

# Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

## Relatório Técnico



**Nº/Ano:** 4438/2013      **Nº de Páginas:** 30      **Nº de Anexos:** 0

**Título:** OPCHEND 6.3.6 – Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência – Manual de Metodologia.

**Departamento ou Divisão:** Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente - DEA

**Área de Responsabilidade:** B200      **Conta de Apropriação:** 1328

### Cliente:

Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras  
Av. Presidente Vargas, 409 – 12º andar  
20071-003 – Rio de Janeiro/RJ

**Atenção:** Sr. Egidio Schoenberger

### Equipe de Acompanhamento:

Renata Leita Falcão – Eletrobras  
Arlete Rodarte Neves – Eletrobras  
Marcelo Jaques Martins - Eletrobras

### Resumo:

Este relatório consiste no Manual de Metodologia do modelo OPCHEND 6.3.6 – Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência.

### Autores:

Igor Pinheiro Raupp – CEPEL  
Fernanda da Serra Costa – CEPEL  
Jorge Machado Damázio – CEPEL

### Palavras-Chave:

Controle de Cheias  
Programação diária  
Usinas hidroelétricas

**Classificação:** CONTROLADO

### Gerente de Projeto

**Nome:** Fernanda da Serra Costa

**Tel.:** (21)2598-6411      **Fax:** (21)2598-6482

**E-mail:** fernanda@cepel.br

### Chefe do Departamento

**Maria Elvira Piñeiro Maceira**

**Tel.:** (21)2598-6454      **Fax:** (21)2598-6482

**E-mail:** elvira@cepel.br

### Aprovação

**Roberto Pereira Caldas**

**Diretor de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação**

20/10/2013

# **Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência**

**OPCHEND versão 6.3.6**

**MANUAL DE METODOLOGIA**

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	4
2.	O CONTROLE DE CHEIAS NO PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO.....	9
3.	O CONTROLE DE CHEIAS NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA - Metodologia .....	10
3.1	Modelo OPCHEND sem Verificação de Situação de Emergência .....	10
3.2	O Problema do Tempo de Processamento .....	16
3.3	Operação de Controle de Cheias em Situação de Emergência.....	20
3.4	Modelo OPCHEND: Verificação de Situação de Emergência.....	23
3.5	Verificação da Capacidade de Vertimento em Situação Normal.....	24
4.	REFERÊNCIAS.....	26
	ANEXO A – VALORES DAS PENALIDADES.....	29

## **1. INTRODUÇÃO**

O planejamento da operação do Setor Elétrico tem como um de seus objetivos a coordenação cuidadosa da operação do sistema de reservatórios do setor, de forma a evitar desperdícios, minimizando os riscos de geração térmica ou de déficits de suprimentos nos sistemas interligados. Esta coordenação inclui a utilização, durante a estação chuvosa, de parte da capacidade dos reservatórios como volumes de espera para a redução de danos causados por cheias de grande porte em áreas à jusante dos reservatórios.

A cada ano a alocação de volumes de espera a ser utilizada tem como base os Estudos de Prevenção de Cheias, onde os riscos de geração térmica futura e de déficit de suprimento são calculados por simulações da operação dos sistemas interligados sob diferentes hipóteses de alocação de volumes de espera correspondentes a tempos de retorno de cheias selecionadas.

A metodologia atualmente em uso nos Estudos de Prevenção de Cheias para definição dos volumes de espera, descrita em detalhes em [1], [2], [3], [4] e [5], considera a incerteza hidrológica através do uso de conjuntos de séries sintéticas de aflúncias diárias ao sistema (programa DIANA) e adota as condições de controlabilidade (c.c.), onde o sistema de reservatórios analisado é decomposto em sistemas parciais (s.p.), representando-se cada sistema parcial por um reservatório equivalente, para o qual se calcula uma curva-guia superior para toda a estação chuvosa (curva de volume de espera), tomada como a envoltória de trajetórias do volume armazenado, críticas sob o ponto de vista do controle de cheias (programa CAEV). O problema da desagregação espacial de curvas de volumes de espera de reservatórios equivalentes em curvas individualizadas para cada reservatório do sistema é formulado como um problema linear estocástico com função objetivo refletindo os interesses da geração de energia elétrica (programa VESPOT).

Uma vez escolhida a alternativa de alocação de volumes de espera, passa-se à segunda etapa do planejamento da operação hidráulica quando são elaboradas as diretrizes e instruções para a operação durante a ocorrência de cheias, considerando duas condições, a saber: operação normal e operação em emergência.

A operação em emergência pode ser caracterizada pela ocorrência de uma cheia com perspectiva de esgotamento dos volumes de espera dos reservatórios, sendo necessário providenciar descargas defluentes totais que superam as restrições à jusante dos aproveitamentos, provocando danos. Nesta situação as regras de operação são definidas de

forma a garantir a segurança da barragem, ficando em segundo plano a operação energética e a proteção das áreas à jusante.

Por outro lado, a operação normal é caracterizada pela ocorrência de uma cheia que permanece, ao longo de sua duração, sem perspectiva de esgotamento dos volumes de espera dos reservatórios e nem a liberação de descargas defluentes que ultrapassem as restrições à jusante dos aproveitamentos. As regras de operação, neste caso, tem como objetivo permitir a utilização dos volumes de espera da melhor forma possível sob o ponto de vista energético.

Assim, como a metodologia atualmente em uso para a definição dos volumes de espera está consolidada nos programas DIANA, CAEV e VESPOT, o programa OPCHEND [6], [7], [8] até a versão 3.4.2 (inclusive) consolidava apenas as regras de operação para a utilização dos volumes de espera durante a ocorrência de cheias em situação normal na Programação Diária. A partir da versão 4.2 foi introduzida a verificação de estado de emergência para os aproveitamentos/conjunto de aproveitamentos que possuem diagrama de emergência. A operação definida pelo PPL para cada dia é testada, através do uso do Diagrama de Emergência [9] e [10], de forma a verificar se algum trecho da bacia encontra-se em situação de Emergência de cheia. Para estes trechos são definidas as defluências de emergência e retorna-se à resolução do PPL considerando as defluências de emergência como defluências mínimas. O processo termina quando as defluências definidas pelo PPL e pelo Diagrama de Emergência se igualam em todos os aproveitamentos.

Na versão 4.6a do OPCHEND, o valor das penalidades associadas às folgas das restrições foi alterado de forma a: corrigir a relação entre as penalidades associadas às folgas das restrições de envoltória e as relativas à taxa variação de vazão, às defluências máximas e às defluências energéticas e faixas de operação, as duas últimas apenas para os aproveitamentos que não fazem parte do controle de cheias integrado da bacia. Esta correção foi necessária, por que os valores anteriores não garantiam, em todas as situações, a prioridade desejada para o não atendimento destas restrições. Além desta correção, aproveitou-se para diminuir a magnitude das diferenças entre os valores das penalidades. Outra alteração consistiu na troca da ordem de prioridade entre as restrições associadas à operação energética apenas para os aproveitamentos que não fazem parte do controle de cheias integrado da bacia (restrições de defluência energética e restrições de faixas de operação).

A versão 4.7, além da incorporação das novas penalidades e regras, introduzidas na versão 4.6a, traz algumas modificações que objetivaram a redução do tempo de execução do modelo.

Estas modificações se referem à redução do número de restrições associadas às envoltórias dos sistemas parciais. Nas versões anteriores cada sistema parcial possuía um conjunto de cinco envoltórias (uma envoltória para cada tempo de retorno) e cada envoltória resultava numa restrição no PPL. Nesta versão, é feita a retirada de um determinado número de restrições associadas às envoltórias de cada sistema parcial. Para a escolha das restrições a serem mantidas no PPL, considera-se a restrição associada à envoltória de menor tempo de retorno cujo volume de espera começou a ser ocupado e as restrições associadas às envoltórias cujos tempos de retorno são inferiores à primeira já invadida. Além destas, são retiradas todas as restrições associadas às envoltórias cujos volumes de espera sejam iguais entre si ou iguais a zero. Desta forma, as restrições que são retiradas são desnecessárias para a orientação da ocupação dos volumes de espera durante a ocorrência de cheias e, portanto, estariam apenas aumentando o PPL, o que exigiria maiores recursos computacionais, sem contribuir para atingir a solução ótima.

