Campus de São Carlos

"SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS
DE POTÊNCIA A USINAS INDIVIDUALIZADAS COM REGRAS
OTIMIZADAS"

Autor

MAKOTO KADOWAKI

Orientador

PROF. DR. ADRIANO ALBER DE FRANÇA MENDES CARNEIRO

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESCOLA DE ENGENHARIA
DE SÃO CARLOS**

***SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE
SISTEMAS HIDROELÉTRICOS
DE POTÊNCIA A USINAS
INDIVIDUALIZADAS COM
REGRAS OTIMIZADAS***

MAKOTO KADOWAKI

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Adriano
Alber de França
Mendes Carneiro

***São Carlos
1995***

Class.	Tombo - EESC
Curr.	2896
Tombo	001/96

Eletridade

At 743769

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca - EESC-USP

K11s Kadowaki, Makoto
Simulação da operação de sistemas hidroelétricos
de potência a usinas individualizadas com regras
otimizadas/ Makoto Kadowaki. -- São Carlos, 1995.
131p.

Dissertação (Mestrado) -- Escola de Engenharia de
São Carlos-Universidade de São Paulo, 1995.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França
Mendes Carneiro

1. Sistemas de potência. 2. Geração hidroelétrica.
3. Otimização. 4. Regras de operação. I. Título

FOLHA DE APROVAÇÃO

Dissertação defendida e aprovada em 04-8-1995
pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. ADRIANO ALBER DE FRANÇA M. CARNEIRO- Orientador
(Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo)

Prof. Dr. GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA
(Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo)

Prof. DOREL SOARES RAMOS
(CESP - São Paulo)

Presidente da Comissão de Pós-Graduação
Prof. Dr. EDUARDO CLETO PIRES

Coordenador da área - Engenharia Elétrica
Prof. Dr. GERALDO ROBERTO M. COSTA

**Aos meus pais,
Takeyoshi e Hatsumi,
por todo apoio e incentivo.**

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro pela excelente orientação durante a realização deste trabalho.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da EESC/USP/São Carlos.

Aos colegas da pós-graduação e do Laco: Alceu, André, Arcélio, Armando, Celso, Clébia, Donato, Edson, Evelina, Glauco, Jorge, Karen, Kátia, Marcelo, Marcos, Miguel, Reinaldo, Roberto, Rodrigo, Sérgio, Simone, Vagner e outros pela amizade.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo - FAPESP - pela bolsa concedida, também pelos equipamentos cedidos através do Projeto Temático de Equipe: Planejamento da Operação de Sistemas de Energia Elétrica com Predominância de Geração Hidroelétrica.

PÁG.

LISTA DE SÍMBOLOS	iii
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABELAS	ix
RESUMO	x
ABSTRACT	xi
I. INTRODUÇÃO	1
II. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA A MÉDIO E LONGO PRAZO	3
II.1. OBJETIVO	3
II.2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA BRASILEIRO	5
II.3. ABORDAGEM DO PROBLEMA	11
II.3.1. PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO NO BRASIL	12
II.3.2. PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO NO BRASIL	14
II.4. O PAPEL DAS REGRAS DE OPERAÇÃO	16
III. REGRA PROPOSTA	20
III.1. INTRODUÇÃO	20
III.2. METODOLOGIA UTILIZADA	21
III.3. ALGORITMOS UTILIZADOS	24
III.3.1. ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO	25
III.3.2. ALGORITMOS DE SIMULAÇÃO	27
III.3.2.1. ALGORITMO DO 1 ^o SIMULADOR	29
III.3.2.2. ALGORITMO DO 2 ^o SIMULADOR	32
III.3.3. ALGORITMO PARA CÁLCULO DA ENERGIA ARMAZENADA	35
III.3.3.1. REGRA DE ESVAZIAMENTO DOS RESERVATÓRIOS DAS USINAS DE MONTANTE A JUSANTE	36
III.3.4. MODELO EQUIVALENTE DE ENERGIA	38
III.3.4.1. ENERGIA ARMAZENADA NO SISTEMA	39
III.3.4.1.1. ALGORITMO PARA CÁLCULO DA ENERGIA ARMAZENADA USANDO REGRAS DE OPERAÇÃO COM EQUAÇÕES	42
III.3.4.2. CONJUNTO DE ENERGIAS CONTROLÁVEIS OU ARMAZENÁVEIS	43
IV. OBTENÇÃO DAS REGRAS DE OPERAÇÃO OTIMIZADAS	47
IV.1. OBJETIVO	47
IV.2. TESTES PRELIMINARES	48
IV.2.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS	49
IV.3. TESTES DE OTIMIZAÇÃO	52
IV.3.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS	57

V.	AVALIAÇÃO DAS NOVAS REGRAS OBTIDAS	71
V.1.	SIMULAÇÃO COM AS NOVAS REGRAS OBTIDAS	71
V.1.1.	OS TESTES REALIZADOS	71
V.1.2.	ANÁLISE DOS RESULTADOS	76
V.2.	MODELO EQUIVALENTE DE ENERGIA	87
VI.	CONCLUSÕES	94
	APÊNDICES	98
	APÊNDICE 1 - ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO	98
1.	MODELO DE FLUXO EM REDE PARA O PROBLEMA HIDROTÉRMICO ..	98
2.	MÉTODO DE SOLUÇÃO	101
2.1.	MATRIZ DE DEFLUÊNCIA BÁSICA	102
2.2.	CRITÉRIO DE ESCOLHA DE BASE	104
2.2.1.	CRITÉRIO DA FUNÇÃO OBJETIVO	105
2.2.2.	CRITÉRIO DA IMPORTÂNCIA DAS USINAS	109
2.3.	SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO EM REDES	109
	APÊNDICE 2 - MODELO EQUIVALENTE DE ENERGIA	112
1.	ENERGIA ARMAZENADA NO SISTEMA	112
2.	CONJUNTO DE ENERGIAS CONTROLÁVEIS OU ARMAZENÁVEIS	117
2.1.	CORREÇÃO DA ENERGIA CONTROLÁVEL	120
3.	ENERGIAS NÃO CONTROLÁVEIS	121
3.1.	ENERGIA DE VAZÃO MÍNIMA	121
3.2.	ENERGIA A FIO D'ÁGUA	122
4.	ENERGIA EVAPORADA	123
	BIBLIOGRAFIA	125

LISTA DE SÍMBOLOS

λ - variável através da qual os volumes de todas as usinas se mantêm iguais segundo a regra do paralelismo

λ_1 - nova variável de operação que relaciona os volumes das usinas segundo as novas regras de operação

λ_m - custo marginal do sistema

$\overline{\lambda_m}$ - custo marginal no estado otimizado

ρ - rendimento médio da usina (incluindo os rendimentos da turbina e do gerador)

$\phi(.)$ - função de geração hidroelétrica da usina

δ_{agua} - densidade da água

Ω_i - conjunto das usinas localizadas a montante da usina i

$c(g)$ - custo de operação da usina em função da geração

f_c - fator de correção da energia controlável

f^t - função custo total de produção da energia hidroelétrica

g - aceleração da gravidade

h_1 - altura de montante da usina

h_2 - altura de jusante da usina

h_c - altura correspondente ao atual estado da usina

- k - constante que inclui a densidade da água [1000 kg/m^3], a aceleração da gravidade g [9.81 m/s^2], o número médio de segundos em um mês [$1 \text{ mês} = 2.628 \times 10^6 \text{ seg}$] e o fator 10^{-6} transformando o W em MW e m^3 em hm^3
- m - massa de um corpo
- $q(.)$ - vazão turbinada da usina
- r_1 - custo reduzido referente às defluências
- r_2 - custo reduzido referente aos volumes
- $u(.)$ - defluência da usina (vazão turbinada + vertida)
- $v(.)$ - Volume da usina
- v_0 - volume da usina no instante 0
- $y(.)$ - afluência incremental à usina
- $z(.)$ - vazão vertida da usina
- $C(.)$ - custo de operação do sistema
- $D(.)$ - demanda média do sistema
- E - energia
- E_A - energia armazenada no sistema com a regra de operação das usinas em paralelo
- E_{AMJ} - energia armazenada no sistema calculada utilizando-se a regra de esvaziamento das usinas de montante à jusante
- $E_c(.)$ - energia controlável do sistema
- $E_{cr}(.)$ - energia controlável utilizando-se as novas regras de operação
- E_{FIO} - energia a fio d'água
- E_{VM} - energia de vazão mínima
- E_{VP} - energia evaporada

F - Função objetivo do problema

F_c - fator de correção do processo de simulação

F_i - conjunto de todas as usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório "i" e o próximo reservatório a jusante

$G(.)$ - déficit de energia do sistema

$H(.)$ - geração hidroelétrica do sistema

H_0 - geração hidráulica total esperada do sistema, obtida do otimizador

H_c - geração hidráulica calculada no simulador

H_c - Matriz hessiana do problema

H_{eq} - altura equivalente calculada utilizando-se a regra do paralelismo

H_0 - altura equivalente calculada utilizando-se as novas regras obtidas

J_i - conjunto de todas as usinas com reservatórios a jusante da usina "i", inclusive

$\overline{J}_i$ - conjunto de todas as usinas a jusante de "i", exclusive

M_i - conjunto de usinas com reservatório imediatamente a montante da usina i

N - número de usinas hidroelétricas do sistema

P - potência

$Prod_{esp}$ - produtibilidade específica da usina

R - conjunto de todas as usinas com reservatórios

$\overline{R}$ - conjunto de usinas a fio d'água

V - volume da usina

V_s - volume percentual do sistema

FIGURAS

	pág.
Figura 1 - Sistema com três usinas em cascata	49
Figura 2 - Trajetória de volume das usinas com vazão MLT	50
Figura 3 - Trajetória de volume das usinas com vazão 75% da MLT	51
Figura 4 - Trajetória de volume das usinas com vazão 130% da MLT	51
Figura 5 - Representação do sistema teste com sete usinas	53
Figura 6 - Conjunto de pontos volume da usina x energia armazenada do sistema	55
Figura 7 - Conjunto de pontos volume da usina x energia armazenada no sistema	56
Figura 8 - Regra obtida para a usina de Emborcação com a vazão 80% da MLT	58
Figura 9 - Regra obtida para a usina de Furnas com a vazão 80% da MLT	58
Figura 10 - Regra obtida para a usina de Emborcação com as vazões do histórico de 1931 a 1988	59
Figura 11 - Regra obtida para a usina de Furnas com as vazões do histórico de 1931 a 1988	59
Figura 12 - Regra obtida para a usina de São Simão com a vazão 80% da MLT	61
Figura 13 - Regra obtida para a usina de Marimbondo com a vazão 80% da MLT	61
Figura 14 - Regra obtida para a usina de Água Vermelha com a vazão 80% da MLT	62
Figura 15 - Regra obtida para a usina de Ilha Solteira com a vazão 80% da MLT	62
Figura 16 - Regra obtida para a usina de São Simão com as vazões do histórico de 1931 a 1988	63
Figura 17 - Regra obtida para a usina de Marimbondo com as vazões do histórico de 1931 a 1988	63
Figura 18 - Regra obtida para a usina de Água Vermelha com as vazões do histórico de 1931 a 1988	64
Figura 19 - Regra obtida para a usina de Ilha Solteira com as vazões do histórico de 1931 a 1988	64
Figura 20 - Regra obtida para a usina de Itumbiara com a vazão 80% da MLT	66

pág.

Figura 21 - Regra obtida para a usina de Itumbiara com as vazões do histórico de 1931 a 1988	66
Figura 22 - Regras obtidas utilizando-se a vazão 80% da MLT	67
Figura 23 - Regras obtidas para as usinas utilizando-se as vazões do histórico de 1931 a 1988	67
Figura 24 - Pontos representativos do deplecionamento e curva exponencial aproximada	69
Figura 25 - Pontos representativos do enchimento e curva exponencial aproximada	70
Figura 26 - Curvas representativas do comportamento de enchimento e deplecionamento	70
Figura 27 - Regras para a usina de Emborcação	72
Figura 28 - Regras para a usina de Itumbiara	73
Figura 29 - Regras para a usina de São Simão	73
Figura 30 - Regras para a usina de Furnas	74
Figura 31 - Regras para a usina de Marimbondo	74
Figura 32 - Regras para a usina de Água Vermelha	75
Figura 33 - Regras para a usina de Ilha Solteira	75
Figura 34 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência 120% da MLT	76
Figura 35 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência 80% da MLT	77
Figura 36 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência MLT	77
Figura 37 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência do período de 1947 a 1952	78
Figura 38 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência do período de 1951 a 1956	78
Figura 39 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência do período de 1971 a 1976	79

	pág.
Figura 40 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência do período de 1980 a 1985	79
Figura 41 - Representação da geração térmica durante período cheio e período seco	85
Figura 42 - Energia controlável x Energia armazenada - caso 1931 a 1936	90
Figura 43 - Energia controlável x Energia armazenada - caso 1951 a 1956	91
Figura 44 - Energia controlável x Energia armazenada - caso 1980 a 1985	91
Figura 45 - Energia evaporada x Energia armazenada	92
Figura 46 - Energia de vazão mínima x Energia armazenada	92

FIGURAS DOS APÊNDICES

Figura 1 - Sistema de reservatórios com estrutura topológica de arborescência	98
Figura 2 - Representação por arborescência temporalmente expandida da Figura 1	99
Figura 3 - Volumes pertencentes ao conjunto das variáveis básicas	103
Figura 4 - Defluências pertencentes ao conjunto das variáveis básicas	103
Figura 5 - Estrutura mista	104
Figura 6 - Estratégia A - Estrutura de base original	106
Figura 7 - Estratégia A - Nova estrutura de base	107
Figura 8 - Estratégia de partição B	107
Figura 9 - Estratégia de partição C	108
Figura 10 - Exemplos de CICLOS	110
Figura 11 - Diagrama esquemático de um reservatório	113

TABELAS

	pág.
Tabela 1 - Regras obtidas para as usinas nos casos 1 e 2	68
Tabela 2 - Déficit de geração acumulada durante o processo de simulação (MW.mês)	81
Tabela 3 - Energia armazenada no sistema menos o déficit de geração acumulada (linhas 2 e 3) e a diferença entre as linhas 3 e 2 na linha 4 (MW.mês)	82
Tabela 4 Energia armazenada no sistema utilizando o paralelismo e as novas regras obtidas	88
Tabela 5 - Energia controlável no sistema, com as afluências do período de 1931 a 1932, utilizando o paralelismo e as novas regras.	89

RESUMO

As regras de operação adotadas para cada reservatório de um sistema hidroelétrico composto por várias usinas em cascata podem alterar de forma significativa a quantidade total de energia produzida.

A regra de operação de reservatórios (ROR) mais adotada atualmente é a da operação em paralelo, segundo a qual os reservatórios mantêm o mesmo percentual em volume de armazenamento. Esta regra é reconhecidamente inconveniente, não refletindo a realidade operativa das usinas.

