



São Paulo, 10/15 de Abril de 1972

GRUPO DE ESTUDO DA PRODUÇÃO HIDRÁULICA

DETERMINAÇÃO DAS PRIORIDADES DE OPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DE UM SISTEMA HIDROELÉTRICO

Autor: Antonio Coló
Centrais Elétricas Brasileiras
S/A. - ELETROBRÁS

1.0 INTRODUÇÃO: A OPERAÇÃO DE UM SISTEMA HIDROELÉTRICO

1.1. Sistema Isolado

A operação de um sistema isolado com apenas um reservatório resulta simples pois armazena-se toda água em excesso sobre o requisito do mercado ou, inversamente, desestoca-se o necessário quando a energia natural for insuficiente. Se existirem usinas a fio d'água, será turbinada toda a água disponível, limitada a capacidade das máquinas ou à carga, vertendo-se o excesso ou complementando-se o requisito com a usina de reservatório.

Quando o sistema contar com usina térmica, será necessário estabelecer um critério de decisão para sua operação, a fim de minimizar o consumo de combustível. Torna-se agora necessário proceder a previsões, de mercado e de hidrologia, para saber qual montante de geração térmica garantirá o atendimento sem déficits, através de algum processo de simulação da operação do sistema.

Uma vez que tanto mercado como hidrologia contém em suas previsões componentes aleatórios, o balanço energético seria feito em termos probabilísticos e a decisão de operação térmica seria sempre para um dado grau de segurança desejado para o sistema, a ser determinado em função de um estudo econômico (custo social do déficit).

Na prática operativa vigente no país, contorna-se o estudo probabilístico do balanço assumindo-se, para a hidrologia, que o pior evento que pode ocorrer ou para o qual interessa estar preparado é a repetição do pior evento registrado. No caso da Região Sudeste, é o pe

riodo de 1952 a 1955, chamado de período crítico. Toma-se uma ou duas previsões de mercado (média e alta) e com isto transforma-se o problema em determinístico: as térmicas devem operar o suficiente para manter o reservatório em nível igual ao que teriam se ocorresse novamente o período crítico, atendendo a uma carga igual ao mercado previsto. A estas posições do reservatório, mês a mês, é dado o nome de curva guia inferior ou de curva limite do reservatório.

Quando, porém, existe um sistema de reservatórios e de usinas em cascata e em paralelo, a situação muda por completo pois existem infinitas maneiras de armazenar ou de desestocar a água dos reservatórios, cada uma com resultados um pouco diferentes. Porém, antes de analisarmos as condições que a operação de um sistema completo deve atender convém caracterizar o seu objetivo.

1.2. Objetivo da Operação

O objetivo da operação é atender ao mercado com o nível de segurança desejado e com o menor custo possível. Conforme exposto acima, admite-se o atendimento no caso de se repetir o período crítico como nível de segurança adequado. Portanto, o objetivo da operação é maximizar a energia produzida pelas usinas hidroelétricas durante o período crítico (chamada de energia firme) e de minimizar o consumo de combustível, admitindo ser este o componente básico do custo variável.

Como o sistema é simulado para o período crítico, o consumo de combustível terá sido adequado se este se repetir. Portanto pode-se dizer que o objetivo quanto a combustível é minimizar seu consumo fora do período crítico.

Como a disponibilidade hidroelétrica é mínima no período crítico, o importante é otimizar a produção nesta condição já que normalmente há excesso de disponibilidade.

1.3. Sistema Integrado

Podemos agora enumerar as principais condições que a operação de um sistema integrado deve atender e alguns problemas para sua consecução, devido ao grande número de variáveis em jogo.

Em primeiro lugar é preciso atender às restrições físicas e operativas das usinas e do sistema: capacidade das turbinas e dos geradores em termos de capacidade máxima e de capacidade contínua, engolimentos máximos, adequação da produção de cada usina com o diagrama de carga, requisitos impostos aos reservatórios por outros usos que não a produção de energia elétrica.