A versão 4.8 difere da versão 4.7 apenas em relação à operação em situação de emergência. A alteração implementada no Diagrama de Emergência (DE) consistiu na consideração da vazão turbinada (sendo considerada igual à vazão energética programada) na vazão definida pelo diagrama de emergência. Ao verificar se a defluência definida pelo DE é menor ou igual à vazão de lâmina livre, desconta-se a defluência energética programada, uma vez que esta passará através das turbinas e não do vertedor.

A verificação da capacidade do vertedor acontece nos casos de diagramas de emergência não equivalentes, ou seja, composto de apenas um aproveitamento hidrelétrico e quando a curva do vertedor for fornecida pelo usuário.

Na versão 4.9, incluiu-se a informação da defluência mínima obrigatória por aproveitamento e por dia programado. A defluência mínima obrigatória será adotada nos casos em que esta for maior que a defluência energética programada.

Na versão 5.0 do OPCHEND, foi substituída a rotina de solução do problema de programação linear (PPL) e implementado o processo de aproveitamento da BASE do PPL anterior em caso de verificação de situação de emergência, com o objetivo de reduzir o tempo de processamento.

Na versão 5.1 [20], foi incluída a verificação da capacidade de vertimento na operação em situação normal de cheias. O cálculo da vazão em lâmina livre para o estado de armazenamento final de cada reservatório é feito a partir da curva cota x volume e da curva do vertedor em

lâmina livre fornecida pelo usuário no arquivo \*.sis. Outra informação necessária no arquivo \*.sis para esta nova versão é a capacidade de turbinamento de cada aproveitamento. A soma entre a capacidade de turbinamento e a vazão em lâmina livre será a defluência máxima que poderá ser decidida em cada aproveitamento. Na situação de emergência, a verificação de capacidade de vertimento também considera, nesta versão, a capacidade de turbinamento total. Até a versão anterior, era considerada a vazão energética programada como capacidade de turbinamento.

Na versão 5.3 [21], as penalidades associadas aos rompimentos de restrições passaram a ser calculadas de acordo com as características do sistema da bacia em estudo (ex: número de aproveitamentos com controle de cheias, número de sistemas parciais, etc), enquanto nas versões anteriores os valores eram fixos, calculados em função das dimensões máximas. Também foi alterado o método de cálculo das penalidades de rompimento das restrições de defluências máximas no dia a ser programado (d+1) nos reservatórios de controle de cheias interdependente e independente localizado nas cabeceiras, para que estas sejam maiores que a soma das penalidades de rompimento das restrições de defluências máximas em todos os reservatórios em todos os dias seguintes a d+1. As novas penalidades encontram-se no Anexo A na Tabela A.1 .

Na versão 6.0 do OPCHEND, foi feita uma compatibilização com o OPCHEN 2.4 e OPCHEN 3.0 em relação à entrada de dados, como mudar o arquivo CVOL.TXT do diretório CARTCON para o diretório SISTEMA e a implementação da possibilidade de informação de volumes máximos e mínimos finais, correspondendo aos mínimos e máximos volumes de espera para cada reservatório. Essas informações, juntamente com as informações de volumes máximos e mínimos fictícios saíram do arquivo “\*.sis” e passaram a ser informadas no arquivo OPCHEND.INP, no diretório CARTCON. Também foi implementada a opção de otimização para mais de um dia, sendo no máximo, 7 dias. A otimização, como no OPCHEN 3.0, pode ser feita de forma sequencial ou global. Além disso, foi incorporada a possibilidade de relaxamento das envoltórias.

Na versão 6.3 foram aprimoradas as mensagens de erro existentes, incluídas algumas verificações de consistência de dados de entrada (tempo de viagem, limites de vazão máxima) e alteradas as penalidades das folgas associadas às defluências energéticas dos aproveitamentos sem controle de cheias e de cabeceira (a penalidade ficou igual à penalidade dos aproveitamentos de controle de cheias) e as associadas às faixas de armazenamento (aumento da penalidade para os aproveitamentos sem controle de cheias e de cabeceira). Além disso, foi aumentado o tempo máximo de viagem de 4 para 6 dias.

Na versão 6.3.1, foi realizada uma correção no tratamento da defluência máxima viável quando a opção de otimização é a Global.

Na versão 6.3.2 foram realizadas as seguintes correções/adaptações: (i) Ajuste das penalidades associadas às folgas das restrições das faixas de perda de queda dos aproveitamentos que não pertencem ao controle de cheias interdependente (identificada pelo CEPEL em testes internos) e (ii) Aperfeiçoamento do formato de algumas mensagens (solicitadas pelo ONS).

Na versão 6.3.3, foi corrigido um erro na montagem das restrições das Taxas de Variação o que causava a inviabilidade no caso “Camargos” enviado para a nossa análise no dia 29/01/2010.

Na versão 6.3.4, foi corrigida a verificação de consistência dos dados de cota e volume na subrotina relativa ao Diagrama de Emergência.

Na versão 6.3.5, foram realizadas as seguintes implementações: (i) Alteração do volume meta quando este é menor que o volume final mínimo, ou seja, é atribuído ao volume meta o valor do volume final mínimo; (ii) Alteração do volume meta quando este é maior que o volume final máximo, ou seja, é atribuído ao volume meta o valor do volume final máximo; e (iii) Inclusão, no relatório principal, dos valores dos volumes máximos e mínimos finais e de uma coluna onde é impresso o valor do vertimento de cada reservatório durante a operação.

Este relatório consiste no Manual de Metodologia do OPCHEND versão 6.3.6. Nesta versão foram realizadas as seguintes implementações:

- Consideração dos dias a serem otimizados pelo OPCHEND na verificação do estado de emergência;
- Inclusão de tolerância (0,1% da vazão defluente) na verificação de igualdade entre a vazão defluente resultante do PPL e a vazão defluente proveniente do diagrama de emergência.

## 1.1 AGRADECIMENTO

Os autores deste relatório agradecem a colaboração de Daniela de Souza Kyrillos do CEPEL, atualmente cedida a CHESF.

## 2. O CONTROLE DE CHEIAS NO PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO

Atualmente, os estudos energéticos do planejamento de curto prazo adotam os valores das curvas de volumes de espera, definidas nos Estudos de Prevenção de Cheias do ano corrente como limites dinâmicos de armazenamento de cada reservatório. A estas curvas de volumes de espera está associado um nível de proteção contra cheias, usualmente denominado “risco de cheias” e especificado pelas probabilidades de rompimento das restrições de defluências do sistema. Vez por outra, os estudos de simulação identificam que, com o relaxamento de alguns valores destas curvas, seria possível obter algum ganho energético. Note que, os limites de armazenamento em cada reservatório, definidos nos Estudos de Prevenção de Cheias, representam apenas um dos possíveis conjuntos de volumes de espera que atendem ao risco de cheias adotado naqueles estudos (especificamente o conjunto ótimo segundo o VESPOT), podendo existir ainda outra alternativa que atenda ao critério de proteção adotado. Neste sentido, a solução identificada nos estudos energéticos é então testada no programa ARISCO (Avaliação de Risco) [4] contra as c.c. do intervalo de tempo em análise, para verificar se o ganho energético sugerido implica em um risco de cheias maior que o adotado nos Estudos de Prevenção de Cheias do ano corrente, podendo, portanto, ser aprovado ou não.