No sistema brasileiro adota-se também a regra de operação em paralelo por faixas, onde agora os reservatórios são divididos em faixas e dentro destas opera-se em paralelo. Este método gera o problema de se determinar faixas convenientes para as usinas, de acordo com suas posições na cascata, o que ainda não foi feito de forma eficiente.

A determinação das ROR para usinas hidroelétricas em cascata tem uma grande importância para o planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência. Ela é necessária no procedimento de agregação para obtenção do reservatório equivalente de energia assim como para estabelecer políticas de defluência utilizadas nos modelos de simulação, tendo um papel importante na metodologia de operação do Sistema Brasileiro.

Neste trabalho, faz-se uma análise do comportamento ótimo dos reservatórios em cascata através de um modelo determinístico de otimização não-linear a usinas individualizadas. A seguir propõe-se um método para a obtenção de regras de operação otimizadas de reservatórios que estabelece uma relação entre o estado individual de armazenamento dos reservatórios e o estado agregado de armazenagem do sistema. Estas regras são representadas por curvas ou equações que procuram refletir, em média, as condições de operação ótima do sistema, reproduzindo desta forma uma operação mais próxima da real.

Finalmente, faz-se uma comparação das ROR's assim obtidas e a regra de operação em paralelo, através da simulação da operação de um subsistema do Sistema Sudeste Brasileiro, e também pela montagem de reservatórios equivalentes de energia com as duas regras, mostrando-se em ambos os casos a melhor adequação das novas regras.

Palavras chaves: Sistemas de Potência, Geração de Energia, Planejamento da Operação, Otimização

ABSTRACT

The operation rules adopted for each reservoir of a hydroelectric system, compound by several power plants in cascade, can modify, in a significant way, the total quantity of produced energy.

The parallel operation is nowadays the most used reservoir operation rule (ROR). By this all the reservoirs maintain the same percentage of the total volume. This is a recognized improper rule that does not represent the operation reality of the power plants.

The determination of the ROR's for cascade hydroelectric power plants is of great importance for the energetic operation planning of the hydroelectric power systems. The ROR's are necessary in the aggregation process for obtaining the composite representation of a multireservoir hydroelectric system and also to give the flow down decision in the simulation models. Therefore, these rules are very important in the Brazilian System operation methodology.

In this work the optimal behavior of cascade reservoirs is analyzed through a deterministic non-linear optimization model with individual representation of the power plant. Then, a method for this acquisition of optimized ROR's is proposed. In these rules a relationship between the reservoirs' storage individual state and the system storage aggregate state is found. These rules are represented by curves or equations that aim to reflect, in average, the conditions of the system optimal operation, in this way representing an operation closer to reality.

Finally, using a subsystem of the Brazilian Southeast System, a comparison of the obtained ROR's and parallel rule is made. Also, a composite representation is made with the two rules. In both cases the better behavior of the new rules is demonstrated.

Keywords: Power Systems, Energy Generation, Operation Planning, Optimization.

I. INTRODUÇÃO

Neste trabalho, objetivou-se estudar o comportamento dos reservatórios das usinas hidroelétricas em cascata, operando na condição ótima, procurando relacionar as trajetórias de volume de cada usina com o estado de armazenamento do sistema. A meta adotada foi a de determinar regras de operação que refletissem a condição de operação ótima, condição esta dada por um algoritmo de otimização a usinas individualizadas e com vazões afluentes prévias e perfeitamente conhecidas.

Pretendeu-se obter a partir destes estudos uma operação com regras, as mais próximas possíveis da operação ótima do sistema, utilizando curvas médias que regulassem a operação.

Com as novas regras obtidas, procurou-se construir um simulador no qual as usinas hidroelétricas apresentassem comportamentos diferenciados entre si, semelhantes aos comportamentos verificados na condição de operação ótima.

Teve-se também o objetivo de construir um modelo a sistema equivalente, utilizando as regras de operação obtidas, calculando-se um reservatório equivalente de energia mais compatível com a verdadeira realidade do sistema.

Finalmente compararam-se os resultados obtidos com os procedimentos atualmente em vigor.

O texto aborda inicialmente, no capítulo II, o problema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência, enfatizando-se sua aplicação ao sistema brasileiro, mostrando as dificuldades existentes e as soluções adotadas.

O capítulo é finalizado procurando-se mostrar a importância das regras no processo de planejamento da operação como um todo, citando-se as regras atualmente em uso, que fornecem resultados que deixam a desejar, e discorrendo-se sobre um processo para a determinação de regras otimizadas.

A metodologia para a obtenção destas regras otimizadas é descrita no capítulo III. Aqui também são apresentados tanto os algoritmos utilizados para a obtenção das regras como os utilizados para a avaliação das mesmas.

O processo de obtenção destas regras é descrito no capítulo IV, onde após sua obtenção, utilizando-se o algoritmo de otimização, faz-se uma análise destas regras.

No capítulo V as regras obtidas são agora testadas, isto é, faz-se uma verificação da eficiência destas regras comparando-as com as regras atualmente em uso, através de simulações da operação e também com o cálculo do Modelo Equivalente de Energia.

Finalmente no capítulo VI são apresentadas as conclusões finais sobre o trabalho e algumas sugestões para a continuidade da pesquisa.

II. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA A MÉDIO E LONGO PRAZO

II.1. OBJETIVO

O desenvolvimento de fontes de energia para a realização de um trabalho proveitoso sempre constituiu um dos principais fatores para a melhoria do estado de vida dos povos.

No Brasil, a participação da energia elétrica dentro do consumo total de energia é bastante significativa, situando-se acima da média mundial, e a quase totalidade desta energia é de origem hidroelétrica [1].

Quando falamos em energia elétrica, percebemos a complexidade e os elevados custos que estão envolvidos no processo de produção e fornecimento adequado de energia. Como consequência desta complexidade, cuidadosos estudos são necessários para um bom funcionamento dos sistemas elétricos de potência.

Dentre os vários tipos de estudos, abrangendo as diversas áreas do processo de geração, transmissão e distribuição de energia, temos o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência.

O objetivo do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência é o de encontrar uma política de operação que leve em conta o atendimento da energia elétrica no sistema, num determinado período, com certa confiabilidade e pelo menor custo. Isto equivale a determinar um cronograma ótimo de geração para cada usina, a cada intervalo, de modo que o sistema atenda a demanda de forma confiável e minimize o custo esperado da operação durante o período de planejamento [2].

A importância deste planejamento está no fato dele agir diretamente sobre dois itens fundamentais no funcionamento dos sistemas elétricos de potência: a garantia de fornecimento da energia elétrica, através do gerenciamento adequado da disponibilidade da fonte primária, e o custo associado a este suprimento energético, dado pelo custo do combustível consumido [2].

Este custo de operação, para sistemas de porte razoável, envolve cifras vultosas, de tal forma que um pequeno aperfeiçoamento pode significar uma economia considerável.

Nos sistemas com grande parcela de geração hidroelétrica, como o sistema brasileiro, o planejamento da operação tem uma grande preocupação com a disponibilidade e o gerenciamento da fonte de suprimento de energia hidráulica, com característica aleatória, implicando na necessidade de estudos que abranjam horizontes de tempo razoavelmente longos [3, 4, 5].

Este planejamento visa responder a variadas questões, que vão desde a avaliação da geração térmica total necessária até a determinação de cronogramas horários de geração, levando em conta restrições da rede elétrica.

II.2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA BRASILEIRO

A maioria dos sistemas elétricos de potência, como o dos EUA e a quase totalidade dos sistemas da Europa, são predominantemente termoeletrônicos, ou com grande participação de térmicas. Nestes sistemas, a geração termoeletrônica é fixada na base e a geração das usinas hidroelétricas são deixadas principalmente para atender picos de demanda em substituição às gerações termoeletrônicas mais caras, isto é, procura-se operar as hidroelétricas com folga atendendo as cargas principalmente com as térmicas. Assim, o enfoque do planejamento da operação nestes países é diferente do apresentado no Brasil (as preocupações são outras), reservando-se os papéis de atendimento de ponta às usinas hidroelétricas, cobrir as variações rápidas de carga, e a preocupação passa a ser com problemas como o despacho das usinas termoeletrônicas, em horizontes de tempo anual. Além disso, para os recursos hídricos tem-se outras prioridades, como a navegação e controle de cheia, antes da geração de energia elétrica [5].

O parque energético brasileiro, ao contrário da maioria dos sistemas, é composto atualmente por uma grande maioria de usinas hidroelétricas, próximo de 93% da capacidade total instalada, e uma minoria de termoeletrônicas, com uma capacidade instalada da ordem de 55 GW e um consumo em torno de 260 TWh [6]. O energético das usinas hidroelétricas, a água, não precisa ser comprada, com isto, o custo de operação do sistema é composto pelo custo do combustível das usinas termoeletrônicas, e também pela compra de energia de outros sistemas, e pelo custo

atribuído ao não fornecimento de energia, ou seja, custo do déficit. Assim, o objetivo do planejamento da operação pode ser descrito como o de evitar, na medida do possível, a geração térmica e substituí-la pela geração hidroelétrica [3, 7].

Os sistemas hidroelétricos, como o brasileiro, apresentam certas características que devem ser enfatizadas.

Os recursos hídricos, ao contrário dos combustíveis das térmicas, são limitados e sua disponibilidade é muito irregular, pois o fornecimento depende da natureza. Os reservatórios ajudam a minimizar este problema, entretanto, as incertezas devido às vazões continuam a existir, tornando o problema essencialmente estocástico. Esta característica das vazões irregulares cria um conflito entre usar os recursos hídricos no presente e a sua disponibilidade num período futuro do planejamento, caracterizando um problema dinâmico [5, 7, 8, 9].

Também, no caso do sistema hidroelétrico brasileiro, várias usinas situam-se ao longo de uma mesma bacia hidrográfica, criando uma interconexão hidráulica entre elas. Isto produz uma dependência com relação ao desempenho operativo [5, 7]. Assim, essa dependência não permite que as usinas sejam “trabalhadas” de forma separada, isto é, durante uma otimização, por exemplo, não podemos otimizar cada usina separadamente e depois “somarmos” os resultados. Matematicamente, isso significa que a matriz hessiana da função de custo de operação do sistema, ou função objetivo do problema do planejamento da operação energética, possui elementos fora da diagonal principal não nulos.

Exemplificando o que foi dito, num processo de otimização, utilizando-se um sistema com duas usinas e dois intervalos ($t = 1$ e 2), a matriz hessiana será composta por 8 linhas e 8 colunas. Cada elemento H_{ij} da matriz será dado pela derivada da função de custo de operação em relação a linha i e coluna j , sendo as linhas e colunas compostas pelas turbinagens e volumes das usinas nos intervalos dados.

Assim a hessiana será dada por:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{cc}
 & t = 1 \\
 & \begin{array}{cccc}
 u_{11} & u_{21} & v_{11} & v_{21}
 \end{array}
 \end{array}
 \quad \Bigg| \quad
 \begin{array}{cc}
 & t = 2 \\
 & \begin{array}{cccc}
 u_{12} & u_{22} & v_{12} & v_{22}
 \end{array}
 \end{array}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 u_{11} \\
 u_{21} \\
 v_{11} \\
 v_{21}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{c} \frac{\partial^2 F}{\partial u_{11} \partial u_{11}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial u_{21} \partial u_{11}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{11} \partial u_{11}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{21} \partial u_{11}} \end{array} \right]
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{c} \frac{\partial^2 F}{\partial u_{11} \partial u_{21}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial u_{21} \partial u_{21}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{11} \partial u_{21}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{21} \partial u_{21}} \end{array} \right]
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{c} \frac{\partial^2 F}{\partial u_{11} \partial v_{11}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial u_{21} \partial v_{11}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{11} \partial v_{11}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{21} \partial v_{11}} \end{array} \right]
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{c} \frac{\partial^2 F}{\partial u_{11} \partial v_{21}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial u_{21} \partial v_{21}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{11} \partial v_{21}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{21} \partial v_{21}} \end{array} \right]
 \end{array}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 u_{12} \\
 u_{22} \\
 v_{12} \\
 v_{22}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{c} \frac{\partial^2 F}{\partial u_{12} \partial u_{12}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial u_{22} \partial u_{12}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{12} \partial u_{12}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{22} \partial u_{12}} \end{array} \right]
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{c} \frac{\partial^2 F}{\partial u_{12} \partial u_{22}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial u_{22} \partial u_{22}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{12} \partial u_{22}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{22} \partial u_{22}} \end{array} \right]
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{c} \frac{\partial^2 F}{\partial u_{12} \partial v_{12}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial u_{22} \partial v_{12}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{12} \partial v_{12}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{22} \partial v_{12}} \end{array} \right]
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \left[\begin{array}{c} \frac{\partial^2 F}{\partial u_{12} \partial v_{22}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial u_{22} \partial v_{22}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{12} \partial v_{22}} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial v_{22} \partial v_{22}} \end{array} \right]
 \end{array}
 \end{array}
 \end{array}
 \quad (1)$$

onde:

$$H_{ij} = \frac{\partial^2 F}{\partial x_i \partial y_j} \quad \text{- Elemento da matriz hessiana - derivada segunda em relação a}$$

variável x , da linha i , e y , da coluna j (defluência ou volume).

F - Função objetivo do problema (será reapresentada na equação 4).

u_{mn} - defluência da usina m no período n

v_{mn} - volume da usina m no período n

Podemos verificar que a hessiana não é uma matriz diagonal, pois possui, como foi dito, elementos diferentes de zero fora da diagonal principal, que representam as interconexões entre usinas, ou seja, como a variação do custo em relação ao parâmetro de uma usina se altera com respeito ao parâmetro de outra usina.

Ao mesmo tempo, a matriz foi montada de forma a mostrar a característica de matriz bloco-diagonal, ou seja, somente os blocos pertencentes a diagonal são diferentes de zero. Esta característica existe pelo fato da função objetivo ser adicionalmente separável no tempo, ou seja, poder ser escrita na forma de uma soma de parcelas, cada uma referente a um único intervalo de tempo.

A geração das usinas hidroelétricas é função da vazão defluída e da altura de queda da água. Diferentemente da maioria dos sistemas hidrotérmicos com predominância de hidroelétricas, como o da Hidro-Québec no Canadá e o da Noruega, nos quais, as usinas se localizam em regiões montanhosa, e assim essa altura de queda em geral não depende do volume do reservatório, na quase totalidade das usinas brasileiras existe uma dependência de forma não linear entre a altura de queda e o volume do reservatório [5, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16]. Esta característica, chamada efeito cota, faz com que os modelos aplicados em outros países nem sempre sejam adequados ao sistema brasileiro. É este um dos principais fatores que tornam as regras de operação otimizadas necessárias, no sistema brasileiro, para uma geração confiável com um custo reduzido.

A função de geração não linear de uma usina hidroelétrica pode ser expressa por [5] :

$$\phi_i[v_i(t), q_i(t), z_i(t)] = k_i \cdot [h_{1i}(v_i(t)) - h_{2i}(q_i(t) + z_i(t))] \cdot q_i(t) \quad (2)$$

onde:

$\phi_i(.)$ - função de geração hidroelétrica da usina i .