Para que a energia firme seja máxima é preciso evitar vertimento de água, a menos que todos os reservatórios estejam em suas respectivas quotas máximas. Sob este ponto de vista, é interessante que cada reservatório seja mantido tanto mais baixo quanto menor for sua capacidade regularizadora e quanto menor for sua potência instalada pois assim haverá tempo de turbinar uma vazão maior sem que ela acarrete vertimento. Ainda mais porque existe diversidade no regime hidrológico das bacias da Região Sudeste. Na fase de enchimento, interessa que todos atinjam a plena capacidade sem defasagem.

Quando é utilizada a acumulação de um reservatório sua queda útil diminui e portanto toda água que vai passar por ele fica com seu valor energético depreciado. Excetuam-se reservatórios puros, sem máquinas, e reservatórios cujos remansos estejam afogando a restituição da usina de montante.

Sob este ponto de vista, um reservatório deve ser mantido tanto mais cheio quanto maior for sua perda de queda com a desestocagem, portanto quanto menor for seu tamanho, e quanto maior for a vazão esperada, portanto menor sua capacidade regularizadora.

A evaporação influi também na escolha de níveis preferenciais para os reservatórios: quanto maior a evaporação tanto mais baixo convém que os reservatórios estejam, pois assim diminui-se a área da superfície líquida, onde se realiza o potencial de evaporação, e portanto o volume evaporado.

Estes fatores se opõem porém com efeitos diferentes: se um reservatório atingir nível alto mas conseguir evitar vertimento atende à primeira condição mas não à segunda: precisa ser mantido em um nível alto para não depreciar toda água esperada.

A maneira como a usina é operada também afeta sua energia firme, isto é, o valor da água é função da energia produzida, - por causa da variação de rendimento, e do fator de carga, devido à variação de rendimento e à elevação relativa do nível do canal de fuga, das perdas hidráulicas e das perdas elétricas quanto menor for o fator de carga.

1.4. Regras de Operação para um Sistema Integrado

Conseguir saber qual a operação ótima de um sistema hidroelétrico integrado está atualmente fora de cogitação devido ao grande número de variáveis que deveriam ser otimizadas. Assim, a operação do nosso sistema e portanto os modelos de simulação em uso pelas principais empresas da Região utilizam um conjunto de regras de operação que o modelo procura seguir. Essas regras não são determinadas matematicamente mas empiricamente, com base em julgamento qualitativo dos fenômenos e em tentativas.

São expressas através de (1º) prioridades de esvaziamento dos reservatórios (e de enchimento, normalmente a sequência inversa - da de esvaziamento), (2º) curvas guias superiores, uma para cada reservatório, (3º) curvas guias inferiores, também para cada reservatório e (4º) taxas de esvaziamento abaixo da curva guia inferior.

Sua utilização pode ser resumida, partindo-se de uma situação de reservatórios cheios e supondo-se que a energia natural é inferior à carga, isto é, vai ser usado o armazenamento. Como os reservatórios estão cheios, toda vazão natural deve ser turbinada e, onde necessário, água é desestocada para atender à vazão ou fator de carga mínimo. A seguir os reservatórios são esvaziados, na ordem das prioridades de esvaziamento, até as respectivas curvas guias superiores, ou até chegarem à capacidade máxima contínua no próprio reservatório ou em usina de jusante, ou até ser atendida a carga.

Quando todos atingiram suas curvas guias superiores, o esvaziamento é realizado até as curvas guias inferiores, sempre de acor

do com as prioridades de esvaziamento. Como as curvas guias inferiores variam de mês a mês, poderá se dar o caso de se iniciar um mês com reservatórios acima e outros abaixo da curva guia inferior. Teremos então ao mesmo tempo reservatórios em enchimento e reservatórios em esvaziamento. As usinas térmicas operarão o necessário para completar o balanço de ponta e para manter todos os reservatórios nas suas curvas guias inferiores.