Quando a afluição natural ao sistema ou à parte do sistema superar o limite de defluência correspondente e os reservatórios envolvidos estiverem no limite dos volumes de espera e/ou quando os volumes de espera definidos nos Estudos de Prevenção de Cheias dos reservatórios envolvidos já estiverem em parte ocupados, poderá não ser possível obter um ponto de operação que mantenha o risco de cheias adotado nos Estudos de Prevenção de Cheias. Nesta situação, o Planejamento da Operação é refeito sem considerar os volumes de espera, e a programação de defluências resultante é utilizada como restrições de defluência mínima pelo modelo OPCHEN [6] e [13]. O modelo OPCHEN planeja como se dará na semana a ocupação (ou o esvaziamento) dos volumes de espera através da solução de um problema de programação linear, sujeito à situação hidrológica atual (volumes armazenados e afluições previstas para a semana) e ao atendimento, ao final da semana, de um conjunto de envoltórias, ordenado de forma crescente pelo risco de cheias, sendo as primeiras envoltórias as correspondentes ao risco de cheias adotado nos Estudos de Prevenção de Cheias.

### **3. O CONTROLE DE CHEIAS NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA - METODOLOGIA**

A execução da Programação Diária será feita através do programa DESSEM que deverá incorporar as diretrizes e instruções para a operação durante a ocorrência de cheias. Atualmente, o DESSEM adota, em termos de controle de cheias, a mesma abordagem dos estudos energéticos do Planejamento de Curto Prazo, considerando limites dinâmicos no armazenamento de cada reservatório.

O programa OPCHEND, de forma similar à função do programa OPCHEN no Planejamento de Curto Prazo, tem como objetivo a revisão destes limites dinâmicos durante a ocorrência de cheias, programando para o próximo dia a ocupação ou esvaziamento dos volumes de espera do sistema, também através da solução de um problema de programação linear.

Tendo em vista o intervalo de tempo diário e que, em alguns trechos do sistema, o tempo de translação dos transientes hidráulicos nos canais fluviais que interligam aproveitamentos pode suplantar 24 horas, o modelo OPCHEND considera na sua formulação mais que um intervalo de tempo e, a partir da versão 4.2, verifica, durante a operação de controle de cheias, a ocorrência de Situação de Emergência, através da consulta aos Diagramas de Emergência. Os próximos itens descrevem a metodologia do programa OPCHEND.

#### **3.1 MODELO OPCHEND SEM VERIFICAÇÃO DE SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA**

Até a versão 1.3 do programa OPCHEND [6] e [7], considerava-se que o sistema de aproveitamentos hidroelétricos representado no modelo era formado apenas pelos aproveitamentos que fazem parte do controle de cheias integrado da bacia. A partir da versão 3.4.2 [8] e [12], a metodologia foi estendida para considerar não apenas aqueles que participam do controle de cheias integrado, mas sim todos os aproveitamentos da bacia, inclusive os aproveitamentos de cabeceira que promovem o controle de cheias imediatamente à jusante sem participar do controle de cheias integrado da bacia. A possibilidade do mesmo ocorrer com aproveitamentos que não se localizam nas cabeceiras não é contemplada.

Os aproveitamentos hidroelétricos de uma bacia hidrográfica podem ser agrupados em três categorias em relação à sua contribuição para o controle de cheias:

- Aproveitamentos que pertencem ao sistema de controle de cheias integrado da bacia. Neste caso, no cálculo dos volumes de espera, parte do volume útil destes aproveitamentos é alocada para este fim;
- Aproveitamentos que não pertencem ao sistema de controle de cheias integrado da bacia. Estes aproveitamentos não foram considerados na etapa de cálculo dos volumes de espera dos estudos de prevenção de cheias; e
- Aproveitamentos de controle de cheias isolado e localizados nas cabeceiras do sistema de controle de cheias. Neste caso, o volume de espera alocado neste tipo de reservatório é utilizado apenas para a proteção de sua restrição, não contribuindo para o controle de cheias integrado da bacia.

Seja um sistema com  $R$  aproveitamentos hidroelétricos, tal que  $R=R^{CCI} \cup R^{Cab} \cup R^{SCC}$ , onde:  $R^{CCI}$  é o conjunto de aproveitamentos do sistema de controle de cheias integrado;  $R^{Cab}$  é o conjunto de aproveitamentos de cabeceira com controle de cheias de sua própria restrição de jusante, e  $R^{SCC}$  é o conjunto de aproveitamentos do sistema que não fazem parte do controle de cheias integrado e que não pertencem a  $R^{Cab}$ .

Sejam  $V_i$ ,  $i=1,\dots, R$  as capacidades dos reservatórios de cada aproveitamento;  $M_i$ ,  $i=1,\dots, R^{CCI} \cup R^{Cab}$ , os limites de defluências em cada aproveitamento que não causam danos à jusante;  $U$ , o conjunto de sistemas parciais [1] do sistema formado por  $R^{CCI}$ ;  $\gamma$ , o maior tempo de viagem da água entre aproveitamentos do sistema e  $R_\tau$ , os conjuntos de aproveitamentos do sistema cujo tempo de viagem até o aproveitamento mais a jusante do sistema é menor ou igual a  $\tau$ , para  $\tau=1,\dots,\gamma$ . Logo  $R_\tau = R_\tau^{CCI} \cup R_\tau^{Cab} \cup R_\tau^{SCC}$ .

E conhecidos:

- os volumes vazios verificados nos  $\gamma$  dias anteriores ao dia corrente,  $e_i(t)$ ;  $t= d -1, d -2,\dots,d -\gamma$ ;
- os volumes vazios programados para o final do dia corrente,  $e_i(d)$ ;
- as afluências incrementais previstas para o dia a ser programado ( $d+1$ ) e para  $\gamma$  dias à frente,  $q_i(t)$ ,  $t=d+1,\dots, d+\gamma$ ;

- as defluências totais verificadas para os  $(\gamma - 1)$  dias anteriores ao dia corrente,  $r_i(t)$ ,  $t=d-1, \dots, d-\gamma+1 \dots$ ;
- a defluência total programada para o dia corrente (d),  $m_i(d)$ ;
- as defluências mínimas, representando a operação energética para o dia a ser programado (d+1) e  $\gamma$  dias à frente;
- as variações máximas de defluência,  $\Delta_i$ ;
- os valores das envoltórias de cada sistema parcial  $u \in U$  correspondentes ao final do dia a ser programado e alguns dias à frente para cada conjunto k de envoltória,  $k=1, \dots, K$ ,  $ENV_u^k(t)$ ,  $t=d+1, \dots, d+\gamma$ . Para  $k=1$ , considera-se o tempo de retorno selecionado nos Estudos de Prevenção de Cheias. Os outros são tempos de retorno menores, correspondendo a situações de maior risco para a ocorrência de rompimento das restrições; e
- $V_{finalmáximo}$  e  $V_{finalmínimo}$ , os volumes finais máximo e mínimo desejados para cada reservatório, respectivamente.