$v_i(.)$ - volume do reservatório i .

$q_i(.)$ - vazão turbinada* da usina i .

$z_i(.)$ - vazão vertida da usina i .

k_i - constante que engloba aceleração da gravidade, densidade da água, rendimento turbina-gerador e fatores de conversão.

$h_{1i}(.)$ - altura de montante, função do volume do reservatório.

$h_{2i}(.)$ - altura de jusante, função da vazão turbinada e vertida.

Da mesma forma o custo de geração das usinas termoeletricas é uma função convexa crescente não linear, próxima de um polinômio do segundo grau, que pode ser representada por:

$$c(g) = a_0 + a_1(g) + a_2(g^2) \quad (3)$$

onde g é a potência gerada e a_0 , a_1 e a_2 são parâmetros característicos da usina termoeletrica [5].

Assim, a função custo de operação do sistema pode ser dada por:

$$C(t) = f(G(t)) \quad (4)$$

* usa-se a defluência u como soma de $q + z$, com a regra de que só há vertimento quando não for mais possível aumentar a turbinagem

e ainda:

$$\begin{aligned} G(t) &= D(t) - H(t) && \text{se } D(t) \geq H(t) \\ G(t) &= 0 && \text{em caso contrário} \end{aligned}$$

onde:

$C(.)$ - custo de operação do sistema.

$G(.)$ - parcela correspondente a geração das térmicas mais o déficit.

$D(.)$ - demanda total do sistema.

$H(.)$ - geração hidroelétrica total do sistema

e o déficit de carga é representado por uma térmica fictícia e o custo inserido junto com o custo das térmicas.

E a geração hidroelétrica total pode ser dada por:

$$H(t) = \sum_{i=1}^N \phi_i [v_i(t), q_i(t), z_i(t)] \quad (5)$$

onde:

N - número de usinas hidroelétricas.

Deste modo, a função objetivo resultante, que representa o custo de operação, é acentuadamente não linear, caracterizando o problema de planejamento como não linear [3, 5, 7], dado por:

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T C(t) \quad = \quad \text{Min} \quad \sum_{t=1}^T C[G(t)] \quad (6)$$

Todas as características apresentadas até aqui fazem com que o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos seja um problema dinâmico, estocástico, não separável e não linear [3, 5, 17].

Além disso, o sistema é composto por várias dezenas de reservatórios, definindo uma característica de grande porte para o problema.

II.3. ABORDAGEM DO PROBLEMA

O Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos possui uma complexidade, como já mostrado, que exige, para a sua abordagem, uma estratégia de decomposição que permita explorar os diversos objetivos almejados.

A modelagem e a técnica de resolução devem ser escolhidas de acordo com as características físicas do sistema, evitando simplificações drásticas que deturpem o desempenho operativo, levando em conta o nível de incerteza de cada horizonte de planejamento, e principalmente, sabendo atribuir graus de acuidade apropriados para cada faceta do problema [5].

Assim o problema global do planejamento é decomposto em vários subproblemas, segundo os diversos horizontes abrangidos.

A decomposição (número de partes, horizontes e discretizações) depende das características físicas de cada sistema. No Brasil, adota-se um horizonte de longo prazo (5 anos) e discretização mensal, onde procuram-se determinar as metas

energéticas globais do planejamento, tais como, o valor esperado de geração térmica envolvida, a previsão de intercâmbio entre subsistemas, a avaliação dos riscos de déficit e a avaliação plurianual das reservas hidráulicas. Adota-se também um médio prazo com horizonte de 1 ano e discretização mensal, ou semanal, onde procura-se estabelecer para cada usina as metas de geração, ou seja, tem-se a preocupação com a determinação da decisão operativa de cada usina a cada intervalo, ainda sob o ponto de vista energético. E, adota-se ainda um curto prazo, onde procura-se determinar as decisões diárias, com inclusão de restrições elétricas. Existem ainda outros níveis mais curtos de planejamento, mas os interesses deste trabalho se situam dentro dos dois primeiros níveis de planejamento apresentados, ou seja, os horizontes de longo prazo e médio prazo, onde a preocupação principal é o atendimento das metas de energia e demanda envolvidas na operação do sistema, e formam o que se pode chamar de planejamento energético da operação.[5, 18].

II.3.1.PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO NO BRASIL

O planejamento de longo prazo abrange um horizonte de cinco anos, onde se pode observar a evolução dos reservatórios em face das variações hidrológicas.

Historicamente, os primeiros estudos para o planejamento da operação dos recursos energéticos ao longo de um horizonte de operação se basearam no "critério da energia firme" [5]. Esta energia firme é a máxima energia que um sistema

consegue fornecer, dado um período hidrológico crítico. Isto é, o sistema começando com os seus reservatórios cheios consegue atender exatamente esta carga crítica estática, nem mais e nem menos carga, fornecendo a "energia firme", com a afluência do período crítico. Para a determinação da "energia firme" utilizou-se o modelo MSUI - Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas, desenvolvido no âmbito do Planejamento da Expansão da ELETROBRÁS [5, 19, 20, 21].

Depois, passou-se a empregar uma abordagem que privilegiava o aspecto estocástico do problema no horizonte de longo prazo, adotando-se a técnica de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) [18, 22, 23, 24]. O grande inconveniente desta abordagem é o "mal da dimensionalidade", isto é, este tipo de abordagem não permite uma representação individualizada de sistemas com muitas usinas. Existe um crescimento exponencial do esforço computacional com o aumento do número de usinas a serem consideradas, pois há um aumento das variáveis de estado do sistema. Para tentar contornar este inconveniente, passou-se a trabalhar com o sistema representado por um reservatório equivalente de energia. Este reservatório único corresponde a toda energia potencial acumulada nos reservatórios de todas as usinas do subsistema considerado, calculada segundo uma regra de operação, isto é, admitindo que todos os reservatórios deplecionam segundo esta regra preestabelecida [25, 26, 27].

Desta forma, a partir de 1978 [23, 24], os estudos de planejamento da operação foram realizados utilizando-se a PDE com a representação do sistema através de Modelo Equivalente, a subsistemas equivalentes (subsistemas Sul e

Sudeste), onde cada subsistema é representado por um único reservatório equivalente de energia.

Utilizando-se a PDE, com afluições energéticas agregadas e estocásticas, obtém-se uma política de operação das hidroelétricas, em forma de tabela de decisão [19]. Em seguida extraem-se os intercâmbios médios entre dois subsistemas, a cada intervalo de tempo, utilizando-se a simulação a sistema equivalente baseado nas séries sintéticas ou na série histórica de afluições [19, 22].

Ainda nos estudos de longo prazo, as estratégias de operações determinadas pelo modelo de PDE são utilizadas como entradas para os modelos de simulação para as análises das condições de operação do sistema. Esta avaliação é compreendida por uma análise probabilística e uma simulação detalhada do sistema hidroelétrico [23, 28].

Para a análise probabilística, as mesmas representações agregadas do modelo de PDE são utilizadas e a operação do sistema é simulada com um número elevado de séries sintéticas.

II.3.2. PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO NO BRASIL

Diferente do planejamento de longo prazo, o médio prazo abrange um horizonte onde as incertezas sobre vazões são menores devido a proximidade com o presente, a correlação temporal entre as vazões e a técnica de planejamento que adote “horizonte variável”.

A representação individual de cada usina hidroelétrica é importante, uma vez que o objetivo principal deste tipo de planejamento é determinar as metas de operação de cada usina, a cada intervalo, respeitando o acoplamento hidráulico das diversas cascatas existentes no sistema, e que aproveite as possíveis diversidades hidrológicas entre os vários rios. Neste horizonte de planejamento, é interessante determinar quanto cada usina deve gerar para obter o melhor rendimento global, evitando perdas.

É correto lembrar que além deste objetivo, obtemos no médio prazo, algumas informações que são refinamentos de informações já obtidas no longo prazo, e também outras, tais como, metas de geração térmica mensal por usinas e programas de manutenção, que são exclusivas deste horizonte de planejamento.

No Brasil, o procedimento ainda adotado é o de se utilizar a mesma meta de geração hidroelétrica global dada pela PDE, do longo prazo, e fazer-se uma desagregação desta geração hidráulica total entre todas as usinas, através de um modelo de simulação heurística da operação do sistema. Nesta simulação, as afluências usadas são previsões mensais obtidas pela metodologia de BOX e JENKINS [22] proposta por FERREIRA, BARRETO, ARARIPE NETO e FORTUNATO [28]. A representação do sistema é feita com detalhes e as regras de operação são definidas segundo critérios heurísticos, tentando maximizar a energia armazenada, diminuir as perdas de produtibilidades e também evitar os vertimentos desnecessários [28]. É importante ressaltar que estas regras são obtidas de forma empírica, sem um critério que garanta sua otimalidade ou mesmo uma proximidade com regras ótimas.

Desta forma, não existe ainda, propriamente, um modelo específico desenvolvido para o médio prazo, utilizando-se o mesmo resultado do longo prazo, que esteja implantado no sistema brasileiro.

Uma metodologia alternativa, que melhor se encaixaria no planejamento de médio prazo é a que adota uma abordagem determinística do sistema, com usinas individualizadas, baseada em previsões de vazões fornecidas por modelos de séries temporais, proposta por SOARES, S. e CARNEIRO, A. A. F. M. [5, 29, 30]. Ela consiste na obtenção das decisões operativas do sistema pela aplicação de um procedimento de previsão-otimização, refeito a cada estágio do planejamento [31]. Com isto teriam-se metas de geração por usina obtidas de forma ótima.

II.4. PAPEL DAS REGRAS DE OPERAÇÃO

Como visto, as regras de operação são utilizadas no Modelo Equivalente de Energia e na simulação das usinas para a análise das condições de operação feitas durante o longo prazo; também são utilizadas na simulação detalhada da operação para a desagregação das metas de geração hidráulica total entre todas as usinas, feita no médio prazo [32]. Elas são ainda utilizadas no Planejamento da Expansão da Geração do Sistema Elétrico Brasileiro, nos horizontes de médio e curto prazo, onde inclusive utiliza-se o mesmo modelo MSUI citado anteriormente.

São elas que levam à determinação da quantidade de energia produzida por cada uma das usinas, pois são as regras que ditam o estado do reservatório de cada usina. Essa quantidade de energia produzida depende da forma como as usinas são

operadas, isto é, como se darão o enchimento e o deplecionamento dos reservatórios do sistema, pois como já foi dito, as funções de geração dependem da vazão e da altura dos reservatórios, logo dependem dos volumes dos reservatórios das usinas.

Exemplificando, num sistema de duas usinas A e B, com reservatórios localizados em um mesmo rio, com seus reservatórios cheios, e desconsiderando as afluições (considerar somente a água dos dois reservatórios), a energia total que poderá ser gerada dependerá de como trabalhará o conjunto. Se a regra de operação adotada for a de gerar primeiro somente com a usina A e depois desta vazia gerar com a usina B, obteremos uma energia diferente do valor que obteríamos se operássemos a usina B primeiro e depois a A. Da mesma forma se adotássemos uma regra de esvaziamento (entenda-se geração) em paralelo em termos de volume, o valor da energia seria outro. Isto se deve ao fato da água localizada no reservatório da usina a montante gerar energia, tanto quando passa pelas turbinas da mesma, como quando passa pelas turbinas da usina a jusante, sendo que a geração nesta última irá depender da altura de seu reservatório.

As regras de operação se encontram presentes em todas as partes do planejamento da operação e apresentam um papel importante no funcionamento eficiente dos sistemas de potência.

A regra geralmente adotada no modelo empregado no Sistema Brasileiro, é a de que, por hipótese, os reservatórios operem em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume [5].

Também são utilizadas regras de operação em paralelo por faixas. Nestas, o volume dos reservatórios das usinas é subdividido em faixas, e dentro de uma mesma faixa, utiliza-se a regra de operação em paralelo.

As regras de operação em paralelo não refletem uma condição de operação otimizada, como mostram testes realizados neste estudo, levando os reservatórios a comportamentos totalmente diferentes daqueles verificados em operações ótimas. Isto acarreta uma perda de produtividade em usinas importantes do sistema e conseqüentemente uma queda na qualidade da operação.

Mesmo as regras de operação de paralelismo por faixas deixam a desejar, já que persiste o problema de como determinar estas faixas. Esta determinação normalmente é feita de forma heurística, sem que seu resultado leve a uma operação próxima da ótima.

O presente estudo tem como um dos objetivos desenvolver uma metodologia para a obtenção de regras que reflitam a condição de operação ótima. Cada reservatório das usinas que compõem um sistema possui um comportamento diferenciado que depende não somente das características físicas da usina, mas também das características do sistema ao qual ele pertence. Assim, realizar uma operação observando-se e respeitando-se as características de comportamento de cada reservatório das usinas que compõem o sistema é um princípio a ser seguido para que se possa fazer uma operação otimizada.

Então a idéia é estudar o comportamento dos reservatórios das usinas que compõem um sistema e encontrar parâmetros que relacionem os comportamentos

destes reservatórios de usinas em cascata, operando na condição ótima, com o estado global do sistema, determinando-se assim regras ótimas de operação, isto é, determinar regras tais que, dado o estado do sistema como um todo, tenha-se a regra de operação otimizada para cada uma das usinas individuais.

Após a determinação, pretende-se fazer simulações de operação com estas novas regras e comparar os seus resultados com resultados oriundos de simulações, utilizando-se as regras atualmente em uso (paralelismo). Também pretende-se construir um modelo equivalente de energia, utilizado na PDE do planejamento de longo prazo brasileiro, com as novas regras obtidas e com a regra do paralelismo, a fim de comparar os resultados.

Como pode ser visto anteriormente, num sistema hidrotérmico com predominância de hidroelétricas como o brasileiro, onde as produtividades das usinas estão diretamente relacionadas com o volume e altura dos seus reservatórios, onde o planejamento da operação no horizonte de longo prazo é feito com programação dinâmica estocástica, e no médio prazo com uma simulação heurística, as regras de operação estão presentes em várias situações e momentos do planejamento da operação. Simulações mais acuradas, que levem a resultados mais próximos da realidade, e mesmo modelos equivalentes mais exatos estão diretamente relacionados com a qualidade das regras adotadas. Assim, podemos afirmar que a determinação das regras ótimas de operação é de vital importância para o processo de planejamento da operação como um todo.

III. REGRA PROPOSTA

III.1. INTRODUÇÃO

No capítulo anterior foi mostrada a importância das regras de operação no planejamento da operação. A seguir será discutida uma metodologia para a obtenção de regras que reflitam o comportamento ótimo dos reservatórios das usinas em cascata num sistema hidroelétrico.

As regras de operação, como já foi dito, procuram relacionar o comportamento dos reservatórios de cada usina com o estado do sistema. Assim o nosso objetivo é estabelecermos uma relação entre uma medida do estado de armazenamento do sistema total e o volume de cada reservatório operando de forma otimizada. Desta forma, a aplicação das regras ótimas reproduziriam as trajetórias de volume obtidas por um modelo de otimização, na forma que será descrito nos próximos itens [32].