As taxas de esvaziamento constroem famílias de curvas guias, frações da original, de forma a manter uma proporção adequada no estoque entre os diversos reservatórios. Se o mercado ainda não foi atendido, será permitido aos reservatórios deplecionarem-se, na sequência de prioridades, até a primeira faixa de curva guia inferior, como se esta fosse a nova curva guia. O processo continua, até eventual utilização de todo armazenamento.

Desnecessário acrescentar que o enchimento se processa de forma semelhante, às avessas.

2.0 DETERMINAÇÃO DAS PRIORIDADES DE OPERAÇÃO: A FUNÇÃO PRIORIDADE

2.1. Previsão de Vazões

Ao se utilizar a água armazenada em um reservatório diminui-se a altura de queda para toda água que vai passar por êle, depreciando-se seu valor energético. É preciso portanto proceder a uma previsão de vazões, desde o instante atual até aquele em que, com o reenchimento, os reservatórios voltam à esta situação ou à plena capacidade.

O campo de previsão pode ser reduzido se considerarmos como de menor significado o período que vai desde a situação mais crítica (armazenamento no mínimo) até o próximo enchimento total, já que existe excesso de energia. Basta, então, prever pelo período que compreende armazenamento máximo até o mínimo. Esse período, para a Região Sudeste, é da ordem de 43 meses para a pior condição hidrológica, podendo aumentar ou diminuir conforme o programa de obras e conforme a estrutura do sistema gerador.

Prever vazões é assunto em que muito pouco se conseguiu de prático, a não ser para prever a próxima estação seca, conhecidos ou eventos anteriores. Numa previsão de quatro anos, pouco mais restaria que os componentes aleatórios. Entretanto, convencionou-se que a pior série hidrológica que pode ocorrer é a repetição do período crítico (1952/55). Assim, uma previsão adequada para esse período maximizará a energia firme do sistema, que é o objetivo da operação, mas não a produção hidroelétrica em outras situações em que, de qualquer forma, há excesso hidráulico.

A otimização da energia firme visa garantir o mercado e portanto é prioritária sobre a otimização da produção fora dêle, que somente servirá, e eventualmente, para economizar combustível. Portanto, pode-se assumir como previsão de vazões as do período crítico, com o que transforma-se o problema aleatório em determinístico.

Um maior estudo dêsse assunto é recomendável. É evidente que, na prática, nunca mais ocorrerá uma distribuição de vazões - iguais às do período crítico, mesmo para uma disponibilidade energética equivalentemente crítica. Por isso, a previsão poderá evoluir para uma composição em que entram previsões (curto prazo) e período crítico - (médio prazo).

Quanto do período crítico ? Como o sistema não deverá dar déficit e como pode ser usado até todo o armazenamento, dada uma situação dos reservatórios fica automaticamente determinada qual a pior situação que o sistema poderá aguentar, em termos de fração do período crítico que deve ser usada. Um bom modelo a reservatório único é útil para esta determinação.

Além da vazão natural, poderá passar por cada usina todo volume existente a montante. Assim, a distribuição no tempo, seja da vazão natural, seja da liberação da acumulação dos reservatórios de montante, depende da operação destes reservatórios.

2. 2. Dificuldade de Otimização.

A operação de um pequeno sistema com apenas um reservatório poderia ser estudada através de programação dinâmica, para minimizar o custo operacional, portanto maximizar a energia firme hidráulica. Se o problema for determinístico (previsões conhecidas), a operação térmica começará cedo a fim de evitar a desvalorização da água com a depleção, a realizar só em última instância. Se o problema for aleatório, haverá um equilíbrio entre gerar cedo para manter o nível do reservatório e gerar tarde para minimizar o risco de gastar combustível inutilmente.

