manutenção das usinas situadas na bacia do rio Tietê, num grupo de cenários tipicamente secos. Verifica-se a não existência de uma regra comum para as cinco usinas, sendo a recomendação de parada para a usina de Barra Bonita o mês de fevereiro, para a usina Álvaro de Souza Lima (Bariri) o mês de junho, para a usina de Ibitinga o mês de abril ou novembro, para a usina Mario Lopes Leão (Promissão) o mês de setembro e para a usina de Nova Avanhandava o mês de dezembro. Cabe lembrar que das cinco usinas analisadas, apenas Barra Bonita e Mario Lopes Leão possuem reservatório com capacidade de regularização de vazão, sendo os outros três reservatórios a fio d’água. As decisões entre os períodos recomendados para as paradas para a manutenção das usinas da bacia do rio Tietê estão diretamente relacionadas ao que ocorre nas UHEs Barra Bonita e Mario Lopes Leão.

A figura 6 representa os meses preferenciais para a manutenção em cenários com características médias de vazões afluentes da bacia do rio Tietê.

Verifica-se novamente para a UHE Mario Lopes Leão (Promissão) que o mês de setembro é o mais recomendado para as ações de manutenção. Já as demais usinas sofreram alterações dos períodos preferenciais para a manutenção, Barra Bonita de fevereiro para dezembro, Álvaro de Souza Lima (Bariri) de junho para abril, Ibitinga de abril ou novembro para setembro e a usina de Nova Avanhandava passou de dezembro para o mês de abril. Assim verifica-se um adiamento das operações de manutenção com a ocorrência de um cenário mais úmido.

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Barra Bonita	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42%
A. S. Lima (Bariri)	0	0	0	3	2	1	0	0	0	0	0	0	37%
Ibitinga	0	0	0	3	2	1	0	0	0	0	0	0	37%
Promissão	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	2	4	37%
Nova Avanhandava	0	0	0	4	0	0	0	0	0	2	3	3	51%

Figura 7 – Meses preferenciais para a manutenção em cenários úmidos

A figura 7 apresenta os meses mais recomendados para ações de manutenção, fundamentados em cenários úmidos. Nota-se que a usina de Álvaro de Souza Lima (Bariri) manteve como mês preferencial o mesmo do cenário médio, a usina de Ibitinga teve seus meses preferenciais passando de abril e novembro para maio e novembro, nas demais usinas houve uma mudança no mês preferencial, Barra Bonita caracterizou-se no mês de janeiro, a usina de Mario Lopes Leão (Promissão) de setembro para agosto ou dezembro e a usina de Nova Avanhandava no mês de setembro.

Observando as figuras 5, 6 e 7, fica claro que as manutenções na UHE de Barra Bonita devem ser realizadas em janeiro e fevereiro, e evitar as manutenções para os meses que vêm em seqüência (abril, maio e junho).

Já Promissão deve-se evitar os primeiros meses do ano e o modelo indica o último trimestre do ano para os procedimentos de manutenção.

Tabela 2 – Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos secos

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Caconde	0	0	0	3	2	1	0	0	0	0	2	1
Euclides da Cunha	0	0	0	2	0	0	0	0	1	0	3	0
Limoeiro	0	1	0	0	0	3	0	2	2	0	0	0
Barra Bonita	0	3	0	1	0	0	0	0	0	0	2	0
A. S. Lima (Bariri)	0	0	1	2	0	3	0	0	0	0	0	0
Ibitinga	0	1	0	3	2	1	0	1	2	1	3	0
Promissão	0	0	0	2	0	1	0	0	3	0	0	0
Nova Avanhandava	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3

Uma forma de sistematizar as respostas quanto aos meses ideais para as manutenções nas usinas advém da atribuição de pesos (1, 2 ou 3) para

os meses preferenciais nos três níveis percentuais preferenciais para tais operações. Tomando-se como referência as figuras 2,3,4,5,6 e 7. Assume-se o valor “1” para a cor vermelha, valor “2” para a cor laranja e valor “3” para a cor verde, é possível construir matrizes de pesos aos três agrupamentos de cenários (seco, médio e úmido).