A nossa proposta para o critério de escolha de regras é que, dado um sistema composto por várias usinas hidroelétricas com reservatórios, obtenhamos, a partir de testes, curvas representativas do comportamento ótimo de cada usina que compõe o sistema. E em seguida, realizar a avaliação da eficiência destas novas regras, através

de simulações da operação e através do cálculo do Modelo Equivalente de Energia, comparando os resultados com os modelos utilizando as regras do paralelismo.

III.2.METODOLOGIA UTILIZADA

O trabalho pode ser definido em duas partes:

- 1ª) *Definição de uma regra de operação e sua obtenção através de uma simulação da operação otimizada;*
- 2ª) *Avaliação das novas regras através de simulação heurística da operação e através do Modelo Equivalente de Energia.*

Os estudos a serem realizados se localizam, como já exposto, num horizonte de médio e longo prazo, abrangendo o que se pode ser chamado de planejamento energético. Assim uma possível medida para o estado de armazenamento do sistema é a energia potencial armazenada $E_A(v)$ desenvolvida no Apêndice 2 e definida da seguinte maneira:

$$E_A(v) = k. \sum_{i \in R} \int_{v_{0i}}^{v_{1i}} \sum_{j \in J_i} \rho_j \cdot h_j(v) \cdot \partial v \quad [\text{MW.mês}] \quad (7)$$

onde:

ρ_j - rendimento médio da usina (incluindo os rendimentos da turbina e do gerador).

- k - constante que inclui a densidade da água [1000 Kg/m^3], a aceleração da gravidade [$9,81 \text{ m/s}^2$] e o número de segundos em um mês [$1 \text{ mês} = 2,628 \times 10^6 \text{ seg.}$], o fator 10^{-6} transformando W em MW e m^3 em hm^3 .
- V_{0i} - volume da usina i no instante 0, sendo 1 o estado inicial e 0 o estado final.
- R - conjunto de todas as usinas com reservatórios.
- J_i - conjunto de todas as usinas com reservatórios a jusante da usina "i", inclusive.

Mas para o cálculo desta energia armazenada é necessário definirmos uma regra de operação, pois como já foi exposto, a quantidade de energia produzida depende da forma como as usinas são operadas. E como as regras otimizadas não são disponíveis ainda nesta fase, adota-se, a princípio, a regra de operação em paralelo, sendo que a regra de operação de esvaziar os reservatórios das usinas de montante à jusante também seria uma das possibilidades.

O fato de se utilizar a regra do paralelismo para a obtenção desta energia armazenada não chega a influenciar na qualidade das regras obtidas, entretanto, caso se deseje realizar uma correção nestas regras obtidas, isto pode ser realizado com um ajuste iterativo da energia armazenada, ou seja, recalcula-se a energia armazenada utilizando-se as regras obtidas. Gráficamente isto representa um ajuste na escala do eixo x das regras.

Assim, definida a medida do estado de armazenamento do sistema e o seu cálculo, o próximo passo é determinarmos regras de operação, que consigam representar a operação ótima, através do estudo do comportamento de um sistema composto por várias usinas em cascata operando de forma otimizada.

Para a realização destes estudos toma-se um sistema composto por várias usinas e faz-se uma simulação da operação otimizada*, para um determinado período de afluentes, onde a ferramenta principal é o algoritmo determinístico de fluxo em redes [33, 34, 35]. Os detalhes destes testes, o sistema, o mercado e o algoritmo de otimização serão descritos mais a seguir.

A partir da simulação otimizada obtém-se para cada usina um conjunto de pontos, cada ponto relacionando o estado do reservatório (volume) com o estado global do sistema (energia armazenada), mostrando uma nuvem de pontos possíveis.

De posse destes pontos de operação, uma das possibilidades de utilizá-los como indicativos para uma regra de operação, é através do ajuste de “curvas médias”. É dito “curva média” porque não existe um modelo matemático simples que descreva com exatidão o modelo físico estudado, sendo estas curvas determinadas por aproximações obtidas analisando-se a tendência da nuvem de pontos oriundos dos testes. O método a ser utilizado é o Método dos Mínimos Quadrados [36, 37].

Obtidas estas “curvas médias”, ter-se-á para cada usina uma equação que representa a regra de operação otimizada daquela usina para o sistema considerado. E o próximo passo é fazer uma avaliação da eficiência destas novas regras.

* a simulação da operação otimizada aqui citada se refere a simulação otimizada, onde dada uma função objetivo, o programa otimizador resolverá o problema, respeitando-se as condições dadas ao programa. No caso, a função objetivo é a função de custo do sistema, e o programa procurará estabelecer metas de geração hidroelétrica e termoeletricas para o sistema em estudo, dada a vazão do período em estudo. Existe um outro tipo de simulação, a qual nos referimos como simulação heurística, onde o programa simula uma operação. Explicando melhor, dá-se ao programa uma regra de operação, a demanda do sistema e a vazão do período, e como resultado o programa tenta suprir a demanda, seguindo as regras dadas e utilizando a vazão dada. Assim, chamaremos de simulação da operação otimizada, ao primeiro tipo, e de simulação com regras ou simulação da operação, a simulação heurística.

Com este objetivo pode-se realizar dois tipos de testes: o primeiro consiste em utilizar as regras ótimas num teste de simulação da operação do sistema composto pelas mesmas usinas, e o segundo em calcular o Modelo Equivalente de Energia que representa todo o sistema através de um único reservatório equivalente de energia, o qual é utilizado na solução do planejamento de longo prazo adotado no Brasil, pela técnica de PDE. Os resultados devem ser comparados com os mesmos tipos de testes, utilizando-se outras regras de operação, tomando-se a energia armazenada no sistema como parâmetro de estimação da eficiência das novas regras.

Os algoritmos de otimização, os algoritmos de operação, tanto com as regras atualmente em uso, como com as novas regras em forma de equações, o Modelo Equivalente de Energia, e o algoritmo para cálculo da energia armazenada encontram-se descritos nos itens a seguir.

III.3. *ALGORITMOS UTILIZADOS*

Para o presente estudo foram utilizados e desenvolvidos vários algoritmos. Neste item encontram-se o algoritmo de otimização utilizado durante os testes de simulação da operação otimizada para a obtenção das regras, os algoritmos de simulação heurística da operação desenvolvidos para a realização de testes de avaliação das regras obtidas, o algoritmo para o cálculo da energia armazenada em cada usina utilizando-se diversas regras de operação. E por último o Modelo Equivalente de Energia é apresentado, sendo este também utilizado para a avaliação das regras.

III.3.1.ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO

Neste item é apresentado um algoritmo não linear para a maximização de benefícios em problemas que podem ser formulados como de fluxo em redes [35]. Nos problemas de operação hidrotérmica, o algoritmo aproveita a estrutura particular da rede hidráulica, através de procedimentos que norteiam o processo de partição de variáveis em conjunto das variáveis básicas e não básicas. Estes procedimentos compõem a partição dirigida de variáveis e baseiam-se na análise da função objetivo, na análise da função de produção hidráulica, na importância de cada usina no processo otimizador e na experiência do operador. A sua principal característica é a identificação da base por um único índice[38, 39].

Tanto o modelo de fluxo em rede para o problema hidrotérmico, como as suas características e o método de solução, encontram-se detalhados no Apêndice 1.

Este algoritmo de otimização para a aplicação no planejamento hidrotérmico, considerando a estrutura específica de rede do sistema, as estratégias de partição de variáveis, conservando a identidade de cada usina em cada período, começando da usina a montante e progredindo pela cascata até a última usina, para cada intervalo de tempo, consta dos seguintes passos:

- Passo 1 - Inicialize com qualquer solução, como por exemplo a solução a fio d'água;*
- Passo 2 - Defina o conjunto de prioridade (**P**) e declare as defluências das outras usinas não pertencentes ao conjunto de prioridade como variáveis básicas;*
- Passo 3 - Percorra os períodos ($t = 1, \dots, T$);*

- Passo 4 - Percorra as usinas do conjunto de prioridade $i \in P$;*
- Passo 5 - Atualize a matriz de defluência básica (MDB)* considerando a estratégia dinâmica de partição de variáveis;*
- Passo 6 - Identifique o ciclo e calcule o custo reduzido para a variável não básica associada ao nó (i,t) ;*
- Passo 7 - Determine o passo ótimo por busca unidimensional;*
- Passo 8 - Atualize os volumes, defluências e gradientes das variáveis que pertencem ao ciclo;*
- Passo 9 -*
- Se existe alguma usina do conjunto de prioridade ainda não considerada, retorne ao Passo 4;*
 - Se existe algum período não considerado, retorne ao Passo 3;*
 - Em caso contrário, vá ao Passo 10;*
- Passo 10-*
- Se a convergência ainda não foi obtida, modifique, se necessário o conjunto de prioridade (P) e retorne ao Passo 3;*
 - Em caso contrário Pare.*

Uma das várias utilidades deste algoritmo está no fato de que aplicado sobre o passado, isto é, com as afluências passadas conhecidas, permite identificar regras de operação para os principais reservatórios do sistema e testar os sistemas em condições hidrológicas do passado como o período crítico. Uma outra, é fazer simulações com séries sintéticas para prever futuros problemas. Assim, será a ferramenta principal para a obtenção das regras otimizadas procuradas.

* o apêndice 1 contém uma explicação mais detalhada

III.3.2. ALGORITMOS DE SIMULAÇÃO

Como já foi dito, obtidas as regras de operação, estas devem ser testadas para a avaliação da sua eficiência, comparando-se os resultados com aqueles obtidos com as regras em vigor. Para tanto, desenvolveu-se um algoritmo de simulação da operação, tanto utilizando as regras atualmente em uso, quanto as novas regras obtidas.

Os algoritmos de simulação tentam reproduzir o comportamento das usinas do sistema operando sob condições preestabelecidas de vazão, geração, e regras de operação, ou seja: os reservatórios das usinas do sistema operam sob uma determinada regra, as afluições às usinas são perfeitamente conhecidas e é fornecida ao sistema uma meta de geração hidroelétrica para cada intervalo do período de simulação.

E assim, realizadas as simulações de operação com as regras atuais e com as novas regras obtidas, obtém-se, através do algoritmo de cálculo da energia armazenada, as respectivas energias armazenadas nos finais dos períodos das simulações e faz-se uma comparação destas energias para verificar a eficiência das regras.

Para estas simulações são dados de entrada, além da configuração do sistema, as afluições do período da simulação e as gerações hidráulicas totais do sistema em cada intervalo do período, fornecidas pelo programa de operação otimizada do sistema para o período em estudo.

Foram desenvolvidos dois algoritmos diferentes para a simulação da operação. Um dos motivos que ocasionaram o desenvolvimento dos dois algoritmos foi a necessidade de comparação dos resultados das simulações utilizando-se os diferentes tipos de regras. Logo após o desenvolvimento e implementação do primeiro algoritmo de simulação da operação, inicialmente utilizando-se a regra atualmente em uso, observou-se que a implantação das novas regras obtidas neste algoritmo não seria possível, devido a sua estrutura aproveitar características particulares àquela regra. Assim desenvolveu-se o segundo algoritmo de tal forma que o bloco das regras pudesse ser substituído facilmente e permitisse sua utilização por qualquer tipo de regra.

Os dois algoritmos resolvem o problema através de um método iterativo, isto é, tentativa e erro. Dada uma meta de geração hidroelétrica otimizada (obtido através do algoritmo otimizador), tenta-se atingir esta meta de geração ajustando as turbinagens, e conseqüentemente variando-se os volumes segundo as regras de operação preestabelecidas, isto é, para cada intervalo, partindo do primeiro intervalo, é ajustada a geração do sistema com a meta estabelecida, essa geração se dá turbinando uma certa quantidade de água em cada usina. E essa vazão turbinada significa variar o volume dos reservatórios das usinas segundo a regra de operação definida. Os resultados finais dos dois algoritmos, aparentemente são semelhantes, mas o processo de convergência é mais rápido no segundo algoritmo.

III.3.2.1. ALGORITMO DO 1º SIMULADOR

O algoritmo do 1º simulador consiste em obter uma solução inicial através da resolução de um sistema linear por Gauss-Jordan.

O sistema linear tem a dimensão $2N \times 2N$, onde N é o número de usinas com reservatórios. Existem N equações de balanço d'água dadas por:

$$v_i(t) + y_i(t) + \sum_{j \in \Omega_i} u_j(t) - v_i(t+1) - u_i(t) = 0 \quad (8)$$

onde :

- $v_i(.)$ - volume da usina i .
- $y_i(.)$ - afluência incremental a usina i .
- $u_i(.)$ - vazão turbinada + vertida da usina i .
- Ω_i - conjunto das usinas localizadas a montante da usina i .

Aproveitando-se o fato de que, com as regras atualmente em uso, existe a característica de igualdade entre os volumes úteis das N usinas, teremos então, $N-1$ equações dadas por:

$$\frac{v_i(t)}{v_{\max_i} - v_{\min_i}} = \frac{v_{(i+1)}(t)}{v_{\max_{(i+1)}} - v_{\min_{(i+1)}}} \quad (9)$$

sendo:

- $v_{\max_i}$ - volume máximo da usina i .
- $v_{\min_i}$ - volume mínimo da usina i .

E o sistema linear é completado pela equação de geração do sistema, dada por:

$$H(t) = \sum_{i \in N} \text{Prod}_{\text{espi}} \cdot q_i(t) \quad (10)$$

onde:

$\text{Prod}_{\text{espi}}$ - *produtibilidade específica da usina i.*

$H(.)$ - *geração hidráulica total esperada do sistema obtida do otimizador.*

$q_i(.)$ - *vazão turbinada da usina i.*

Esta última equação representa, na verdade, o "chute" inicial para a solução do sistema linear e é uma equação simplificada da geração hidráulica do sistema, já apresentada no capítulo II. Ela é dada por:

$$H(t) = \sum_{i=1}^N \phi_i[v_i(t), q_i(t), z_i(t)] \quad (11)$$

onde:

ϕ_i - *função de geração hidroelétrica da usina i.*

$v_i(.)$ - *volume do reservatório i.*

$q_i(.)$ - *vazão turbinada da usina i..*

$z_i(.)$ - *vazão vertida da usina i.*

Resolvendo-se o sistema linear, obtemos então os volumes e turbinagens iniciais das usinas. Com estes dados, calcula-se a geração hidráulica de cada usina e do sistema. Faz-se a comparação entre as metas de geração hidráulica resultantes da otimização e a geração hidráulica obtida na simulação. Se a geração estiver dentro

dos limites de erro estipulados, parte-se para o ajuste do próximo intervalo, repetindo o processo anterior. Em caso contrário, faz-se o seguinte processo de correção:

a) Calcula-se um fator de correção através de:

$$F_c = \frac{H_c(t) - H(t)}{H_c(t)} \quad (12)$$

onde:

$H_c(.)$ - geração hidráulica total calculada no simulador.

b) Para a 1ª usina corrige-se a turbinagem, utilizando o fator de correção, e o volume, utilizando a equação de balanço d'água.