Se existissem dois reservatórios, haveria ainda possibilidade de otimização através da programação dinâmica, examinando-se a evolução da combinação dos estados possíveis do par de reservatórios - no período crítico, de forma a maximizar a energia firme ou a energia armazenada no fim do período, ou a minimizar o consumo de combustível.

Como o número de reservatórios é grande, devemos abandonar este tipo de solução. Vamos então tentar otimizar o sistema, no que se refere às prioridades de operação, da situação atual para uma situação imediatamente posterior. Isto é, dos estados do conjunto de reservatórios para os estados que deverão ter ao se proceder a uma pequena desestocagem.

Fazemos para isso a hipótese que após essa desestocagem os níveis dos reservatórios não serão alterados até o fim do período crítico. Como sabemos quanta água vai passar por cada um deles, - em termos de volume total, sabemos quanta energia deixará de ser gerada em cada um devido a uma unidade de energia desestocada agora, portanto a prioridade de esvaziamento, uma vez que o objetivo é maximizar a energia firme do sistema. Será prioritário onde o prejuízo for menor. Após a desestocagem do reservatório prioritário repetimos o raciocínio, até o fim do período. Encontramos portanto uma solução trabalhada com a derivada de uma função energia firme em vez de trabalhar com a função.

Uma adequada operação entre dois estados do sistema ou por exemplo de mês para mês, significa uma operação adequada no período todo? As funções que representam os reservatórios são contínuas, monótonas e, mais ainda, com primeira e segunda derivadas positivas. Por exemplo, a perda de queda devido à desestocagem de uma unidade de energia é crescente com a depleção; a área também diminui cada vez mais, em todos os reservatórios da Região, seguindo padrões similares.

Pode-se portanto concluir que o método é válido e que quantificará e objetivará o que a experiência ensina, mas não pode obter o ótimo matemático.

2.3. A Função Prioridade

Define-se como função prioridade a função que representa o prejuízo ou ganho energético causado pela variação de uma unidade de energia no armazenamento de um reservatório. Pressupõe a previsão de vazões e a duração até o fim da condição crítica conhecidas. O ganho ou prejuízo energético pode-se referir à energia gerável ou à capacidade de ponta, dando origem a duas sub-definições:

Função prioridade (para energia)

É a variação do valor da água vezes a soma da vazão natural acumulada até o fim do período crítico com o volume existente a montante, menos a energia ganha (perdida) nesse mesmo período devido à variação na evaporação, ambos para uma unidade de energia desestocada (armazenada) do reservatório. Esta é a função prioridade propriamente dita.

Função prioridade de ponta

É a diferença entre a capacidade de ponta de uma usina antes e depois da desestocagem (armazenamento) de uma unidade de energia de seu reservatório.

A componente de evaporação é chamada de função prioridade de evaporação e representa a diferença entre a energia a evaporar até o fim do período crítico antes e depois da desestocagem (armazenamento). Este efeito tem sentido oposto ao da depleção pois quanto maior o nível do reservatório tanto maior a evaporação, que é água que não vai ser turbinada nem no reservatório nem nas usinas de jusante.

A função prioridade variará conforme o fator de capacidade e o fator de carga de cada usina, o que será discutido adiante.

Esta é a função que procurávamos no item anterior. A sequência de prioridades de esvaziamento dos reservatórios é a mesma obtida pela ordenação crescente da função prioridade, que representa o prejuízo energético devido à desestocagem.

2.4. Curvas Guias de Operação

As prioridades de operação dos reservatórios causarão, na operação do sistema, depleção naqueles em que a função tem baixo valor e enchimento nos de alto valor. Assim, a tendência da opera

ção é de igualar os valores da função prioridade dos reservatórios, respeitadas as restrições físicas e operativas. Em outras palavras, os níveis preferenciais dos reservatórios são aqueles em que as funções prioridade têm o mesmo valor.

Fica desta forma fácil determinar curvas guias inferiores de cada reservatório, para decisão de operação térmica, por exemplo. Representam os níveis preferenciais dos reservatórios. Um método para sua determinação é apresentado no capítulo 4.