Obtêm-se as defluências diárias de cada aproveitamento para o dia a ser programado,  $r_i(d+1)$ , através da solução de um problema de programação linear (PPL), cujas restrições são:

$$e_i(t) + \sum_{j=1}^n c_{i,j} r_j(t - \tau_{j,i}) - r_i(t) = e_i(t-1) - q_i(t-1) \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (1)$$

$$Ve_{min} \leq e_i(t) \leq Ve_{max} \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (2)$$

$$-r_i(t) \leq -m_i(t) \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (3)$$

$$-\sum_{j \in u} e_j(t - \tau_{j,i}) - \delta_u^k(t) \leq -ENV_u^k(t) \quad , \quad \delta_u^k(t) \geq 0 \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad \forall u \in U' \quad k = 1, \dots, K \quad (4)$$

*i reservatório mais a jusante do sistema*

$$-e_i(t) - \delta_{(i)}(t) \leq -VE_{(i)}(t) \quad , \quad \delta_{(i)}(t) \geq 0 \quad i \in R_{t-d}^{Cab} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (5)$$

$$r_i(t) - p_i(t) \leq M_i \quad p_i(t) \geq 0 \quad i \in R_{t-d}^{CCI} \cup R_{t-d}^{Cab} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (6)$$

$$e_i(t) - \lambda_i^f(t) \leq faixa^f \quad \lambda_i^f(t) \geq 0 \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad f = 1, \dots, nf \quad (7)$$

$$e_i(t) - \theta_i^f(t) \geq faixa^f \quad \theta_i^f(t) \geq 0 \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad f = 1, \dots, nf \quad (8)$$

$$r_i(t) - r_i(t-1) + v_i(t) \leq \Delta_i \quad v_i(t) \geq 0 \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (9)$$

$$r_i(t-1) - r_i(t) + v_i(t) \leq \Delta_i \quad v_i(t) \geq 0 \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (10)$$

Além das restrições (9) e (10) referentes aos limites de variações absolutas de defluências, o modelo permite considerar restrições nas variações percentuais de defluências para todos os aproveitamentos do sistema:

$$\left(1 - \frac{\Gamma_i}{100}\right) r_i(t) - r_i(t-1) + \kappa_i(t) \leq 0 \quad \kappa_i(t) \geq 0 \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (11)$$

$$r_i(t-1) - \left(1 - \frac{\Gamma_i}{100}\right) r_i(t) + \phi_i(t) \leq 0 \quad \phi_i(t) \geq 0 \quad i \in R_{t-d} \quad t = d+1, \dots, d+n_{ot} + \gamma \quad (12)$$

Onde:

$c_{i,\ell} = 1$ , se reservatório  $\ell$  está imediatamente à montante de  $i$ ;

$c_{i,\ell} = 0$ , se reservatório  $\ell$  não está imediatamente à montante de  $i$ ;

$\tau_{\ell,i}$  é o tempo de viagem entre os reservatórios  $\ell$  e  $i$ ;

$VE_{\{i\}}(t)$  's são os volumes de espera alocados nos reservatórios de cabeceira;

$\Gamma_i$  's são os limites percentuais de variação de defluência;

$nf$  é o número de faixas de armazenamento acima e abaixo do nível proveniente da programação energética;

$K$  é o número de tempos de retorno considerados (conjuntos de envoltórias para cada sistema parcial);

$\delta_u^k(t)$  's são folgas associadas às envoltórias que descrevem a ocupação dos volumes de espera;

$\delta_{\{i\}}(t)$  's são folgas que descrevem a ocupação dos volumes de espera de reservatórios de cabeceiras;

$p_i(t)$  's, são folgas associadas a rompimentos das restrições de defluência;

$\lambda_i^f(t)$  's são as folgas associadas às faixas abaixo do nível programado durante o planejamento energético;

$\theta_i^f(t)$  's são as folgas associadas às faixas acima do nível programado durante o planejamento energético;

$v_i(t)$  's são as folgas associadas a variações positivas de defluências acima do limite tolerado;

$u_i(t)$  's são as folgas associadas a variações negativas de defluências acima do limite tolerado;

$\kappa_i(t)$  's são as folgas para variações positivas percentuais de defluência acima do limite;

$\varphi_i(t)$  's são as folgas para variações positivas percentuais de defluência acima do limite;

Vemax é o volume de espera máximo dado por  $V_i - V_{finalmínimo}$ ;

Vemin é o volume de espera mínimo dado por  $V_i - V_{finalmáximo}$ ; e

$n_{ot}$  é o horizonte de dias a otimizar.

Se na solução do PPL todas as folgas  $\delta_u^k(t)$  's,  $\delta_{\{i\}}(t)$  e  $p_i(t)$  's são nulas, prevê-se que o sistema no horizonte em estudo não estará em situação de cheia.

Se na solução do PPL pelo menos uma das folgas  $\delta_u^k(t)$  e/ou  $\delta_{\{i\}}(t)$  é maior que zero e todas as folgas  $p_i(t)$ 's são nulas, prevê-se que o sistema deverá operar no dia t no modo de operação normal de cheias, sem ocorrência de violação das defluências máximas que causam danos à jusante.

Se na solução do PPL pelo menos uma das folgas  $p_i(t)$  é maior que zero, prevê-se que o sistema deverá operar no dia t no modo de operação de cheias com emergências relacionadas com os pontos de controle onde ocorreram  $p_i(t)$ 's maiores que zero, com violação das defluências máximas. A violação da defluência máxima, quando o diagrama de emergência não é

consultado, só ocorre quando o volume se esgota. Com a inclusão da consulta ao diagrama de emergência (que será apresentada na próxima seção) a violação da defluência máxima poderá ser antecipada de forma a garantir a segurança da barragem.

A função objetivo do PPL consiste na minimização do somatório do produto entre as variáveis de folga das restrições do problema e as penalidades associadas. Os valores das penalidades estão relacionados com a ordem em que se aceita que as restrições sejam violadas em caso de não ser possível atender a todas as restrições do PPL sem que todas ou algumas variáveis de folga assumam valores diferentes de zero.

A ordem de violação das restrições está associada ao tipo de operação de controle de cheias que se espera num sistema de reservatórios formado pelos três tipos de aproveitamentos hidroelétricos descritos anteriormente.

A idéia básica é que os volumes de espera dos aproveitamentos de cabeceira, quando estes não fazem parte do controle de cheia integrado, só devem ser utilizados para o controle de suas taxas de variação de defluência e suas defluências máximas. Além disso, os níveis dos reservatórios definidos pela programação energética (refletida pela faixa de operação) dos aproveitamentos que não fazem parte do controle de cheia integrado da bacia e cabeceira com controle de cheia isolado, só devem ser alterados após a utilização dos volumes de espera dos aproveitamentos que fazem parte do controle de cheia integrado da bacia, caso contrário seus volumes deveriam ter sido considerados na etapa do cálculo dos volumes de espera nos estudos de prevenção de cheias. Desta forma, a regra de operação em situação normal de cheia conduz a seguinte ordem de violação das restrições:

1. Defluência energética de todos os aproveitamentos da bacia;
2. Faixas de armazenamento de todos os aproveitamentos que pertencem a  $R^{CCI}$  (viola-se primeiro, se possível, as faixas associadas ao esvaziamento do reservatório);
3. Envoltórias dos sistemas parciais associadas aos aproveitamentos que pertencem a  $R^{CCI}$ ;
4. Faixas de armazenamento de todos os aproveitamentos que pertencem a  $R^{SCC}$  e  $R^{Cab}$  (viola-se primeiro, se possível, as faixas associadas ao esvaziamento do reservatório);
5. Taxa de variação de vazão de todos os aproveitamentos da bacia, exceto os que pertencem a  $R^{Cab}$ ;
6. Defluência máxima dos aproveitamentos que pertencem a  $R^{CCI}$ ;

7. Envoltórias dos aproveitamentos que pertencem a  $R^{Cab}$ ;
8. Taxa de variação de vazão dos aproveitamentos que pertencem a  $R^{Cab}$ ; e
9. Defluência máxima dos aproveitamentos que pertencem a  $R^{Cab}$ .

Além desta priorização, as restrições de defluência máxima e de nível programado têm ainda uma priorização temporal, isto é, caso seja necessário violar estas restrições e haja a opção de violá-las no dia a ser programado ou nos dias subseqüentes, deve-se primeiro violá-las nos dias subseqüentes.

Vale ressaltar que as únicas restrições que não podem ser violadas e, portanto, podem tornar o problema inviável são as restrições de balanço (equação (1)), que tem que ser atendidas na igualdade e não possuem folgas. As restrições de defluência energética (equação (2)) são restrições que obrigam a defluir, no mínimo, a defluência energética programada, não possuindo folga para valores inferiores à defluência energética programada.

As penalidades aplicadas a cada folga podem ser encontradas no ANEXO A deste relatório.