Tabela 3 – Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos médios

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Caconde	0	0	1	3	0	2	0	0	0	0	0	0
Euclides da Cunha	0	0	1	3	0	0	0	0	0	1	2	0
Limoeiro	0	3	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0
Barra Bonita	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
A. S. Lima (Bariri)	0	2	0	3	0	1	0	0	1	0	1	0
Ibitinga	0	0	0	2	2	2	0	1	3	0	2	1
Promissão	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	2	1
Nova Avanhandava	0	0	0	3	0	0	0	1	2	0	1	0

Tabela 4 – Pesos para períodos preferenciais para manutenção em cenários hidrológicos úmidos

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Caconde	0	0	0	3	0	2	1	0	0	1	0	0
Euclides da Cunha	0	0	2	3	0	0	0	0	0	0	1	0
Limoeiro	0	1	2	0	0	0	0	2	3	3	0	0
Barra Bonita	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
A. S. Lima (Bariri)	0	2	0	3	1	0	2	0	0	0	0	0
Ibitinga	0	0	0	0	3	2	0	1	0	1	0	0
Promissão	0	0	0	0	0	0	2	3	1	2	0	3
Nova Avanhandava	0	0	0	1	0	0	0	1	3	2	0	0

A partir das tabelas 2, 3 e 4 preparou-se a tabela 4 que representa uma soma direta do peso atribuído a cada usina em cada período, como forma de apresentar os pesos em uma única tabela.

Tabela 5 – Pesos para períodos preferenciais para manutenção

Usina	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Caconde	0	0	1	9	2	5	1	0	0	1	2	1
Euclides da Cunha	0	0	3	8	0	0	0	0	1	1	6	0
Limoeiro	0	5	3	0	0	3	0	4	7	3	0	0
Barra Bonita	3	6	0	1	0	0	0	0	0	2	6	4
A.S. Bariri	0	4	1	8	1	4	2	0	1	0	1	0
Ibitinga	0	1	0	5	7	5	0	3	5	2	5	1
Promissão	0	0	0	2	0	1	2	3	7	2	2	4
Nova Avanhandava	0	0	0	4	0	0	0	2	5	3	3	3

Interpretando a tabela 4 observa-se que as células com valor zero não devem ser utilizadas para manutenção. Os valores mais altos são os preferenciais, como exemplo: o mês de abril é o preferencial para a usina de Caconde.

Da tabela 5 pode-se eleger os meses preferenciais para a manutenção de duas formas: a) considerando a possibilidade de manutenções concomitantes ou em mesmo mês de anos diferentes; b) considerando meses diferentes para cada usina. Nas tabelas 6 e 7 são apresentadas tais considerações.

Tabela 6 – Manutenções preferenciais com períodos concomitantes

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Usina			Barra Bonita	Caconde + Euclides da Cunha + A.S. Lima (Bariri)		Ibitinga				Limoeiro + Promissão + Nova Avanhandava		

Tabela 7 – Manutenções preferenciais com períodos diferenciados

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Usina			Barra Bonita	Caconde	Ibitinga	A.S. Lima (Bariri)		Limoeiro	Promissão	Nova Avanhandava	Euclides da Cunha	

Das tabelas 4 e 5 verifica-se que algumas usinas mantêm os meses preferenciais de manutenção que são Barra Bonita, Ibitinga, Caconde e Promissão. As demais usinas que são A. S. Lima (Bariri), Limoeiro, Nova Avanhandava e Euclides da Cunha têm períodos preferenciais para manutenção deslocados um mês a frente ou um mês atrás caso exista limitação de equipes técnicas.

CONCLUSÃO

O trabalho apresenta uma metodologia que indica períodos preferenciais para realização de manutenção em centrais hidroelétricas, minimizando os impactos sobre a geração de energia.

Com base na metodologia de otimização desenvolvida e aplicada ao estudo de caso, obtiveram-se políticas operacionais otimizadas para o planejamento da manutenção em subsistemas de geração hidroelétrica dos rios Tietê e Pardo.

Apesar das modelagens de otimização já serem aplicadas ao setor elétrico há mais de duas décadas, a aplicação ao planejamento da manutenção em centrais hidroelétricas é algo ainda incipiente. Optou-se por analisar cenários hidrológicos específicos que caracterizam situações de séries secas, médias e úmidas.

O problema matemático foi eficientemente resolvido pela rotina de otimização SBB-CONOPT2 do pacote de otimização GAMS. Para todos os cená-

rios históricos resolvidos, houve 100% de factibilidade nas soluções.

A implementação das políticas de manutenção são factíveis e de grande interesse para os gestores responsáveis pelo setor de manutenção e ou planejamento da operação das empresas. Na seção de análise de resultados verificou-se que algumas características são bastante marcantes, como diferenciação entre usinas a fio d'água e usinas com capacidade de regularização de vazões, destacando que a decisão sobre parada para manutenção é tomada primordialmente para as usinas com reservatórios com capacidade de regularização, sendo as usinas a fio d'água colocadas em manutenção em função das demais.