2.5. Função Prioridade do Sistema

Analogamente à definição de função prioridade de um reservatório pode-se conceituar a função prioridade do sistema como sendo a perda futura de geração de energia hidroelétrica por unidade de energia desestocada do sistema interligado integrado. É o somatório das integrais das funções prioridade de cada reservatório pelas energias desestocadas no intervalo, dividido pela energia desestocada total.

Não existe, entretanto, um valor único para a função prioridade do sistema em uma dada situação: depende de como for operado. Em termos de derivada, isto é, de uma desestocagem muito pequena, pode assumir qualquer valor entre os extremos dos reservatórios individuais. Em termos reais, isto é, em um período finito de tempo, depende das possibilidades de operação, que são inúmeras em um sistema integrado. Assumimos por isso como valor normal da função prioridade do sistema aquele que se obtém operando os reservatórios de acordo com suas funções prioridades individuais, respeitadas as curvas guias inferiores e superiores e fatores de carga máximo e mínimo.

É importante notar que, se não ficarmos limitados em cada período de operação (mês normalmente) a depleções quando a energia natural é insuficiente para atender à carga, podemos ir corrigindo erros ou limitações anteriores de operação. Embora a energia armazenada total do sistema esteja se reduzindo, a função prioridade do sistema pode ter nesse caso valores reduzidos ou mesmo nulos pois com a redistribuição do armazenamento consegue-se uma perspectiva de ganho de geração apesar da desestocagem. Com esta possibilidade de correção aumenta o significado da previsão de vazões, pois os erros de previsão poderão ir sendo corrigidos com a operação.

3.0. A FUNÇÃO PRIORIDADE APLICADA A UM MODELO DE SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

Em um modelo de simulação que contenha uma rotina para cálculo das prioridades de operação em cada iteração, as regras de operação (item 1.4.), principalmente as curvas guias inferiores, assumirão função um pouco diferente da habitual.

3.1. Curva Guia Superior de Reservatório

Seu principal objetivo continua sendo evitar vertimento antes que todos os reservatórios estejam em plena capacidade, equilibrando-os um pouco antes de atingirem o nível máximo. Caso contrário, reservatórios com maior índice de prioridade de esvaziamento (esvaziam por último, enchem antes) poderão estar vertendo enquanto outros não estão cheios. Objetiva também evitar vertimento em bacias de regime mais irregular.

Observar que não nos estamos referindo a uma curva guia para controle de enchentes. Este tipo tem aplicação diferente: não pode ser ultrapassado seu valor, turbinando-se ou vertendo-se o excesso ou no próprio mês ou nos meses seguintes, de forma que as descargas junto ao reservatório e em pontos a jusante se mantenham abaixo de uma vazão máxima dada ou de uma função da vazão afluente.

3.2. Curva Guia Inferior de Reservatório

Objetiva garantir vazão mínima, fator de capacidade médio mínimo (garantir o suprimento de ponta) e manter o reservatório em nível adequado às outras finalidades a que ele serve, tais como irrigação, navegação, recreação e segurança. Poderá tornar-se em elemento preponderante em alguns casos, por exemplo onde a finalidade principal do reservatório é manter uma vazão regularizada elevada. O seu valor é determinado em função da vazão incremental de cada reservatório.

As taxas de esvaziamento visam construir famílias de curvas guias, frações da original, a fim de que seus objetivos continuem a serem atendidos, tanto quanto possível, mesmo quando a situação dos reservatórios for muito baixa. Assim, interessa mais o número de faixas abaixo da curva guia inferior que o valor da faixa, exceto para reservatórios onde prevalecem os usos múltiplos ou restrições de regularização, onde o número de faixas permitidas poderá ser maior que o dos outros.