## **3.2 O PROBLEMA DO TEMPO DE PROCESSAMENTO**

### **3.2.1 Retirada de Restrições de Envoltória**

Em média, o tempo de processamento do modelo é inferior a cinco minutos. No entanto, em sistemas de grande porte, quando os volumes de espera estão quase totalmente ocupados na maioria dos seus sistemas parciais e a cheia distribui-se por toda a bacia, o tempo de processamento pode ser superior a cinco horas, inviabilizando a utilização do modelo para a programação diária.

Num sistema com 40 aproveitamentos hidroelétricos e 19 pontos de controle de cheias, dispostos numa topologia que totalize 764 sistemas parciais, tempo de viagem entre o aproveitamento mais à montante e o mais à jusante de 4 dias e considerando 5 Tempos de Retorno, como no caso da Bacia do Paraná, o número de restrições totais no problema é superior a 21000. Estando grande parte dessas restrições ativas (no caso das restrições associadas às envoltórias, isto significa que os volumes de espera das envoltórias associadas à

## Relatório Técnico – 4438 / 2013

estas restrições já estão sendo ocupados), a dimensão da base do PPL pode ser tornar muito grande, aumentando assim o tempo de processamento para a obtenção da solução ótima.

Quando acontece uma situação de cheia em que os volumes de espera estão quase que totalmente ocupados em toda a bacia e as primeiras envoltórias já começaram a ser ocupadas passando a não serem mais necessárias para orientar a ocupação dos volumes de espera, as restrições associadas a estas envoltórias poderiam ser retiradas do PPL sem prejuízo da solução e com redução do tempo de processamento.

A figura 1 apresenta de forma esquemática a ocupação dos volumes de espera de um sistema parcial formado por um único reservatório, cujo tempo de retorno de referência é 50 anos, indicando que as restrições (equação 4) associadas aos tempos de retorno de 50 e 40 anos podem ser retiradas do problema sem prejuízo para a orientação da ocupação dos volumes de espera deste sistema parcial. Note que a envoltória (equação 4) associada ao tempo de retorno de 30 anos, apesar de exigir um espaço vazio maior que o disponível no momento, não deve ser retirada do problema, pois caso fosse retirada, não haveria no problema nenhuma restrição para sinalizar que o volume entre as envoltórias associadas aos tempos de retorno de 30 e 20 anos não deveria ser totalmente ocupado. Portanto, a regra para a retirada de restrições associadas às envoltórias deve ser: retirar todas as restrições (equação 4) associadas as envoltórias que já tenham começado a ser ocupadas menos aquela referente ao menor tempo de retorno entre elas.

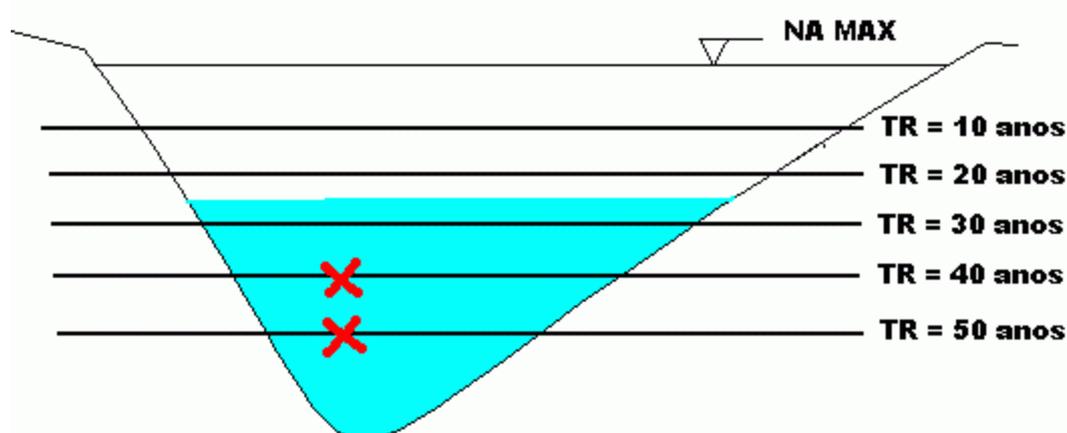


Figura 1: Esquema para retirada do PPL de restrições associadas a envoltórias.

Uma investigação inicial apresentada em [17], mostrou que a retirada de restrições associadas às envoltórias do PPL levou a uma redução significativa do tempo de processamento do modelo

OPCHEND. Entretanto, naquela investigação, a retirada das restrições associadas às envoltórias foi realizada de forma não automática, ou seja, o próprio usuário teve que retirar as restrições antes da execução do programa, comparando os espaços vazios nos sistemas parciais com os volumes de espera exigidos pelas suas envoltórias. Este procedimento, além de não automático, apresentava outro problema: ele exigia que, ao se retirar a restrição associada a um tempo de retorno, esta fosse retirada para todos os sistemas parciais, mesmo para aqueles cujas envoltórias não tivessem começado a ser ocupadas, o que poderia levar a uma ocupação desordenada dos espaços vazios do sistema.

Para evitar este problema na retirada das restrições associadas às envoltórias, desenvolveu-se uma rotina que verifica, para cada sistema parcial e para cada dia, quais as envoltórias que já começariam a ser ocupadas, considerando a operação puramente energética, ou seja, utilizando as defluências programadas para todos os dias do problema (no caso da Bacia do Paraná, 5 dias) e comparando os espaços vazios disponíveis em cada sistema parcial no final do dia a ser programado e o volume vazio requerido para este dia na correspondente envoltória. Caso o volume disponível seja menor que o requerido pela envoltória, a restrição associada a esta envoltória para este sistema parcial será candidata a ser retirada do PPL. Esta verificação é feita para as cinco envoltórias deste sistema parcial (cada uma associada a um tempo de retorno) e serão retiradas do PPL todas as restrições candidatas exceto a de menor tempo de retorno.

Também são candidatas a serem retiradas do PPL as restrições de envoltórias associadas a volumes de espera nulos ou iguais a uma de menor tempo de retorno.

O número de restrições associadas a envoltórias (equação 4) para cada sistema parcial reduz-se a  $K-N+1$ , onde  $K$  é o número de tempos de retorno considerados e  $N$  é o número de envoltórias candidatas (envoltórias cujos volumes começaram a ser ocupados, são nulos ou são iguais ao volume de alguma envoltória de menor tempo de retorno).

Na restrição 4, a variável  $K$  que representa o número de tempos de retorno passa a não ter um valor constante para todos os sistemas parciais. Cada um dos sistemas parciais, em cada dia, pode ter de 1 a 5 restrições de envoltória, dependendo do número de envoltórias invadidas e/ou iguais e/ou nulas do sistema parcial. Na função objetivo, os custos associados às envoltórias retiradas são adicionados ao custo da envoltória mantida imediatamente superior. Este procedimento permite ao mesmo tempo reduzir o número de restrições associadas às envoltórias e preservar a ocupação ordenada dos volumes de espera dos sistemas parciais.

---

### **3.2.2 Retirada de Restrições de Envoltória**

A diminuição do tempo de processamento do modelo, com a aplicação da estratégia de eliminação de restrições descrita no item anterior, para os casos de grandes cheias foi sensível, tendo alcançado tempos, considerando-se apenas a operação em situação normal de cheias, compatíveis com as necessidades da programação diária na maioria dos casos. Porém, quando se deseja verificar a ocorrência de situação de emergência, os tempos obtidos ainda eram excessivos para a programação diária, pois, após a verificação de ocorrência de situação de emergência, o programa volta ao início do PPL e modifica as restrições de defluência mínima. Esse retorno à resolução do PPL consumiria tempo igual ao necessário para a obtenção da primeira solução. Após a obtenção da solução do novo PPL, é necessário verificar outra vez a ocorrência de situação de emergência e este processo se repete tantas vezes quantos forem os retornos necessários até a convergência da solução. Além deste problema, está prevista para novas versões do OPCHEND, a inclusão do teste de capacidade de vertimento, o que possivelmente trará a necessidade de remodelagem em tempo de execução e retorno ao PPL.