Assim temos que:

$$u_i(t) = u_i(t) - F_c * u_i(t) \quad (13)$$

e

$$v_i(t) = v_i(t-1) + y_i(t) - u_i(t) \quad (14)$$

c) Para o restante das usinas corrigem-se os volumes através das relações de igualdade entre os volumes úteis, e depois as turbinagens, através das equações de balanço d'água. A relação de igualdade entre os volumes é dada pela equação (9) e a de balanço é dada pela equação (8).

d) Após atualizados os volumes e as turbinagens, recalcula-se a geração e repete-se a operação de verificação (compara-se a geração e verifica-se a necessidade de novas correções ou não).

III.3.2.2.ALGORITMO DO 2º SIMULADOR

O algoritmo do 2º simulador foi desenvolvido inicialmente utilizando-se as regras em uso atualmente (paralelismo), e assim, aproveita o fato de que, neste tipo de operação, o volume percentual de todas as usinas é sempre o mesmo, e utiliza este volume percentual, aqui chamado de $vs(t)$, como parâmetro de correção.

Neste algoritmo, toma-se como solução inicial o volume do intervalo anterior, ou seja, $vs(t) = vs(t-1)$, exceto no 1º intervalo onde é dado um "chute inicial" dado por:

$$vs_1 = \frac{V_{inicial_1} - V_{min_1}}{V_{max_1} - V_{min_1}} \quad (15)$$

onde:

$V_{inicial_1}$ - volume inicial da usina 1, o mesmo utilizado no programa de otimização.

vs_1 - volume percentual do sistema(ou qualquer usina).

Com o $vs(t)$ calculam-se os volumes de todas as usinas, e utilizando a equação de balanço d'água, equação (8), calculam-se as suas turbinagens.

Tendo os volumes e turbinagens das usinas, calculam-se agora a geração hidráulica de cada usina, utilizando a equação (2), e também a total do sistema, utilizando-se a equação (11).

Caso as metas de geração sejam satisfeitas, parte-se para o ajuste do próximo intervalo. Em caso contrário, corrige-se o volume percentual $vs(t)$, utilizando-se o

mesmo processo realizado no algoritmo anterior (equação (12) e equação (13), só que agora utilizando o volume em vez da turbinagem), e repetem-se os cálculos até a obtenção do ajuste desejado.

O grande problema encontrado para o desenvolvimento deste algoritmo foi a implementação dos limites operativos das defluências. Os volumes são limitados, limitando-se o parâmetro de correção entre 0 e 100, ou seja, no caso deste último algoritmo, limita-se o parâmetro volume percentual, $vs(t)$. Assim os volumes calculados através deste parâmetro sempre permanecerão dentro dos limites.

Quando o volume de algum reservatório atinge o mínimo ou o máximo (com as defluências dentro dos limites), ele é fixado no limite, os volumes e defluências de todas as usinas são recalculados em função deste volume e também a geração hidráulica é recalculada. No caso do volume atingir o mínimo, a geração será **insuficiente** para o intervalo, e se o caso for do volume atingir o máximo, a geração será igualada a **meta de geração** naquele intervalo, e o excesso de geração será desconsiderado.

No caso da defluência atingir o limite inferior, a operação desta usina é desacoplada da operação do resto do sistema, retirando-a do conjunto das regras, com a fixação da sua defluência neste limite, e ajustam-se os volumes e defluências das demais usinas. Entretanto este ajuste requer um processo iterativo, pois os volumes e as defluências são calculadas sequencialmente ao longo da cascata, e ainda calculam-se primeiramente todos os volumes e depois, com estes, todas as defluências. Por exemplo, num sistema com várias usinas, se o reservatório de uma

usina i qualquer atingir o seu limite inferior de defluência, fixa-se esta defluência u_i desta usina, corrige-se o seu volume v_i através da equação de balanço d'água, e a partir deste volume, corrigem-se os volumes e as defluências dos demais reservatórios. O problema está no fato de que na equação de balanço existe uma parcela ($\sum_{j \in \Omega_i} u_j(t)$, defluência das usinas a montante) que não está corrigida ainda, logo, este volume v_i da usina i calculado possuirá um erro, e assim, as demais variáveis recalculadas também conterão erros. Isto ocasiona a necessidade de novos cálculos até o ajuste correto. O limite superior deve ser tratado da mesma forma.

Para a utilização deste algoritmo com as novas regras obtidas, isto é, para fazer as simulações com as novas regras, é necessário apenas que se substitua o bloco de cálculo dos volumes, isto é, a substituição das regras de operação. E no lugar do volume percentual do sistema utilizado como parâmetro de correção, deve-se utilizar o novo parâmetro de correção escolhido, e no caso, a energia armazenada total no sistema.

No bloco de cálculo dos volumes, estes estão expressos em função da energia total armazenada. Assim, com a energia armazenada no sistema, calculam-se os volumes das usinas.

Assim, temos em mãos um algoritmo que nos possibilita realizar simulações de operação utilizando-se qualquer tipo de regra, simplesmente com as substituições citadas acima.

III.3.3. ALGORITMO PARA CÁLCULO DA ENERGIA ARMAZENADA

No nosso estudo, o cálculo da energia armazenada é necessário tanto no início, para a obtenção das regras, quanto no final, servindo como parâmetro de comparação final do sistema após a simulação da operação e no cálculo do modelo equivalente de energia.

No trabalho utilizou-se para a obtenção das regras a operação em paralelo e para a comparação final utilizou-se a regra de esvaziar cada usina totalmente, de montante à jusante, para o cálculo da energia armazenada no sistema. Já no modelo equivalente de energia foi utilizado o paralelismo (no modelo clássico) e as regras obtidas (modelo proposto).

O algoritmo para o cálculo da energia utilizando a regra do paralelismo é o mesmo contido no modelo equivalente de energia “clássico”, e pode ser visto com detalhes no Apêndice 2 . Enquanto que o algoritmo utilizado na avaliação dos resultados da simulação com as regras, que utiliza a regra de esvaziar os reservatórios das usinas de montante à jusante, uma de cada vez, é mostrado a seguir.

III.3.3.1. REGRA DE ESVAZIAMENTO DOS RESERVATÓRIOS DAS USINAS DE MONTANTE A JUSANTE

A regra de esvaziamento dos reservatórios de montante à jusante, uma de cada vez, por completo, é teoricamente a regra com a qual obteríamos, de um sistema estático em cascata, a maior quantidade de energia possível. Mas devemos frisar que num sistema real, a operação dos reservatórios engloba outros compromissos e fatores de influência tais como a vazão mínima obrigatória, compromissos com a irrigação e navegação, controle de cheias, afluições incrementais, e outros que tornam essa regra de operação inviável.

Entretanto, ela será utilizada nos estudos como um parâmetro estimador da eficiência das nossas regras obtidas, servindo para comparação das energias armazenadas no sistema, no final das simulações de operação, utilizando-se as regras obtidas e utilizando-se o paralelismo.

A seguir será desenvolvido o equacionamento para esta energia que será chamada de E_{AMJ} .

Partindo-se da expressão de energia armazenada (Equação (20) do Apêndice 2), descrita por:

$$E_{A0} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \int_{v_0}^{v_1} \rho \cdot h(v) \cdot \partial v \quad [\text{MW.mês}] \quad (16)$$

Num sistema em cascata com deplecionamento de montante à jusante, a energia armazenada em uma única usina i qualquer será dada por:

$$E_{\Delta MJ_i} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{j \in J_i} \int_{v_{0i}}^{v_{1i}} \rho_j \cdot h_j(v_i) \cdot \partial v \quad [\text{MW.mês}] \quad (17)$$

onde:

J_i - conjunto de todas as usinas a jusante de " i ", inclusive.

Desenvolvendo esta expressão teremos que:

$$E_{\Delta MJ_i} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \left\{ \underbrace{\int_{v_{0i}}^{v_{1i}} \rho_i \cdot h_i(v) \cdot \partial v}_1 + \underbrace{\sum_{j \in \overline{J_i}} \int_{v_0}^{v_1} \rho_j \cdot h_j \cdot \partial v}_2 \right\} \quad [\text{MW.mês}] \quad (18)$$

onde:

$\overline{J_i}$ - conjunto de todas as usinas à jusante de " i ", exclusive.

Como as alturas h_j 's não variam com a variável v_i , a parcela 2 da equação (18), será dada por:

$$\sum_{j \in \overline{J_i}} \int_{v_{0i}}^{v_{1i}} \rho_j \cdot h_j \cdot \partial v = \sum_{j \in \overline{J_i}} \rho_j \cdot h_c \cdot (v_{1i} - v_{0i}) \quad (19)$$

onde:

h_{cj} - altura do estado "mais" cheio.

Assim a energia armazenada do sistema será dada por:

$$E_{AMJ} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} \left[\int_{v_{0_i}}^{v_{1_i}} \rho_i \cdot h_i(v) \cdot \partial v + \sum_{j \in J_i} \rho_j \cdot h_c \cdot (v_{1_i} - v_{0_i}) \right] \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (20)$$

III.3.4. MODELO EQUIVALENTE DE ENERGIA

Como já visto anteriormente, utiliza-se no Brasil para o problema do planejamento da operação de longo prazo, o Modelo a Reservatório Equivalente de Energia para representar os subsistemas Sul e Sudeste, cada um como um único reservatório, e aplica-se neste modelo a Programação Dinâmica Estocástica para a obtenção da solução [20, 25, 26, 27].

No Apêndice 2 é apresentado o Modelo Equivalente de Energia clássico adotado no Brasil, onde a regra de operação adotada é a operação em paralelo dos seus volumes.

Uma das propostas deste estudo é, após obtidas as regras de operação otimizadas, desenvolver um Modelo Equivalente de Energia utilizando estas novas regras.

A seguir são apresentada as modificações necessárias para a utilização do mesmo modelo "clássico" contido no Apêndice 2, utilizando-se as novas regras.

III.3.4.1. ENERGIA ARMAZENADA NO SISTEMA

Como já visto, a energia armazenada num dado sistema é para nós o parâmetro de comparação da eficiência das diversas regras de operação.

A quantidade de energia armazenada num sistema depende de como a água dos reservatórios das usinas é utilizada, ou seja, depende das regras de operação das usinas.

Num sistema estático, a máxima energia é obtida deplecionando-se os reservatórios das usinas de montante para jusante, individualmente.

Outra regra, o paralelismo, nos fornece resultados comprovadamente não representativos de uma operação otimizada, pois como já foi dito, com esta regra as usinas do sistema acabam perdendo produtividade.

Já as regras em forma de equações, obtidas nos nossos testes, representam o comportamento ótimo do sistema, sendo assim, a energia armazenada obtida pelas regras novas se aproxima da energia armazenada no sistema quando operado de forma otimizada.

No modelo "clássico" adota-se a hipótese de operação em paralelo, devido ao fato de que somente o seu estado em um dado instante não é suficiente para a determinação da sua energia armazenada, sendo necessária uma regra de operação. E a regra de operação em paralelo apresenta muita simplicidade de manuseio matemático [25].

A energia armazenada entre dois estados 0 e 1 quaisquer, como demonstrado no Apêndice 2, é dada por:

$$E_{A_0}^1 = \frac{9.81 \times 10^{-3}}{2.628} \cdot \sum_{i \in R} (v_{1i} - v_{0i}) \cdot \sum_{j \in J_i} \rho_j \cdot H_{eqj} \quad [\text{MW.mês}] \quad (21)$$

onde:

R - conjunto de todas as usinas com reservatório.

J_i - conjunto de todas as usinas com reservatório a jusante da usina "i", inclusive.

v_{0i} - volume da usina "i" no estado 0.

E a altura equivalente é dada por:

$$H_{eq} = \int_0^1 h(\lambda) \cdot \partial \lambda \quad (22)$$

lembrando que:

λ - variável que relaciona os volumes iguais de todas as usinas segundo a regra do paralelismo.

Com o paralelismo, esta altura equivalente será dada por:

$$H_{eq} = \frac{a}{3} \cdot (v_0^2 + v_0 \cdot v_1 + v_1^2) + \frac{b}{2} \cdot (v_0 + v_1) + c \quad [\text{m}] \quad (23)$$

onde : a, b e c são coeficientes do polinômio cota-volume* .

* os coeficientes são os mesmos que estão apresentados no Apêndice 2 (equação (19)).

Assim, dado os estados do sistema, volumes dos reservatórios das usinas, agora é possível calcular a energia armazenada neste sistema.

No caso do nosso modelo com as novas regras, a diferença estará embutida no cálculo do H_{eq} . Desenvolvendo-se a expressão para o H_{eq} utilizando as novas regras, chega-se a conclusão de que o H_{eq} não fica em função dos volumes dos estados 0 e 1, dependendo somente dos coeficientes da regra de operação. Isto se deve ao fato de que, ao contrário da operação em paralelo, onde os volumes das usinas são funções dos estados iniciais e finais das mesmas, usinas estas que mantêm o mesmo volume dado pela variável λ , como mostra a equação (24), nas novas regras esta dependência em relação aos volumes iniciais e finais não existe. Assim, este novo equacionamento com as regras será válido somente para o cálculo de uma nova altura equivalente com regras, com estados inicial cheio e final vazio (estados no qual foram calculadas as equações de regras), ou seja, é válido somente para o cálculo da energia armazenada máxima.

$$v_i = v_{i_1} \lambda + (1 - \lambda) \cdot v_{0_i} \quad 0 < \lambda < 1 \quad (24)$$

Devido a este problema, para o cálculo da energia armazenada para um dado estado do sistema foi desenvolvido um outro algoritmo utilizando-se as regras em forma de equações, que será apresentado no item a seguir.

III.3.4.1.1. ALGORITMO PARA CÁLCULO DA ENERGIA ARMAZENADA USANDO REGRAS DE OPERAÇÃO COM EQUAÇÕES

Este algoritmo utiliza para o cálculo da energia armazenada, as regras em forma de equações, obtidas a partir das simulações otimizadas, como descrito a seguir:

- a) A partir do volume inicial de cada usina determinam-se valores de energia armazenada (E_A 's) do sistema. Se todos estiverem na posição correta, segundo as regras, no caso, ir para o item (c);
- b) Caso os valores das E_A 's correspondentes às diferentes usinas sejam diferentes, é sinal de que as usinas não se encontram na posição correta, segundo as regras. Assim, devemos igualar os valores das E_A 's transferindo a energia de uma usina para a outra, se possível, ou deplecionando os reservatórios e computando a energia para estas usinas. No caso, essa transferência deve ter como regra ganhar produtividade dentro das possibilidades. Assim, a água dos reservatórios é transferida sempre da usina i de maior E_A , para as de jusante até que todas as E_A 's se igualem. Durante essa transferência ou deplecionamento, calcular a parcela de energia armazenada referente a esta transferência;
- c) As curvas de regras de operação dos reservatórios das usinas nos fornecem a relação entre a energia armazenada no sistema e o volume de cada usina, sendo assim, é possível a obtenção da energia armazenada no sistema

através do volume de uma das usinas e a sua respectiva curva de regra de operação.