3.3. Curvas Guias Inferiores do Sistema

Representam o valor da energia total armazenada no sistema e têm a finalidade de comandar a operação das usinas térmicas, uma curva guia para cada classe de térmica que existir. Desta forma consegue-se separar o controle da operação térmica da operação do sistema hidráulico, que ganha com isso eficiência. Consegue-se também estabelecer um critério de decisão diferente para cada tipo de térmica, pelo menos gás, óleo e nuclear, cujas estruturas de custos diferem por completo. Estas curvas guias serão tanto mais altas quanto menor o custo operacional (combustível) pois só tem sentido estabelecer prioridades térmicas dentro de uma mesma classe.

3.4. Prioridades de Operação

As prioridades de operação serão calculadas em cada iteração para pequenas variações na energia armazenada nos reservatórios e no fator de carga de cada usina, que é alterado em algumas etapas. Com isso pode-se estabelecer uma prioridade para o fornecimento de ponta, se houver saldo no balanço energético, e considerar para a geração de energia a variação de nível do canal de fuga, de perdas hidráulicas e elétricas e de rendimento.

Um modelo com essa potencialidade resultará complexo, tendo sentido para a operação mas não para o planejamento. Entretanto, o tempo de computação não será grande, como poderia parecer à primeira vista, porque em geral as prioridades entre os reservatórios são marcantes e portanto o número de iterações é reduzido.

4.0. A FUNÇÃO PRIORIDADE COMO PROGRAMA AUXILIAR PARA OS MÉTODOS ATUAIS DE SIMULAÇÃO

Os modelos de simulação atualmente em uso pelas principais empresas da Região, inclusive a Eletrobrás, utilizam uma matriz de prioridades informada ao modelo e curvas guias inferiores de reservatório que devem também reger a operação das térmicas, conforme o item 1.4.. Assim, é muito útil um programa auxiliar, cujos resultados serão informados ao modelo; ele é útil também para a análise das prioridades em uma situação qualquer dada dos reservatórios.

Deve ser informado ao programa a situação de todos os reservatórios em estudo pois a prioridade de um reservatório é sempre definida relativamente aos outros e portanto depende de suas posições. A própria função prioridade depende da posição do reservatório, dos de montante e dos de jusante, da situação em que nos encontramos em relação à situação crítica final, que assumimos ser função da energia total acumulada no sistema.

4.1. Estrutura Geral do Programa

O programa está organizado em sete blocos, descritos a seguir:

- 1 - Leitura dos dados e do arquivo de vazão.
- 2 - Cálculo auxiliar da energia armazenada no sistema e da vazão total esperada em cada reservatório.
- 3 - Cálculo das capacidades de ponta e da energia desestocada para um pequeno esvaziamento dos reservatórios.
- 4 - Cálculo dos valores da função prioridade média e máxima, de ponta e de evaporação.

Como a função prioridade é afetada pelo fator de carga da usina e em particular pelo nível da restituição, devido ao reservatório de jusante e à descarga efluente, a função prioridade é calculada para duas condições: fator de carga médio e canal de fuga médio e fator de carga máximo e canal de fuga máximo, o que permite avaliar a influência destes fatores no valor da função.

5 - Classificação dos reservatórios de acordo com as funções prioridade, concluindo uma etapa de cálculo.

6 - Realização de um esvaziamento no reservatório de maior prioridade e retorno ao bloco 2 para início de nova etapa.

7 - Cálculo da energia armazenada no sistema em cada etapa e impressão dos resultados, por etapa: reservatório, prioridade, função prioridade média e máxima, função prioridade de evaporação e de ponta, volume útil em percentagem, energia desestocada em relação à etapa anterior e energia armazenada total.

Como não se trata de um modelo de simulação mas de um programa auxiliar, que visa também determinar os níveis preferenciais dos reservatórios, é admitido que o sistema pode seguir uma regra de operação "ótima", isto é, em cada etapa de cálculo será esvaziado o reservatório de menor índice de prioridade. O processo se repete até que todos estejam na quota mínima.