Uma solução para este problema seria o aproveitamento da BASE do PPL anterior e, sendo esta uma BASE viável, a nova solução se daria instantaneamente. No entanto, no caso de volta ao ser verificada situação de emergência, a modelagem é alterada tanto no valor (RHS) da restrição de defluência mínima (o valor da defluência energética é substituído pelo valor da defluência de emergência), como no sinal de condição da mesma, que no PPL original é maior-igual, e passa a ser igual. Isto torna a BASE PRIMAL inviável e, para que esta possa ser aproveitada com maior eficiência é necessário um algoritmo que possa obter a solução por meio do método DUAL SIMPLEX. A rotina de resolução do PPL implementada até a versão 4.9 não possuía este algoritmo, o que inviabilizava o ganho de tempo com o aproveitamento da BASE.

Sendo assim, foi necessário fazer a substituição da rotina de otimização por outra no modelo. Então, nesta versão, foi substituído no modelo um pacote de resolução de PPL que além de trazer o algoritmo DUAL SIMPLEX necessário, trouxe também vantagens como maior estabilidade numérica e otimização na alocação de variáveis.

### 3.3 OPERAÇÃO DE CONTROLE DE CHEIAS EM SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA

A operação em emergência é caracterizada pela ocorrência de uma cheia com perspectiva de esgotamento dos volumes de espera dos reservatórios, sendo necessário providenciar descargas defluentes totais que superam as restrições à jusante dos aproveitamentos, provocando danos. Nesta situação, as regras de operação são definidas de forma a garantir a segurança da barragem, ficando em segundo plano a operação energética e a proteção das áreas à jusante. As regras de operação nesta situação estão consolidadas nos Diagramas de Emergência (DE), que fornecem, a partir da afluência ao aproveitamento e do seu nível de armazenamento, a defluência superior à restrição, necessária para garantir a segurança da barragem, quando há a perspectiva de esgotamento do seu volume de espera.

Existem também DE para reservatórios equivalentes, formados pelo conjunto de aproveitamentos à montante de um ponto de controle de cheias. Neste caso, consideram-se a afluência a todos os aproveitamentos formadores do reservatório equivalente e a soma de seus volumes vazios para a definição da defluência no reservatório mais à jusante.

Estando o armazenamento do reservatório (isolado ou equivalente) em qualquer situação, pode ocorrer uma cheia em que a última vazão observada seja de tal magnitude que implicará necessariamente em uma vazão defluente maior que a vazão de restrição [9] e [10]. A afluência pode ser tão alta que, ainda que a chuva cesse naquele momento, o volume contido sob o hidrograma de recessão das vazões afluentes até a vazão de restrição implicará, caso mantida a defluência igual à vazão de restrição, em um volume a ser armazenado no reservatório maior que o volume vazio nele disponível.

Sejam:

$t$  o instante atual;

$q_A$  a vazão afluente observada no instante atual;

$M$  a vazão de restrição;

$V_A$  o volume afluente a ser armazenado, supondo-se que a vazão defluente seja igual a vazão de restrição; e

$V_d$  o volume vazio disponível no reservatório.

## Relatório Técnico – 4438 / 2013

Então se  $V_A > V_d$  configura-se a Operação em Emergência. Neste caso, é necessário operar com uma vazão defluente maior que a vazão de restrição, de forma a garantir que o volume excedente da cheia (diferença entre o volume afluente e o volume defluente) seja igual ao volume vazio disponível no reservatório.

Ao ser caracterizada a Operação em Emergência, o problema passa a ser a definição da vazão defluente total a ser adotada a cada instante, de forma a assegurar que o volume a ser armazenado não seja maior que o volume vazio disponível. O DE define esta defluência para diversos valores de armazenamento no reservatório (ou nível d'água, no caso de reservatórios isolados) e de vazão afluente. A metodologia para a determinação do DE encontra-se descrita em [9] e [10].

O DE tem como dados de entrada básicos a vazão afluente ao reservatório e o volume armazenado no reservatório (no caso de reservatórios isolados, pode-se adotar o nível do reservatório). O resultado é a vazão total a ser defluída. A hipótese fundamental assumida na construção do diagrama é a da recessão da vazão afluente a partir do último valor medido. Conhecida a vazão do curso d'água em um instante qualquer e havendo estiagem, as afluições subsequentes podem ser previstas pela seguinte expressão matemática:

$$q_t = q_0 e^{-a\Delta t} \quad (13)$$

onde:  $q_t$  é a vazão em um instante  $t$  qualquer da recessão;  $q_0$  é a vazão em um instante  $t_0$  anterior a  $t$ , também da recessão;  $a$  é a constante característica da bacia hidrográfica e  $\Delta t = t - t_0$ .

Uma das formas de determinação da constante característica da bacia hidrográfica, definida em (13), considera que a recessão das vazões de um curso d'água apresenta duas fases distintas: uma primeira fase mais acentuada, que corresponde ao escoamento da água armazenada na zona aerada do solo, e uma segunda fase, de decaimento mais suave, relacionada ao deplecionamento da água acumulada na zona saturada do solo (lençol freático). Recomenda-se adotar como critério para a determinação da constante de recessão a ser utilizada na construção do DE, a busca do valor que produz o melhor ajuste médio entre o previsto e o verificado na faixa de vazões acima da restrição de jusante.

O volume afluente num intervalo qualquer é obtido integrando (13):

$$V_{\Delta t} = \frac{1}{a} q_0 (1 - e^{-a\Delta t}) \quad (14)$$

A equação (14) permite enunciar o seguinte problema: dada uma vazão afluyente e um volume vazio disponível no reservatório, qual a vazão que assegura um volume excedente, a ser armazenado, igual ao volume disponível. O DE é construído resolvendo o problema acima para diversos valores de vazão afluyente e volume vazio no reservatório.

Sejam:

$t_0$  o instante atual;

$q_A$  a vazão afluyente ao reservatório no instante atual;

$q_D$  a vazão defluyente do reservatório que faz com que o volume excedente a ser armazenado ( $V$ ) seja igual ao volume vazio disponível ( $V_d$ );

$V$  o volume a ser armazenado no reservatório;

$V_d$  o volume vazio disponível no reservatório; e

$t$  o instante em que a vazão afluyente se iguala à vazão defluyente.

Baseado na equação (14) e fazendo  $t_0 = 0$ , tem-se:

$$V = \frac{q_A}{a} - \frac{q_A}{a} e^{-at} - q_D t \quad (15)$$

A equação (15) possui duas incógnitas,  $q_D$  e  $t$ . Entretanto, o valor de  $t$  é definido como o instante em que a vazão afluyente se iguala à vazão defluyente, portanto:  $q_A e^{-at} = q_D$ . Substituindo-se o valor de  $t$  em (15):

$$V = \frac{q_A}{a} - \frac{q_D}{a} - \frac{q_D}{a} \ln\left(\frac{q_A}{q_D}\right) \quad (16)$$

Fazendo-se o volume  $V$  igual ao volume vazio disponível no reservatório  $V_d$  tem-se na equação (16) uma expressão matemática onde a única incógnita é  $q_D$ . Entretanto, não é possível explicitar a variável  $q_D$  na equação (16) de forma a resolvê-la analiticamente. A resolução desta equação é feita por um processo iterativo, utilizando-se o Método do Bisseccionamento [10].

Alguns reservatórios podem operar acima do seu nível máximo operativo durante um processo de amortecimento de cheias, uma vez que, em geral, o topo das comportas fechadas situa-se um pouco acima do nível máximo operativo. Este tipo de operação, denominada indução de sobrecarga, é possível com a abertura parcial de todas as comportas simultaneamente.