III.3.4.2. CONJUNTO DE ENERGIAS CONTROLÁVEIS OU ARMAZENÁVEIS

Após a apresentação das modificações necessárias para o cálculo da energia armazenada, que compõe o modelo equivalente, o próximo passo é apresentar as modificações necessárias ao conjunto de energias controláveis. Compõe este conjunto, toda energia afluenta que pode ser armazenada nos reservatórios.

Como está mostrado no Apêndice 2, esta energia controlável no modelo clássico é dada por:

$$Ec(t) = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} [(u_i(t) - u_{\min_i}) \cdot (\rho_i \cdot H_{eq_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j \cdot h_j)] \quad [MW \cdot \text{mês}] \quad (25)$$

onde:

- t - representa o mês considerado.
- $Ec(.)$ - energia controlável no mês t em $[MW \cdot \text{mês}]$.
- R - conjunto de todas as usinas com reservatórios.
- $u_i(.)$ - representa a descarga natural (vazão) afluenta média mensal ao reservatório "i" $[hm^3/mês]$.
- $u_{i_{\min}}$ - descarga natural mínima mensal defluente do reservatório "i" $[hm^3/mês]$.
- ρ_i - rendimento global turbina-gerador da usina i $[p.u.]$.
- H_{eq_i} - altura equivalente do reservatório "i" $[m]$.
- h_j - altura de queda líquida da usina de fio d'água "j" $[m]$.
- F_i - conjunto de todas as usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório "i" e o próximo reservatório a jusante.

Quando no cálculo da energia controlável, no modelo "clássico", mostrado acima, o H_{eq} é a altura equivalente entre os estados cheio e vazio, para o nosso modelo, poderemos utilizar o H_{eq} com as novas regras que foi discutido no item III.3.4.1- energia armazenada no sistema. Em caso contrário uma das soluções é obter novas equações para os estados considerados.

A seguir será desenvolvido H_{eq} com as regras que chamaremos de H_o .

Partindo-se da equação (22) e substituindo a variável que determina as regras, teremos:

$$H_o = \int_0^1 h(\lambda_1) \cdot \partial \lambda_1 \quad [m] \quad (26)$$

onde:

H_o - altura equivalente com regras novas.

$h(\lambda_1)$ - altura como função da nova variável de operação.

λ_1 - nova variável de operação (Energia Armazenada), com $0 < \lambda_1 < 1$.

A relação cota-volume $h(v)$, em cada usina de reservatório, pode ser expressa por uma função polinomial de segundo grau, dada por:

$$h(v) = a \cdot v^2 + b \cdot v + c \quad [m] \quad (27)$$

Dentre as novas regras, as usinas de montante são representadas por equações polinomiais, suponhamos que ela seja de terceira ordem, da forma:

$$v(\lambda_1) = A_0 + A_1 \cdot \lambda_1 + A_2 \cdot \lambda_1^2 + A_3 \cdot \lambda_1^3 \quad [hm^3] \quad (28)$$

Substituindo a equação (28) na (27), teremos a equação da cota em função da Energia Armazenada no sistema, que relaciona a altura de queda dos reservatórios das usinas através das regras, dada por:

$$h(\lambda_1) = B_0 + B_1 \cdot \lambda_1 + B_2 \cdot \lambda_1^2 + B_3 \cdot \lambda_1^3 + B_4 \cdot \lambda_1^4 + B_5 \cdot \lambda_1^5 + B_6 \cdot \lambda_1^6 \quad [\text{m}] \quad (29)$$

onde : $B_0, B_1, B_2, B_3, B_4, B_5$ e B_6 são constantes que dependem das constantes dos polinômios cota x volume e volume x Energia Armazenada.

Calculando a integral dada pela equação (25), teremos a expressão do H_0 como função apenas das constantes dos polinômios.

Então, a expressão será dada por:

$$\begin{aligned} H_0 = a. [A_0^2 + A_0 \cdot A_1 + \frac{1}{2}(A_0 \cdot A_3 + A_1 \cdot A_2) + \frac{1}{3}(A_1^2 + A_2 \cdot A_3 + 2 \cdot A_0 \cdot A_2) + \\ \frac{1}{5}(A_2^2 + 2 \cdot A_1 \cdot A_3) + \frac{1}{7}A_3^2] + b. [A_0 + \frac{1}{2}A_1 + \frac{1}{3}A_2 + \frac{1}{4}A_3] + c \end{aligned} \quad (30)$$

Da mesma forma, podem ser obtidas as alturas equivalentes usando as outras regras de operação (exponenciais e polinomiais de outras ordens).

Assim teremos a nova energia controlável E_{CR} , dada por:

$$E_{CR}(t) = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} [(u_i(t) - u_{\min_i}) \cdot (\rho_i \cdot H_{0_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j \cdot h_j)] \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (31)$$

Durante o cálculo do fator de correção da Energia Controlável, devemos utilizar a Energia Armazenada no sistema calculada com as novas regras de operação

e a altura equivalente calculada com as regras (H_0), conforme mostrado pela equação (30). O restante dos cálculos é o mesmo do modelo "clássico".

Os valores da Energia de Vazão Mínima, da Energia a Fio d'Água e Energia Evaporada, não sofrem alteração com a mudança das regras de operação, visto que elas não dependem das alturas equivalentes dos reservatórios. Entretanto, os polinômios quadráticos que relacionam estas energias com a energia armazenada serão diferentes pelo fato da energia armazenada no sistema ser diferente.

O modelo equivalente de energia será utilizado como mais um parâmetro de comparação do desempenho das novas regras obtidas.

IV. OBTENÇÃO DAS REGRAS DE OPERAÇÃO OTIMIZADAS

IV.1.OBJETIVO

Como já foi visto, nos sistemas hidroelétricos a operação das usinas influenciará de maneira direta na produção de energia, isto é, dependendo de como a água dos seus reservatórios for utilizada, teremos uma certa quantidade de energia gerada. Isto porque a produtividade das usinas depende significativamente do volume dos reservatórios, pois variando-se o volume, varia-se a altura de queda e assim a sua produtividade.

Além disso, usinas hidroelétricas situadas em um sistema em cascata sofrem a influência da sua localização na cascata. Assim, a energia obtida pela água armazenada no reservatório de uma usina depende não só das condições deste reservatório mas também do volume dos reservatórios das usinas localizadas a sua jusante, pois esta água será valorizada em todas as usinas rio abaixo.

São as regras de operação que determinam os estados dos reservatórios das usinas que compõem o sistema, sendo assim, o objetivo deste capítulo é justamente estudar o comportamento de um sistema composto por várias usinas em cascata

operando de forma otimizada e através deste, determinar regras de operação que consigam representar esta operação ótima.

A ferramenta principal para a realização destes estudos é o algoritmo determinístico de fluxo em redes, previamente desenvolvido, já apresentado no capítulo III, e que tem uma descrição mais detalhada no Apêndice 1.

IV.2.TESTES PRELIMINARES

Antes da realização dos testes de simulação da operação otimizada para a obtenção das regras de operação, propriamente ditos, foram realizados testes com o objetivo de obtermos uma idéia básica do comportamento de cada usina num sistema em cascata [40]. Para tanto, tomou-se um sistema composto pelas usinas de Emborcação, Itumbiara e São Simão situados no Rio Paranaíba, e que formam a cascata nesta ordem, como mostra a figura 1. Estas usinas fazem parte do Sistema Sudeste Brasileiro.

Foram empregadas vazões dos históricos dos anos de 1931 a 1988, utilizando-se horizontes de 60 meses. Utilizou-se também a chamada Vazão Média de Longo Termo (MLT), que representa uma média das vazões de todo histórico nos 12 meses, e ainda a média da MLT ou MMLT.

Figura 1 - Sistema com três usinas em cascata

Considerou-se o mês de maio (início do período seco) como o início de todas as simulações. Fizeram-se simulações de otimização com diversos valores de demanda, tanto demandas constantes, como demandas variando com o período.

IV.2.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com estes testes pudemos observar certas características, algumas vistas nas referências bibliográficas, que devemos salientar para o desenvolvimento de regras de operação otimizadas das usinas de reservatórios em cascata.

Neste sistema, observamos comportamentos diferenciados para cada reservatório das usinas do sistema. A oscilação dos volumes dos reservatórios das usinas segue o seu posicionamento na cascata, sendo que, quanto mais se localiza à

montante, mais oscila o seu volume. Assim o volume de Emborcação é o que oscila mais, seguido de Itumbiara e São Simão, sendo que este, praticamente permanece cheio. A figura 2 mostra o sistema operando com vazão MLT, e ilustra este caso.

As usinas em cascata têm a tendência de valorizar a água, de tal forma que o processo de deplecionamento é feito de montante à jusante, e o processo de enchimento de jusante à montante. Com isto, as usinas de jusante tendem a permanecer como usinas a fio d'água, sem alterações significativas nos seus volumes, cabendo aos reservatórios de cabeceira a regulação das vazões afluentes ao sistema, o que faz com que, a produtividade das usinas permaneça a maior possível. Estas características podem ser vistas na figuras 2 e 3. Esta característica é confirmada nos outros testes realizados, e que serão mostrados posteriormente.

Figura 2 - Trajetória de volume das usinas com vazão MLT

Figura 3 - Trajetória de volume das usinas com vazão 75 % da MLT

Figura 4 - Trajetória de volume das usinas com vazão 130% da MLT

Uma outra característica observada foi a maneira como as usinas se comportam para manterem a produtividade à máxima possível. As usinas utilizam, ao máximo, somente a parcela de água dos reservatórios possível de ser recuperada no próximo período chuvoso, sem necessidade de vertimento). Assim, nos períodos de menor vazão afluente, menor é a “flutuação” de volume dos reservatórios das usinas. Isto porque, com o conhecimento da pouca afluência futura, o sistema prefere a utilização das térmicas e “guardar” a água para o enchimento futuro dos reservatórios para a obtenção de produtividade. Pode-se observar estes fatos nas trajetórias de volume das usinas de Emborcação e Itumbiara, operando com a vazão de 75% da MLT e 130% da MLT, nas figuras 3 e 4.

Assim, a partir destes resultados, podemos esperar certos comportamentos para os reservatórios das usinas de acordo com a sua posição na cascata, comprovando o que já foi dito, de que os reservatórios das usinas possuem comportamentos diferenciados e estes devem ser levados em consideração durante a operação. O principal deles é que os reservatórios podem, a partir destes comportamentos, serem divididos em reservatórios de jusante, de montante e intermediários.

IV.3.TESTES DE OTIMIZAÇÃO

Estudou-se um sistema composto por 7 importantes usinas do Sistema Sudeste Brasileiro, com as usinas de Emborcação, Itumbiara e São Simão, localizadas

ao longo do Rio Paranaíba, Furnas, Marimbondo e Água Vermelha, localizadas ao longo do Rio Grande, e Ilha Solteira, localizada no Rio Paraná. Este sistema está interligado em cascata formando um Y como mostra a figura 5.

Uma das grandes dificuldades para a simulação de sistemas hidrotérmicos interligados é a demanda a ser considerada durante a simulação, pois não se conhece o seu valor, ou seja, o problema está no fato de se trabalhar com uma parte do sistema e não haver uma parte de mercado designada para este subsistema. A dificuldade de se modelar estocasticamente o mercado de energia leva a se planejar a operação dos sistemas para uma demanda determinística mais provável, sendo esta a prática normalmente usada, o que entretanto não altera a característica apontada. E ainda devido a interligação do sistema, não temos condições de definir a carga a ser atendido por esta ou aquela usina.

Figura 5 - Representação do sistema teste com sete usinas

A solução adotada é estimar uma demanda média para o sistema em estudo através da relação $(\text{DEMANDA})/(\text{POTÊNCIA INSTALADA DO SISTEMA})$. Estudos realizados mostram que para o Sistema Sudeste Brasileiro, essa relação $(\text{CARGA})/(\text{POTÊNCIA})$ é de aproximadamente 70%, e sendo a potência instalada do nosso sistema em estudo de aproximadamente 12570 MW, será considerada uma demanda média de 10000 MW. Com esta demanda média e com a sazonalidade de carga do sistema em estudo, no caso o Sudeste, o programa otimizador tem uma estimativa de carga.

Como anteriormente, adotou-se o mês de maio como o início de todas as simulações e o período considerado foi de 60 meses. Testes idênticos aos descritos no item V.2 são realizados com este sistema, utilizando vazão MLT, 60% da MLT, 80% da MLT e 120% da MLT. Começando e terminando com diferentes estados de armazenamento. Estes testes reafirmam os resultados obtidos anteriormente.

Inicialmente, decidiu-se obter as regras de operação otimizadas baseadas na otimização do sistema começando com os reservatórios cheios, terminando com eles vazios e submetido a vazão de 80% de MLT, visto que o histórico de vazões mostra uma distribuição de densidade de probabilidade assimétrica, e aquelas representam o valor mais provável para as afluências [32]. A utilização dos estados iniciais cheios e finais vazios, teve como objetivo a obtenção de pontos para todos os valores de volume e energia armazenada.

Obteve-se assim, para cada usina, um conjunto de pontos relacionando a sua trajetória de volume com o estado de armazenamento de energia do sistema. Estes

foram plotados fornecendo uma nuvem de pontos, como pode ser visto nas figuras 6 e 7 que representam as usinas de Furnas e Ilha Solteira. A partir destas nuvens de pontos, foram realizadas diversas tentativas de ajuste das “curvas médias” para utilizá-las como regras de operação.

A idéia inicial era tentar o ajuste das nuvens de pontos através de equações polinomiais de diferentes graus, devido a existência de programas comerciais para tais fins. Mas resultados iniciais mostraram que para certas usinas, principalmente as localizadas a jusante, este tipo de equação polinomial não nos fornecia resultados satisfatórios. As curvas que mais se ajustavam à nuvem de pontos, neste caso, eram as exponenciais. Assim, foi desenvolvido um algoritmo utilizando-se o método dos mínimos quadrados [36, 37], para a obtenção das curvas para estas usinas.

Figura 6 - Conjunto de pontos volume da usina x energia armazenada do sistema

Figura 7 - Conjunto de pontos volume da usina x energia armazenada no sistema

Uma das grandes dificuldades, tanto com o algoritmo desenvolvido, quanto com os programas gráficos comerciais disponíveis, foi a necessidade de se impor certas restrições necessárias às curvas, tais como: quando a energia armazenada no sistema for nula, o volume dos reservatórios das usinas deve ser zero (ponto $(0,0)$)* ; quando a energia for total, todos os reservatórios devem estar cheios (ponto $(100,100)$); e evitar que as curvas assumam valores inferiores ao mínimo e superiores ao máximo do seu volume. Assim, após a obtenção das curvas, para alguns casos foi necessário impor restrições limitando a região de validade.

Obteve-se para cada usina, um conjunto de equações polinomiais de diferentes graus e exponenciais, e a partir deste conjunto escolheu-se a curva que melhor representa a nuvem de pontos.