Se partirmos do armazenamento máximo, os volumes dos reservatórios em cada etapa de cálculo representam volumes preferenciais para uma dada energia acumulada no sistema e, portanto, devem ser usados como curvas guias inferiores, para operação térmica, a menos que colidam com outras restrições operativas, já examinadas (item 3.2.). Estas restrições podem ser fornecidas ao programa em forma de um valor representando a curva guia inferior e de uma taxa de esvaziamento para cada reservatório. Com isto, o cálculo de uma etapa para outra respeitará os vínculos mais fortes, calculando as novas prioridades. Este recurso é útil também para testar regras de operação.

4.2. Aplicação: Cálculo das Prioridades de Esvaziamento para o Sistema Sudeste em Abril/71 e Março/72

Apresentamos nas Tabelas 4.2-1 e 4.2-2 as funções prioridade dos principais reservatórios da Região Sudeste e as respectivas prioridades de esvaziamento, para a situação em que se encontravam em fins de abril de 1971 e em meados de março corrente, de acordo com os Boletins de Dados Energéticos do CCOI. Não estão considerados, evidentemente, no estabelecimento das prioridades vínculos mais fortes tais como curvas guias superiores, que evitariam o vertimento registrado e acelerariam o enchimento, regras que visam a regularização do Paraíba ou os efeitos de Três Marias em Paulo Afonso.

A função prioridade de ponta é nula em todos os reservatórios em março de 1972 pois não há limitações nas capacidades das turbinas devido às reduções de alturas de queda. Os resultados são para valores médios de fator de carga e de canal de fuga.

A função prioridade é adimensional pois representa a relação entre a perspectiva de energia que se deixará de gerar por unidade de energia desestocada do reservatório (MW. mês/MW. mês).

A primeira vista é estranho ter Camargos alto índice de prioridade, muito depois de Furnas, que está a juzante. Na situação de abril/71, por exemplo, existe a expectativa de passar por Camargos - até o fim do período crítico cerca de dez vezes mais água do que a

TABELA 4.2-1: REGIÃO SUDESTE EM ABRIL/1971			
RESERVATÓRIO	VOLUME EM PORCENTAGEM	FUNÇÃO PRIORIDADE	PRIORIDADE ESVAZIAMENTO
Camargos	31,9	0,184	8
Furnas	48,5	0,041	3
Peixoto	97,5	0,536	12
Graminha	81,1	0,142	7
Barra Bonita	86,4	0,195	9
Jurumirim	82,2	0,085	5
Xavantes	73,1	0,263	10
Três Marias	33,0	0,409	11
Billings	79,6	-0,014	1
Santa Branca	76,9	0,000	2
Jaguari	67,5	0,088	6
Funil	69,3	1,512	13
Lajes	50,4	0,043	4

TABELA 4.2-2: REGIÃO SUDESTE EM MARÇO/1972			
RESERVATÓRIO	VOLUME EM PORCENTAGEM	FUNÇÃO PRIORIDADE	PRIORIDADE ESVAZIAMENTO
Camargos	98,8	0,390	8
Furnas	90,9	0,155	4
Peixoto	97,3	1,663	13
Graminha	103,8	0,386	7
Barra Bonita	93,9	0,795	10
Jurumirim	107,8	0,311	6
Xavantes	91,1	0,874	11
Três Marias	99,8	0,685	9
Billings	86,6	-0,054	1
Santa Branca	78,4	0,000	2
Jaguari	94,0	0,263	5
Funil	94,0	1,305	12
Lajes	88,9	0,087	3

armazenada. Não tem sentido portanto esvaziá-lo para perder queda sôbre um volume dez vezes maior que o atual. Na verdade, deveria ser enchido às custas de desarmazenagem de outros reservatórios de baixo índice de prioridade. Um MW. mês guardado em Camargos traz a perspectiva de aumentar a energia firme do sistema de 0,184 MW. mês enquanto que um MW. mês desestocado de Furnas, por exemplo, a perspectiva de perder 0,041 MW. mês. Assim, uma troca nas posições de armazenamento faz o sistema ganhar 14,3% sôbre o montante de energia "circulado" : uma imensa rentabilidade.