Enfim, o trabalho apresenta relevância para o setor elétrico, pois têm características de originalidade no tratamento do problema da manutenção juntamente com o planejamento da operação.

REFERÊNCIAS

- BORN, T.M.R.M., SCALA, C.D. Sistema Cronograma de Paradas de Unidades Geradoras da Copel, Curitiba, PR, Brasil, Outubro, 2005.
- BRAGA, B.P.F., BARBOSA, P.S.F., A Multiobjective Real Time Reservoir Operation with a Network Flow Algorithm, Journal of the American Water Resources Association, v. 37, no. 4, 2001.
- CHATTOPADHYAY, D., BHATTACHARYA, K., PARIKH, J. A Systems Approach to Least-Cost Maintenance Scheduling for an Interconnected Power System. *IEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, N. 4, p. 2002-2007. November, 1995.
- DOPAZO, J.F., MERRILL, H.M. Optimal Generator Maintenance Scheduling Using Integer Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-94, N. 5, p. 1537-1545. September/October, 1975.
- LEOU, R. C. A Flexible Unit Maintenance Scheduling Considering Uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, N. 3, p. 552-559. August, 2001.
- LIMA, J.E.P., RAPOSO, J.L.O., FERREIRA, N.R. Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos: Uma Proposta para Uso de Análise de Risco no Diagrama de Decisão, Curitiba, PR, Brasil, Outubro, 2005.
- MOROZOWSKI, M., FLORENTIN, C.M.C. Manutenção de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos - Uma Abordagem Adequada ao Ambiente Competitivo, Belém, PA, Brasil, 1997.
- NUNES, J.O.B. Metodologia de Trabalho que se Apoia na

- Engenharia da Informação para Gerenciamento da Manutenção, Campinas, SP, Brasil, Outubro, 2001.
- RIBEIRO, A.B.U., VIZZONI, E., ROLIM, F.I.B. Aplicação da Manutenção Centrada em Confiabilidade nas Usinas Hidráulicas de Furnas Centrais Elétricas S.A., Uberlândia, MG, Brasil, Outubro, 2003.
- SHEIKHI, F.A., BILLINTON, R. Generating Unit Maintenance Scheduling for Single and Two Interconnected Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-103, N. 5, p. 1038-1044. May, 1984.
- SIQUEIRA, I.P. Otimização da Frequência da Manutenção Centrada na Confiabilidade, Uberlândia, MG, Brasil, Outubro, 2003.
- STREMEL, J.P. Maintenance Scheduling for Generation System Planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-100, N. 3, p. 1410-1419. March, 1981.
- YAMAYEE, Z.A. Maintenance Scheduling: Description, Literature Survey, and Interface with Overall Operations Scheduling. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-101, N. 8, p. 2770-2779. August, 1982.
- YAMATEE, Z., SIDENBLAD, K., YOSHIMURA, M. A Computationally Efficient Optimal Maintenance Scheduling Method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS.-102, N. 2, p. 330-338. February, 1983.
- YELLEN, J., AL-KHAMIS, T.M., VEMURI, S., LEMONIDIS, L. A Decomposition Approach to Unit Maintenance Scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, N. 2, p. 726-733. May, 1992.
- ZURN, H.H., QUINTANA, V.H. Generator Maintenance Scheduling Via Successive Approximations Dynamic Programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS.-94, N. 2, p. 665-671. March/April, 1975.

the guaranteed energy of a power plant). This model was developed using the resources of the GAMS (General Algebraic Modeling System) package, which has proved to be a robust optimization tool with easy computational implementation. The research work has great potential for application, since it was developed based on real data, obtained from the company responsible for the power plants used as a case study. Outstanding among the results obtained is the determination of the most convenient time period to perform maintenance at each plant. The research work is innovative and is very important for the electric power sector. The scientific contribution of the proposed methodology is the potential to deal with a well-known problem in hydroelectric generation using a consistent mathematical tool.

Key-words: *optimization, water resources, power generation, maintenance.*

Influence of Seasonal Hydrology on the Maintenance Planning of Hydroelectric Plants

ABSTRACT

This paper presents an optimization methodology that runs a non-linear programming algorithm for planning the operation of hydroelectric systems, identifying optimum periods for switching off machines to perform maintenance. This study was conducted using historical river flows scenarios. It provides tools to support planning policies for maintenance, minimizing effects of reduction of mean power generated by hydroelectric systems, thus avoiding possible regulatory penalties (mechanism for reducing