* trabalha-se no caso com volumes e energias percentuais

Numa etapa seguinte, realizaram-se os mesmos testes, mas agora substituindo as vazões 80% da MLT por vazões correspondentes ao histórico, do período de 1931 a 1988, separados em intervalos de 60 meses. Isto para abranger um conjunto amostral maior.

Nos sistemas hidrotérmicos de alguns países, como no sistema da Noruega [41, 42], onde a produção hidráulica é superior a 99% e a maioria dos rios possuem um regime hidrológico com enchente de primavera, relativamente altas descargas no verão e outono, e baixas afluências no inverno (quando o consumo é praticamente o dobro), são utilizados critérios diferentes de operação dos reservatórios para o períodos de enchimento e de deplecionamento. Assim, experimentou-se também obter regras diferenciadas para o processo de enchimento e de deplecionamento dos reservatórios, numa tentativa de identificar algum tipo de melhoria das regras.

IV.3.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS

O conjunto de pontos obtido foi traçado em forma de gráfico, e as nuvens de pontos indicam algumas tendências, que nos permitem dividir as usinas de reservatórios em três grupos com características de comportamento diferenciados, os quais são: as usinas de montante, as intermediárias e as de jusante. Pudemos constatar que tanto nos testes iniciais, como nos testes com vazões de 1931 a 1988, estas características são bem visíveis [43].

Figura 8 - Regra obtida para a usina de Emborcação com a vazão 80% da MLT

Figura 9 - Regra obtida para a usina de Furnas com vazão 80% da MLT

Figura 10 - Regra obtida para a usina de Emborcação com as vazões do histórico de 1931 a 1988

Figura 11 - Regra obtida para a usina de Furnas com as vazões do histórico de 1931 a 1988

O comportamento dos reservatórios das usinas de montante, Emborcação e Furnas, são melhor representados por equações polinomiais obtidas por regressão polinomial. Nos primeiros testes, as equações que melhor representaram estas usinas foram equações polinomiais de grau 3, e nos testes com vazões de 1931 a 1988 foram polinômios de grau 6 e 7 respectivamente para Emborcação e Furnas. Entretanto, foi necessário impor intervalos de restrições para estas curvas, pois estas assumem valores negativos para o volume fora destes intervalos. As figuras 8, 9, 10 e 11 mostram as regras obtidas para as usinas de Emborcação e Furnas com os testes utilizando-se a vazão 80% da MLT e o histórico de vazões do período de 1931 a 1988.

Para os reservatórios das usinas localizadas mais a jusante (Ilha Solteira, São Simão, Água Vermelha e Marimbondo), as equações que mais se ajustaram foram as equações exponenciais, sendo que estas acentuam as características destas usinas de manterem praticamente cheios os seus reservatórios enquanto a energia armazenada total do sistema não atinge níveis mínimos. Nos dois testes descritos, os resultados são semelhantes, e mostram que as usinas deste tipo possuem características totalmente diferentes das usinas de montante mostrada anteriormente. As figuras 12, 13, 14 e 15 mostram as regras obtidas para estas usinas com a vazão 80% da MLT, e as figuras 16, 17, 18, 19 mostram as regras utilizando-se as vazões do histórico de 1931 a 1988.

Figura 12 - Regra obtida para a usina de São Simão com vazão 80% da MLT

Figura 13 - Regra obtida para a usina de Marimbondo com a vazão 80% da MLT

Figura 14 - Regra obtida para a usina de Água Vermelha com vazão 80% da MLT

Figura 15 - Regra obtida para a usina de Ilha Solteira com vazão 80% da MLT

Figura 16 - Regra obtida para a usina de São Simão com as vazões do histórico de 1931 a 1988

Figura 17 - Regra obtida para a usina de Marimbondo com as vazões do histórico de 1931 a 1988

Figura 18 - Regra obtida para a usina de Água Vermelha com as vazões do histórico de 1931 a 1988

Figura 19 - Regra obtida para a usina de Ilha Solteira com as vazões do histórico de 1931 a 1988

O terceiro tipo de usinas, intermediárias, é representado pela usina de Itumbiara. O ajuste mais apropriado obtido foi diferente nos dois testes. Nos testes com vazão igual a 80% da MLT, obteve-se uma aproximação por uma exponencial, figura 20, como nas usinas de jusante, mas com uma curvatura mais suave, e nos testes com o histórico de 1931 a 1988, a equação que melhor representou a nuvem de pontos foi um polinômio de grau 7, figura 21, como as usinas de montante.

Os resultados confirmam o papel que cada tipo de usina possui no sistema, de acordo com a sua localização e sua importância no sistema. As usinas de montante com incumbência de absorver a sazonalidade das afluências e da demanda, são as que mais oscilam variando o seu volume. As usinas de jusante, com o papel de manter a máxima produtividade, oscilam o menos possível o seu volume. E as usinas intermediárias possuem um comportamento misto entre os dois tipos citados anteriormente, tanto é que nos testes realizados com a vazão 80% da MLT, a regra obtida foi uma equação exponencial, como as usinas de jusante, e nos testes com a vazão do histórico de 1931 a 1988, foi obtida uma equação polinomial. Ainda, as curvas ajustadas para as usinas localizadas mais a jusante se situam acima daquelas ajustadas para as usinas a montante como pode ser visto nas figuras 22 e 23.

Figura 20 - Regra obtida para a usina de Itumbiara com a vazão 80% da MLT

Figura 21 - Regra obtida para a usina de Itumbiara com as vazões do histórico de 1931 a 1988

Figura 22 - Regras obtidas utilizando-se a vazão 80% da MLT

Figura 23 - Regras obtidas para usinas utilizando-se as vazões do histórico de 1931 a 1988

A tabela 1 mostra as equações obtidas nos dois casos para cada reservatório das usinas que compõem o sistema.

Tabela 1- Regras obtidas para as usinas nos casos 1 e 2

USINA	CASO 1	CASO 2
EMBORCAÇÃO	$v(\%) = 3.4111926$ $- 0.75076926 \cdot \alpha$ $+ 0.0320405 \cdot \alpha^2$ $- 1.4874 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha^3$	$v(\%) = 0.39638525 \cdot \alpha$ $- 0.030140805 \cdot \alpha^2$ $+ 0.0011421429 \cdot \alpha^3$ $- 1.0847091 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^4$ $+ 2.3011881 \cdot 10^{-8} \cdot \alpha^5$ $+ 7.422 \cdot 10^{-11} \cdot \alpha^6$
ITUMBIARA	$v(\%) = 101.865738 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.04 \cdot \alpha))$	$v(\%) = 0.044161868 \cdot \alpha$ $- 0.065472033 \cdot \alpha^2$ $+ 0.012803157 \cdot \alpha^3$ $- 4.5864769 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha^4$ $+ 7.0234697 \cdot 10^{-6} \cdot \alpha^5$ $- 5.0230152 \cdot 10^{-8} \cdot \alpha^6$ $+ 1.3807375 \cdot 10^{-10} \cdot \alpha^7$
SÃO SIMÃO	$v(\%) = 100.0 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.191712 \cdot \alpha))$	$v(\%) = 100 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.14349172 \cdot \alpha))$
PURNAS	$v(\%) = -2.6877592$ $- 0.85901224 \cdot \alpha$ $+ 2.99 \cdot 10^{-2} \cdot \alpha^2$ $- 1.10412 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha^3$	$v(\%) = -0.15798763$ $+ 0.27931858 \cdot \alpha$ $- 0.017226488 \cdot \alpha^2$ $- 8.6109156 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha^3$ $+ 7.9267174 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^4$ $- 1.6736346 \cdot 10^{-6} \cdot \alpha^5$ $+ 1.4418089 \cdot 10^{-8} \cdot \alpha^6$ $- 4.5034553 \cdot 10^{-11} \cdot \alpha^7$
MARIMBONDO	$v(\%) = 100.0 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.164648 \cdot \alpha))$	$v(\%) = 100.0 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.12072455 \cdot \alpha))$
ÁGUA VERMELHA	$v(\%) = 100.0 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.198685 \cdot \alpha))$	$v(\%) = 100.0 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.14095098 \cdot \alpha))$
ILHA SOLTEIRA	$v(\%) = 100.0 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.2406015 \cdot \alpha))$	$v(\%) = 100.0 \cdot$ $(1.0 - \exp(-0.32056336 \cdot \alpha))$

Quanto ao teste realizado, separando-se os pontos de enchimento e os pontos de deplecionamento, pudemos constatar que apesar das características serem diferentes, esta diferença não justifica, por enquanto, a utilização de regras diferentes durante os dois períodos. As figuras 24 e 25 mostram os conjuntos de pontos, e as suas respectivas aproximações por equações. E a figura 26 mostra as duas curvas num mesmo gráfico, onde o caminho de descida se localiza acima do caminho de subida.

Figura 24 - Pontos representativo do deplecionamento e curva exponencial aproximada

Figura 25 - Pontos representativos do enchimento e curva exponencial aproximada

Figura 26 - Curvas representativas do comportamento de enchimento e deplecionamento

V. AVALIAÇÃO DAS NOVAS REGRAS OBTIDAS

V.1. SIMULAÇÃO COM AS NOVAS REGRAS OBTIDAS

V.1.1.OS TESTES REALIZADOS

Estes testes têm como objetivo verificar a eficiência das regras obtidas e compará-las com os métodos em vigor. O instrumento para a realização destes testes de simulação com as novas regras já foi apresentado no Capítulo III.3.2.

Inicialmente, rodou-se o programa otimizador para o mesmo sistema apresentado no capítulo anterior, figura 5, ou seja, composto pelas usinas de Emborcação, Itumbiara, São Simão, Furnas, Marimbondo, Água Vermelha e Ilha Solteira, com uma demanda média de 10000 MW.mês, sazonalidade de mercado do Sistema Sudeste, taxa de desconto de 10% ao ano, começando e terminando com os reservatórios cheios.

As afluições em estudo foram a MLT, 80% e 120% da MLT, as afluições do período de 1947 a 1952 e 1971 a 1976 (períodos de afluição média), a do período de 1951 a 1956 (período de seca) e a do período de 1980 a 1985 (período cheio). Sempre começando em maio e terminando em abril.

As gerações hidráulicas do sistema em cada intervalo do período, obtidas através do programa otimizador, são tomadas como metas de geração hidráulica para os simuladores com as regras.

Obtidas as metas de geração, foram realizadas simulações com regras, com o mesmo sistema e os mesmos períodos da otimização, utilizando-se as diferentes regras de operação.

Para diferenciarmos as regras utilizadas durante as simulações de operação, denominou-se **caso 1**, o sistema utilizando as regras obtidas com a vazão 80% da MLT; **caso 2**, o sistema com as regras obtidas com as vazões do histórico de 1931 a 1988; e **paralelo**, o sistema utilizando as regras do paralelismo. As figuras 27, 28, 29, 30, 31, 32 e 33 mostram as regras do caso 1 e 2 para cada usina do sistema .

Figura 27 - Regras para a usina de Emborcação

Figura 28 - Regras para a usina de Itumbiara

Figura 29 - Regras para a usina de São Simão

Figura 30 - Regras para a usina de Fornos

Figura 31 - Regras para a usina de Marimbondo

Figura 32 - Regras para a usina de Água Vermelha

Figura 33 - Regras para a usina de Ilha Solteira

Como resultados destas simulações obtemos os estados finais dos sistemas e, a partir destes, utilizando-se os algoritmos de cálculo de energia, calculamos as energias armazenadas nos finais de cada simulação, servindo como parâmetro de comparação da eficiência das regras.

V.1.2. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os gráficos das figuras 34 a 40 nos mostram que os dois sistemas (caso 1 e caso 2), operando com as regras obtidas, possuem um rendimento melhor que a operação por paralelismo.

Figura 34 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência 120% da MLT

Figura 35 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência 80% da MLT

Figura 36 - Energia armazenada no final da simulação da operação com afluência MLT

Figura 37 - Energia armazenada no final da simulação com afluência do período de 1947 a 1952

Figura 38 - Energia armazenada no final da simulação com afluência do período de 1951 - 1956

Figura 39 - Energia armazenada no final da simulação com afluência do período de 1971 - 1976

Figura 40 - Energia armazenada no final da simulação com afluência do período de 1980 - 1985

Antes de continuarmos a análise, um esclarecimento necessário é que durante as simulações, em alguns casos, verificou-se uma situação aparentemente favorável à operação com o paralelismo, ou seja, no gráfico da energia armazenada, o sistema que utiliza a regra do paralelismo consegue uma recuperação de energia maior do que o sistema que utiliza as regras obtidas. Esta situação pode ser vista nas figura 35, onde o sistema com o paralelismo sai de um estado menos favorável, período 7, e consegue se igualar ao sistema com as novas regras obtidas no período 12. Esta situação pode ser vista também na figura 38, nos períodos de 7 a 12. Aparentemente seria uma incoerência com os resultados gerais obtidos.

Entretanto, a partir de uma análise mais detalhada da simulação, observa-se que a situação se deve ao fato do sistema com as novas regras não conseguir guardar energia, decorrente do limite de turbinagem mínima atingido. E isto acontece quando o período analisado é um período mais seco, já que, nestes períodos, as metas de geração fornecidas pelo otimizador são baixas (o otimizador “enxerga” um período de pouca afluência e resolve, durante a otimização, guardar a água e gerar mais com as térmicas, assim acaba fornecendo uma meta de geração hidráulica menor para o simulador, com uma particularidade, a geração hidráulica é adiada sempre para o final do período analisado) e o simulador acaba encontrando dificuldade de alocar a água existente no começo das simulações, sendo obrigado, devido ao limite de turbinagem mínima, a gerar mais do que a meta estipulada. Assim, a situação não deve ser interpretada como uma desvantagem das regras obtidas com relação ao paralelismo.

Uma outra situação observada é que em alguns intervalos das simulações o simulador não consegue atender a meta de geração estipulada devido ao esvaziamento dos reservatórios das usinas. Neste caso, a decisão tomada pelo programa de simulação é fornecer a máxima energia possível e indicar um déficit de energia para este intervalo. Esta situação de déficit pode ser facilmente identificada através dos gráficos da energia armazenada no sistema (os gráficos das figuras 34, 36, 37, 39 e 40 mostram esta situação), onde a energia armazenada do sistema chega a zero. A tabela 2 mostra os déficits de geração acumulados durante as simulações, com as diversas aflúências, para a operação com o paralelismo, caso1 e caso2.

Tabela 2 - Déficit de geração acumulada durante o processo de simulação (MW.mês).

afluência regra de operação	MLT 120%	MLT	MLT 80%	1947 a 1952	1951 a 1956	1971 a 1976	1980 a 1985
paralelo	37465	16081	0	25005	0	23990	19050
caso1	0	0	0	4396	0	0	14900
caso2	0	0	0	4600	0	0	14800

Na tabela 2 podemos observar que o paralelismo apresenta, com maior frequência, o problema de déficit de geração, enquanto que, no caso da operação com as novas regras, o problema ocorre somente com as aflúências do período de 1947 a 1952 e do período de 1980 a 1985.