A utilização de sobrecarga pode ser feita quando o volume existente no reservatório (isolado ou equivalente) entre o nível máximo operativo e o nível máximo maximorum é maior que o volume necessário para amortecimento da cheia de projeto do vertedor. Neste caso, esta diferença pode ser utilizada para o controle de cheias. Outra vantagem do uso da sobrecarga induzida é a possibilidade de se ter uma transição mais suave da vazão defluente até que se atinja a operação do vertedor em lâmina livre. A descrição da construção do DE com sobrecarga induzida pode ser encontrada em [10].

Definida a vazão de emergência, no caso de diagramas de emergência não equivalentes, ou seja, compostos por apenas um aproveitamento hidrelétrico, a mesma é comparada com a vazão em lâmina livre no vertedor para verificar a possibilidade de defluência da vazão de emergência calculada pelo DE. Nesta versão, para efeito de comparação com a vazão em lâmina livre, o valor da capacidade total de turbinamento do aproveitamento é descontado do valor da vazão definida pelo diagrama de emergência.

### 3.4 MODELO OPCHEND: VERIFICAÇÃO DE SITUAÇÃO DE EMERGÊNCIA

Como na resolução do PPL não se verifica a possibilidade de esgotamento dos volumes de espera, a cada dia a programação definida através da resolução do PPL (armazenamentos e defluências dos aproveitamentos) é testada através dos DE dos reservatórios e reservatórios equivalentes do sistema, para verificar a ocorrência de Situação de Emergência. Se for indicada Situação de Emergência em algum aproveitamento de cabeceira ou conjunto de aproveitamentos e se a defluência calculada pelo DE for diferente da defluência obtida na resolução do PPL, então a defluência calculada pelo DE é imposta como defluência obrigatória, sem folga, para aquele dia, através da transformação da restrição de defluência energética em restrição de igualdade, retornando-se para a resolução do novo PPL, aproveitando-se a BASE do PPL anterior com o objetivo de reduzir o tempo do novo processamento do modelo.

Se houver sobrecarga induzida, a capacidade do reservatório será alterada para a capacidade máxima de sobrecarga induzida ao retornar-se para a resolução do PPL. No caso de Diagrama Equivalente **com** sobrecarga induzida, apenas o reservatório de jusante terá a capacidade considerada alterada para a capacidade máxima de sobrecarga. Se for identificado que algum outro reservatório do sistema equivalente está usando sobrecarga, o seu volume de sobrecarga também contribuirá para o volume disponível do sistema equivalente com sobrecarga. Em qualquer dos casos, o volume excedente em relação à capacidade de referência (volume de sobrecarga) não será contabilizado no cálculo do espaço vazio disponível no sistema parcial, ao qual o reservatório pertence, para a determinação do Estado de Controle de Cheias (envoltórias invadidas).

No caso de Diagrama Equivalente **sem** sobrecarga induzida, os estados iniciais dos reservatórios serão considerados no máximo 100% do volume útil de referência e se alguns reservatórios estiverem usando sobrecarga, o volume extra correspondente ao volume máximo de sobrecarga induzida não será contabilizado no volume total disponível.

O processo pára quando não for indicada Situação de Emergência em nenhum aproveitamento ou conjunto de aproveitamentos do sistema ou quando as defluências calculadas pelo DE forem iguais as defluências obtidas na resolução do PPL. Na verificação desta igualdade de defluências, utiliza-se uma tolerância de 0,1%.

### 3.5 VERIFICAÇÃO DA CAPACIDADE DE VERTIMENTO EM SITUAÇÃO NORMAL

Até a versão anterior, a verificação da capacidade de vertimento era testada apenas em situação de emergência. Nesta versão, foi implementada esta verificação também na situação normal.

O cálculo é feito a partir da curva cota x volume e da curva do vertedor em lâmina livre (17) fornecida pelo usuário no arquivo \*.sis. Outra informação necessária no arquivo \*.sis para esta nova versão é a capacidade de turbinamento de cada aproveitamento. A soma entre a capacidade de turbinamento e a vazão em lâmina livre será a defluência máxima, que poderá ser decidida em cada aproveitamento. A vazão em lâmina livre é dada pela equação:

$$Q_L = m(h - h_0)^n \quad (17)$$

Onde:

$h$  – é o nível do reservatório;

$h_0$  – é o nível da soleira do vertedor; e

$m$  e  $n$  – parâmetros.

A implementação desta rotina no OPCHEND foi a seguinte: antes do PPL, o programa calcula a vazão em lâmina livre para o volume meta de cada reservatório (para cada dia) e a mesma, somada à capacidade de turbinamento, é imposta como limite de defluência máxima (sem folga) para cada aproveitamento, cuja equação de vertedor foi fornecida pelo usuário.

Ao final do PPL, as defluências resultantes (descontadas da capacidade total de turbinamento) são novamente confrontadas com a vazão em lâmina livre calculada para o estado final de armazenamento do aproveitamento para cada dia. Se for maior, o programa retorna ao PPL com a soma da capacidade de turbinamento mais a vazão em lâmina livre para aquele estado de armazenamento final, como novo limite de defluência máxima (sem folga).

Esse retorno é feito tantas quantas forem as vezes necessárias até que o armazenamento final do reservatório permita a defluência da vazão total no final do dia decidida pelo modelo.

Se em algum caso a equação do vertedor verificar que a vazão em lâmina livre é 0 (zero), a defluência máxima considerada para este aproveitamento será apenas a capacidade total de turbinamento.

---

## **4. REFERÊNCIAS**

[1] DAMÁZIO, J. M., MARIEN, J. L., PEREIRA, M. V. F., KELMAN, J. e COSTA, F.S, “Condições de Controlabilidade de Sistemas de Reservatórios para Controle de Cheias e seu uso na Operação de Sistemas com Múltiplos Usos”, Relatório Técnico CEPEL DPST-036/89, CEPEL, Rio de Janeiro, 1989.

[2] DAMÁZIO, J. M., MARIEN, I., COSTA, F. S, “Building Flood Control Rule Curves for Multipurpose Multi-reservoir System Using Controllability Condition”, Water Resources Research, Vol30, n04, pp1135, 1144, April, 1994.

[3] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J. M e KELMAN, J., “Condições de Controlabilidade de Sistemas de Reservatórios para Controle de Cheias – CAEV1, Relatório Técnico CEPEL DPST-272/90, CEPEL, Rio de Janeiro, 1990.

[4] DAMÁZIO, J. M., COSTA, F.S e D’ANGELO A. G., “Minimização do Impacto Energético da Alocação de Volumes de Espera em Sistemas de Reservatórios”, Relatório Técnico CEPEL DPP/PEN-245/94, CEPEL, Rio de Janeiro, 1994.

[5] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J. M., “Aspectos Metodológicos do Sistema SPEC- Sistema para Estudos de Prevenção de Cheias em Sistemas Hidrelétricos”, Relatório Técnico CEPEL, 2001

[6] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., “Regras de Operação de Controle de Cheias em Situação Normal - Modelos OPCHEN, OPCHENS e OPCHEND - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL DPP/PEN-205/01, CEPEL, Rio de Janeiro, 2001.

[7] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M. "Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal OPCHEND 2.0 Manual de Metodologia “, CEPEL, Rio de Janeiro, 2002.

[8] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., “Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal - Modelo OPCHEND - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL, 2003.

[9] SCEN-CECCA, “REGRAS DE OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PARA CONTROLE DE CHEIAS”, SCEN-CECCA-03-77, Rio de Janeiro, 1977.

[10] CEMIG, “REVISÃO DOS DIAGRAMAS DE EMERGÊNCIA PARA OPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DA CEMIG VOLTADA PARA CONTROLE DE CHEIAS”, Nota Técnica OP/PE2-13/92, Belo Horizonte, 1992.