Este raciocínio pode aplicar-se aos demais reservatórios do sistema. Em Três Marias espera-se, também em abril/71, o dôbro da água armazenada; o reservatório está num nível muito sensível, isto é, existe grande perda de queda com pequeno desarmazenamento energético. Nele deveria concentrar-se, naquela condição, o armazenamento da Região, enquanto possível, pois é onde mais se poderia ganhar, a menos das necessidades do Rio São Francisco, onde o valor de Três Marias é muito grande.

Peixoto ficou no fim da escala de prioridades por ser sensível à deplexão, além de contar com apreciável volume a montante. A função prioridade de Billings é negativa pois com a deplexão diminui a altura de bombeamento (desvio do rio Tietê) mas não a altura de queda da usina de Cubatão. O reservatório seria regido principalmente pelas curvas guias.

5.0 CONCLUSÕES

O método proposto para a determinação das prioridades não pretende estabelecer o ótimo matemático na operação de um sistema hidroelétrico, praticamente impossível porque depende de eventos futuros aleatórios e pelas dificuldades computacionais, mas permite quantificar com suficiente aproximação as prioridades para uma operação racional. Associado a um modelo de simulação adequado obter-se-á o máximo possível de benefícios da operação integrada num sistema complexo de usinas e reservatórios.

A aplicação do conceito de função prioridade no estudo e na decisão da operação das térmicas complementares ao sistema introduz aspectos novos na análise, quantificando mais precisamente os benefícios da contribuição térmica. Efetivamente, a geração térmica adia a deplexão dos reservatórios e portanto valoriza a água armazenada ou que vai afluir. Por exemplo, um MW. mês térmico gerado em abril de 1971, ocasião em que se estaria iniciando a última etapa de deplexão do sistema se estivessemos no período crítico, evitaria por exemplo o desarmazenamento de 1 MW. mês de Três Marias, contribuindo com 1,409 MW. mês para o sistema. Deverá ser estudado ainda a complementação térmica aplicando-se o conceito de função prioridade do sistema e associado a critério econômico, nos períodos de deplexão e de enchimento.

Modelo de simulação simplificado, sensível às variações na situação do sistema, inclusive de valor da água, ganhará precisão com a aplicação do conceito. Este tipo de modelo é, aliás, indispensável -

quando é necessário processar grande número de casos, como acontece nos estudos de otimização da geração térmica.

Se o sistema estiver com estrangulamento na capacidade de ponta, a operação poderá visar prioritariamente mantê-la, através da função prioridade de ponta, embora caminhe geralmente em paralelo com a de energia. A geração térmica poderia inclusive trabalhar para garantir ponta, comparando-se economicamente os custos térmicos com os custos da deficiência de capacidade, já que se dispõe de uma função que exprime perda de capacidade por energia desestocada. A rigor, é claro, é preciso associar a esta função a sua probabilidade de ocorrência.

A perspectiva de comissionamento de novas usinas ou de motorização de reservatório puro numa cascata altera a função prioridade pois toda água que for armazenada a montante vai valer mais a partir da data de entrada em operação da nova unidade. Este efeito prevalece totalmente sobre a perda de queda devido à depleção pois é medido por toda a queda da nova usina. Assim, os reservatórios de montante seriam mantidos, tanto quanto possível, nas curvas guias superiores a partir da data em que o risco de não conseguir elevar os reservatórios até esses níveis for significativo. Excetua-se apenas um caso limite em que pudesse vir a faltar acumulação nos outros reservatórios para garantir capacidade de ponta ou vazão mínima, isto é, se caírem abaixo da curva guia inferior referida no item 3.2.

Rio de Janeiro, Março de 1972