[11] GCOI (1996), “Programa ARISCO – Avaliação do Risco na Operação de Controle de Cheias, Bacia do Rio Paraná”, Rel SCEN/GTHO-01/96, Rio de Janeiro.

[12] Costa, F.S., Damázio, J.M., Kyrillos, D.S., Rocha, V.F., Ghirardi, A. O, Dantas, H. M. G., “Programação da Operação de Sistemas Hidroelétricos em Situação de Controle de Cheias Usando Técnicas de Programação Linear – Modelo OPCHEND”, XV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Curitiba, PR, 2003.

[13] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., ROCHA, V.F., “Regras de Operação de Controle de Cheias em Situação Normal - Modelos OPCHEN e OPCHENS”, XIV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Aracaju, SE, 2001.

[14] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., KYRILLOS, D.S., “Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência - Modelo OPCHEND 4.3 - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL, 2004.

[15] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., KYRILLOS, D.S., “Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência - Modelo OPCHEND 4.6 - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL, 2005.

[16] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., KYRILLOS, D.S., “Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência - Modelo OPCHEND 4.6a - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL, 2005.

[17] COSTA, F. S., DAMÁZIO, J. M., KYRILLOS, D. S., DANTAS, H. M. G., GHIRARDI, A. O., ROCHA, V. F., (2005), “Programação Diária de Defluências dos Aproveitamentos Hidroelétricos do Sistema Interligado Brasileiro Considerando o Controle de Cheias”, in Anais do XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de produção e Transmissão e Energia Elétrica, Curitiba, PR, Out. 2005.

[18] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., KYRILLOS, D.S., “Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência - Modelo OPCHEND 4.8 - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL, 2005.

---

[19] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., KYRILLOS, D.S., “Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência - Modelo OPCHEND 5.0 - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL, 2005.

[20] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., KYRILLOS, D.S., “Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência - Modelo OPCHEND 5.1 - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL, 2005.

[21] COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., KYRILLOS, D.S., “Regras de Operação Diária de Controle de Cheias em Situação Normal e Emergência - Modelo OPCHEND 5.3 - Manual de Metodologia“, Relatório Técnico CEPEL, 2006.

## ANEXO A – VALORES DAS PENALIDADES

A tabela A.1 apresenta os valores das penalidades, associadas a cada tipo de restrição e tipo de aproveitamento do problema, que refletem as prioridades de violação das restrições definidas anteriormente.

Tabela A.1: Penalidades implementadas na versão 5.3.

Tipo de Restrição	Tipo de aproveitamento		
	R <sup>CCI</sup>	R <sup>SCC</sup>	R <sup>Cab</sup>
Defl. Energética	$C_1 = 3^{-5}$	$C_1 = 3^{-5}$	$C_1 = 3^{-5}$
Faixa de armazenamento abaixo do nível programado (esvaziamento)	$C_2^f(t) = 3^{-4}(1 + (faixa^f - (nf/2))/10) + 3^{-5}(\gamma + 1 - t)$ , (f=nf/2 a nf, t=1 a $\gamma + 1$ )	$C_5^f(t) = \left( 3^2 \times \sum_{k=1}^K \left( 1 + \frac{k}{10} \right) \times U \times (\gamma + 1) \times 1,0001 \right) \times \left( 3^{-4} \left( 1 + \frac{(faixa^f - (nf/2))}{10} \right) \right) \times \left( +3^{-5}(\gamma + 1 - t) \right)$ , (f=1... $\frac{nf}{2}$ ; t=1, ( $\gamma + 1$ ))	$C_5^f(t) = \left( 3^2 \times \sum_{k=1}^K \left( 1 + \frac{k}{10} \right) \times U \times (\gamma + 1) \times 1,0001 \right) \times \left( 3^{-4} \left( 1 + \frac{(faixa^f - (nf/2))}{10} \right) \right) \times \left( +3^{-5}(\gamma + 1 - t) \right)$ , (f=1... $\frac{nf}{2}$ ; t=1, ( $\gamma + 1$ ))
Faixa de armazenamento acima do nível programado (enchimento)	$C_3^f(t) = 3^{-2}(1 + faixa^f / 10) + 3^{-5}(\gamma + 1 - t)$ , (f=1 a nf/2, t=1 a $\gamma + 1$ )	$C_6^f(t) = \left( 3^2 \times \sum_{k=1}^K \left( 1 + \frac{k}{10} \right) \times U \times (\gamma + 1) \times 1,0001 \right) \times \left( 3^{-2} \left( 1 + \frac{faixa^f}{10} \right) \right) \times \left( +3^{-5}(\gamma + 1 - t) \right)$ , (f=1... $\frac{nf}{2}$ ; t=1, ( $\gamma + 1$ ))	$C_6^f(t) = \left( 3^2 \times \sum_{k=1}^K \left( 1 + \frac{k}{10} \right) \times U \times (\gamma + 1) \times 1,0001 \right) \times \left( 3^{-2} \left( 1 + \frac{faixa^f}{10} \right) \right) \times \left( +3^{-5}(\gamma + 1 - t) \right)$ , (f=1... $\frac{nf}{2}$ ; t=1, ( $\gamma + 1$ ))
Envoltórias	$C_4(k) = 3^2 \times \left( 1 + \frac{k}{10} \right)$ , (k=1, K)	---	$C_9 = C_8 \times R^{CCI} \times \sum_{t=1}^{\gamma+1} \left( 1 + \frac{t}{10} \right) \times (\gamma + 1) \times 1,001 \times npc$
Taxa de variação de defluência	$C_7 = \left( 3^2 \times \sum_{k=1}^K \left( 1 + \frac{k}{10} \right) \times U \times (\gamma + 1) \times 1,0001 \right) \times (R^{Cab} + R^{SCC}) \times (\gamma + 1) \times 1,001 \times 5$	$C_7 = \left( 3^2 \times \sum_{k=1}^K \left( 1 + \frac{k}{10} \right) \times U \times (\gamma + 1) \times 1,0001 \right) \times (R^{Cab} + R^{SCC}) \times (\gamma + 1) \times 1,001 \times 5$	$C_{10} = C_9 \times R^{Cab} \times (\gamma + 1) \times 1,001$
Defluência máxima	$C_8(t) = C_7 \times (R^{CCI} + R^{SCC}) \times (1 + (\gamma)/10) \times (\gamma + 1) \times 1,001 \times npc \times (\gamma + 1)$ , (t=1) e $C_8(t) = C_7 \times (R^{CCI} + R^{SCC}) \times (1 + (\gamma + 1 - t)/10) \times (\gamma + 1) \times 1,001$ , (t=2 a $\gamma + 1$ )	---	$C_{11}(t) = C_{10} \times R^{Cab} \times (1 + (\gamma + 1 - t)/10) \times (\gamma + 1) \times 1,001 \times R^{Cab} \times (\gamma + 1)$ , (t=1) $\epsilon$  $C_{11}(t) = C_{10} \times R^{Cab} \times (1 + (\gamma + 1 - t)/10) \times (\gamma + 1) \times 1,001$ , (t=2 a $\gamma + 1$ )

---

Onde:

**f** – número das faixas de volume armazenado.  $f = 1$  à  $n_f$  ( $n_f=10$ ).

$\gamma$  - maior tempo de viagem no sistema mais o número de dias a otimizar

**t** - Dia da operação.  $t = 1$  à  $\gamma + 1$

**k** – Número de tempos de retorno das envoltórias.  $k = 1$  a  $NMKAEV$  ( $NMKAEV = 5$ )

**U** - número máximo de sistemas parciais

**R<sup>CCI</sup>** – Conjunto de aproveitamentos do controle de cheias interdependente

**R<sup>SCC</sup>** – Conjunto de aproveitamentos que não fazem controle de cheias

**R<sup>cab</sup>** – Conjunto de aproveitamentos de controle de cheias independente

**npc** – número de pontos de controle

**C<sub>i</sub>** – Penalidade da restrição  $i$