A tabela 3 contém nas linhas 2 e 3 os valores da energia armazenada que o sistema possuiria, descontando-se da energia armazenada final (mostrada pelos gráficos das figuras 34 a 40), o déficit de geração total do sistema durante a operação, contido na tabela 2 (isto equivale a suprir os déficits de geração das hidroelétricas,

durante as operações, através de fontes alternativas - por exemplo, com as térmicas - e no final da operação, calcular o superávit ou o déficit de energia, descontando-se da energia armazenada final, a energia emprestada).

Tabela 3 - Energia armazenada no sistema menos o déficit de geração acumulada (linhas 2 e 3), e a diferença entre as linhas 3 e 2 na linha 4 (MW.mês).

afluência regra de operação	MLT 120%	MLT	MLT 80%	1947 a 1952	1951 a 1956	1971 a 1976	1980 a 1985
paralelo	-21000	-1700	+20500	-6500	+24600	-14000	+1500
novas regras	+20500	+30700	+32000	+16000	+32800	+28700	+22000
diferença	41500	32400	11500	22500	8200	42700	20500

A linha 4 da tabela 3 contém as diferenças entre as linhas 3 e 2 e representa o saldo de energia armazenada da operação com as regras em relação a operação em paralelo, descontando-se o déficit de energia mencionado.

Observando-se as figuras 34, 35 e 36, verificamos que para uma afluência "bem comportada", nos casos 80% da MLT, MLT e 120% da MLT, as diferenças entre os resultados da simulação com as regras e o paralelismo são de aproximadamente 50%, 120% e 15%, respectivamente.

Entretanto, observa-se pelos resultados obtidos nas tabelas 2 e 3, que se forem considerados os déficits de energia durante o processo de simulação da operação, haverá uma tendência de se ter uma maior diferença entre a simulação com regras obtidas e a simulação com o paralelismo, na medida em que cresce a afluência, visto que, o simulador com a regra do paralelismo apresenta uma maior dificuldade para atender as metas de geração para esses períodos de maior afluência. Na tabela 3

podemos verificar que as diferenças para os casos 80%, 100% e 120% da MLT são 11500, 32400 e 41500 MW.mês, respectivamente. Sendo a energia armazenada máxima do sistema estimada em 41046 MW.mês, as diferenças representam respectivamente 28%, 79% e 101% da energia armazenada máxima do sistema.

As figuras 37, 38, 39 e 40 apresentam simulações onde as afluições utilizadas não são tão uniformes quanto os casos acima. Se analisarmos apenas estes gráficos, desconsiderando-se os déficits de geração, os ganhos das regras propostas sobre a regra do paralelismo obtidos durante as simulações com as afluições do período de 1947 a 1952 (período médio), do período de 1951 a 1956 (período seco), do período de 1971 a 1976 (período médio) e do período de 1980 a 1985 (período cheio) foram de 10%, 37%, 200% e 11% respectivamente.

Agora, observando-se as tabelas 2 e 3, verificamos que os resultados anteriores praticamente se repetem, ou seja, há uma tendência das diferenças entre as simulações crescer a medida que a afluição considerada é maior, exceto pelo caso com as afluições do período de 1980 a 1985 (período cheio), onde a diferença é maior que os caso seco (1947 a 1952) e médio (1951 a 1956), mas menor que o caso 1971 a 1976 (médio). Entretanto, a explicação para isto está no fato do período ser excessivamente cheio e o sistema conseguir recuperar toda a energia praticamente já no meio da simulação, tanto para a simulação utilizando-se as regras propostas, quanto utilizando-se o paralelismo, e com isto, uma parte da vantagem das regras é “perdida”. Essas diferenças são de 55%, 20%, 104% e 50% respectivamente para os casos onde as afluições são as de 1947 a 1952, de 1951 a 1956, de 1971 a 1976 e de 1980 a 1985.

Uma observação que podemos ressaltar novamente, é que enquanto a simulação da operação, utilizando-se a regra do paralelismo, teve dificuldades de atender a carga nos períodos de afluência 120% da MLT, MLT, período de 1947 a 1952, período de 1971 a 1976 e período de 1980 a 1985, a simulação da operação com as regras obtidas apresentou problemas somente no caso da afluência do período de 1980 a 1985 e um pouco no período de 1947 a 1952. Isto mostra mais uma vez que a utilização das regras obtidas para a simulação apresentam melhores resultados que a operação com as regras do paralelismo, onde o sistema atinge com mais facilidade seus limites operativos.

Um esclarecimento mais detalhado das razões que fazem com que a diferença entre os resultados seja maior quando a afluência compreende períodos cheios, do que durante os períodos secos, pode ser dada da seguinte maneira:

O sistema hidroelétrico brasileiro possui uma característica conservativa, isto é, ele tende ao final do seu ciclo anual recuperar o seu volume máximo, devido ao chamado efeito cota. O programa otimizador, utilizado para a obtenção das metas de geração hidroelétrica, possui a característica de atender a uma certa demanda, dada uma hidrologia, minimizando o custo operacional do sistema, substituindo na medida do possível a geração térmica por geração hidroelétrica, o que em geral, leva à máxima geração hidráulica possível [20]. E este programa leva em conta esse efeito cota e faz com que o sistema deplecione somente a água que ele será capaz de recuperar no final de cada ciclo, recuperando produtividade. Assim, se o programa otimizador perceber que a afluência não é suficiente, o sistema decide utilizar térmicas, em vez de deplecionar uma energia que ele não conseguirá recuperar, pois

nesse caso ele perderia produtividade. O programa possui ainda a filosofia de térmicas equivalentes em paralelo com capacidade infinita, que além de atender os déficits e os intercâmbios não contratuais, representam os cortes de cargas necessários, isto é, toda demanda não suprida pelas usinas hidroelétricas é complementada pelas térmica. Deste modo, para os períodos cheios, as metas de geração hidroelétricas fornecidas pelo otimizador são maiores que do que os fornecidos para os períodos secos, como pode ser visto na figura 41, que mostra a atuação das térmicas, na otimização, durante o período cheio (1980 a 1985) e durante o período seco (1951 a 1956).

Figura 41 - Representação da geração térmica durante período cheio e período seco

Assim, as metas de geração hidroelétrica a serem utilizadas durante as simulações de operação com as regras, fornecidas pelo programa otimizador com as

afluências dos períodos cheios, são mais difíceis de serem reproduzidas durante as simulações, tanto utilizando as regras obtidas, como a regra do paralelismo. Logo, as diferenças entre as energias armazenadas no final das simulações será maior durante os períodos cheios.

Comparando agora os sistemas do caso 1 e caso 2, os gráficos mostram que o segundo, com as regras obtidas utilizando-se as vazões do histórico de 1931 a 1988, apresenta um desempenho ligeiramente melhor. Estes resultados eram esperados, pois o fato da amostragem ser mais abrangente nos fornece um conjunto mais representativo do sistema.

Embora os resultados do caso 2 sejam um pouco melhores que o caso 1, a pequena diferença entre eles nos leva a concluir que a vazão de 80% da MLT é uma boa representação das afluências, confirmando o que já foi dito, de que ela representa o valor mais provável para as afluências, devido a distribuição de densidade de probabilidade assimétrica do histórico de vazões.

V.2. MODELO EQUIVALENTE DE ENERGIA

Uma outra avaliação, das regras obtidas, foi realizada através da construção de um Modelo Equivalente de Energia utilizando estas regras.

Como já foi dito, o Modelo Equivalente de Energia (MEE) é utilizado em várias etapas do planejamento da operação. Uma delas é durante o planejamento de longo prazo utilizando a PDE, onde o sistema é representado através de um MEE para se contornar o problema da dimensionalidade.

Neste item, apresenta-se uma avaliação do MEE, utilizando as novas regras obtidas, comparando os resultados com o MEE, calculado utilizando-se a regra do paralelismo, a qual chamamos de MEE clássico.

Para os nossos estudos de comparação dos modelos equivalentes, redefiniu-se o conceito de energia armazenada média, porque ao contrário do que se poderia supor inicialmente, o conceito de energia armazenada média no modelo equivalente clássico, se refere a energia armazenada equivalente a metade do volume útil e não a metade da energia armazenada máxima.

E assim, durante as comparações, este conceito perde o sentido, já que com as regras obtidas, cada reservatório das usinas que compõem o sistema passam a ter um determinado volume diferenciado. Definiremos então a energia armazenada média como sendo a metade da energia armazenada máxima.

Para os testes de comparação do modelo equivalente de energia, utilizou-se o mesmo sistema apresentado anteriormente, composto pelas 7 usinas. Foram utilizadas as afluições de 1931 a 1936, de 1947 a 1952, de 1951 a 1956, de 1971 a 1976, de 1980 a 1985, a afluição MLT, 70% da MLT e 120% da MLT.

Nos cálculos dos modelos clássicos e com regras, encontraremos, como já foi mostrado anteriormente, valores diferentes para a energia armazenada máxima e média, a energia controlável, o fator de correção da energia controlável, e os coeficientes das funções que definirão a energia de vazão mínima (a_{evm} , b_{evm} , c_{evm}) e a energia evaporada (a_{evp} , b_{evp} , c_{evp}).

Tabela 4 - Energia armazenada no sistema utilizando o paralelismo e as novas regras.

Energia Armazenada no Modelo com operação em paralelo (E_A) [MW.mês]		Energia Armazenada no Modelo com as novas regras obtidas (E_{A0}) [MW.mês]	
Máxima	Média	Máxima	Média
41046.4	20523.2	43169.2	21584.6

Na Tabela 4 são apresentadas as energias armazenadas máximas e médias, calculadas segundo o modelo clássico (com a regra do paralelismo) e com o novo modelo utilizando-se as novas regras obtidas, e estas energias dependem somente da configuração do sistema. Observa-se que a representação com a regra do paralelismo subestima a quantidade de energia armazenada no sistema, em aproximadamente 5% da capacidade máxima do reservatório equivalente.

As energias controláveis dependem da configuração do sistema e da vazão considerada. Na Tabela 5 elas são apresentadas para a vazão do período de 1931 a 1932. Nela observa-se que o ganho médio de energia controlável no sistema é de 6%.

A partir destes resultados podemos observar que a utilização das novas regras de operação nos fornecem uma nova caracterização para o modelo equivalente de energia, fornecendo uma energia armazenada e energia controlável maiores que no modelo clássico.

Tabela 5 - Energia controlável no sistema, com as afluições do período de 1931 a 1932, utilizando o paralelismo e as novas regras.

Energia Controlável no Modelo com operação em paralelo (E_c) [MW.mês]	Energia Controlável no Modelo com as novas regras obtidas (E_{co}) [MW.mês]
0.7824E+04	0.8311E+04
0.5067E+04	0.5386E+04
0.4156E+04	0.4415E+04
0.3207E+04	0.3405E+04
0.3348E+04	0.3557E+04
0.3412E+04	0.3621E+04
0.3654E+04	0.3880E+04
0.6110E+04	0.6505E+04
0.9075E+04	0.9679E+04
0.1308E+05	0.1389E+05
0.9924E+04	0.1054E+05
0.5965E+04	0.6337E+04

As equações de correção da energia armazenada também dependem do período considerado. Nos gráficos das figuras 42, 43 e 44 temos a comparação das

funções de correção da energia controlável, utilizando-se as afluições do período de 1931-1936, do período de 1951-1956 e do período de 1980-1986. E os gráficos mostram que a energia controlável corrigida será em média 10% maior.

Figura 42 - Fator de Correção da Energia Controlável x Energia Armazenada - caso 1931 a 1936

Os gráficos das figuras 45 e 46 representam as funções de energia evaporada e de energia de vazão mínima em função da energia armazenada do sistema, respectivamente, e estes dependem somente da configuração do sistema. Podemos observar, nos gráficos, que para uma dada energia armazenada média, as energias evaporadas e de vazão mínima serão menores (aproximadamente 6% para a energia evaporada e desprezível para a energia de vazão mínima).

Figura 43 - Fator de Correção da Energia controlável x Energia armazenada - caso 1951 a 1956

Figura 44 - Fator de Correção da Energia controlável x Energia Armazenada - caso 1980 a 1985

Figura 45 - Energia Evaporada x Energia armazenada

Figura 46 - Energia de vazão mínima x Energia Armazenada

Com a adoção das novas regras obtidas observa-se, além do aumento dos valores das energias armazenada e controlável, uma diminuição dos valores das energias evaporadas e de vazão mínima (para uma dada energia armazenada, as funções de energia de vazão mínima e energia evaporada nos fornece um valor menor no caso do modelo com as regras de operação novas).

Assim, podemos concluir que o sistema representado pelas novas regras obtidas "ganhou" energia em relação ao modelo clássico. Desta forma obtém-se um reservatório equivalente de energia muito mais fiel à realidade.

VI. CONCLUSÕES

Neste trabalho é desenvolvida uma metodologia para a obtenção de regras otimizadas de operação, são realizados testes de simulação da operação, utilizando-se as novas regras obtidas, e também, constrói-se um Modelo Equivalente de Energia, utilizando as novas regras obtidas, visando a avaliação destas regras.

A metodologia proposta para a obtenção das regras é, dado um sistema hidroelétrico, fazer uma simulação de operação otimizada, e através desta obter conjuntos de pontos relacionando a energia armazenada do sistema e os volumes de cada usina. Depois, através de métodos numéricos, obter equações representativas das nuvens de pontos para cada usina. Estas curvas são as regras de operação que procuram representar a operação ótima das usinas deste sistema.

A partir da análise dos resultados podemos concluir que grupos de usinas com diferentes características necessitam de regras diferenciadas, isto é, cada usina de reservatório necessita de uma regra de deplecionamento ou regra de operação. E esta, depende não somente das características de cada usina, mas também das características do sistema como um todo, pois a finalidade das regras é definir uma política de operação em conjunto de todos os reservatórios do sistema. Assim, o

conjunto de regras é composto por curvas que seguem a localização na cascata, isto é, as curvas das usinas a jusante se situam acima das curvas das usinas a montante.

Os resultados obtidos durante as simulações de operação mostram que o ganho de energia armazenada no sistema, utilizando as regras, no período considerado de 5 anos é considerável. A utilização destas regras individualizadas para cada reservatório das usinas do sistema, durante a operação, traz melhores resultados do que as regras de operação em paralelo utilizadas atualmente.

O paralelismo apresenta com maior frequência o problema de déficit de geração, principalmente quando as afluências são maiores, ou seja, as metas de geração fornecidas pelo otimizador são elevadas, e conseqüentemente mais difíceis de serem reproduzidas durante a simulação, exigindo uma melhor qualidade das regras utilizadas. Entretanto, com as regras propostas esse problema é bem menor, indicando assim, que elas são mais eficientes que as regras do paralelismo.

Deve-se observar que em todas as situações hidrológicas testadas houve evidente ganho de energia com as regras otimizadas em relação à operação em paralelo, sem que houvesse nenhum indício, em nenhuma situação, de ocorrência contrária, mostrando assim nítida vantagem das regras obtidas.

Assim, como viu-se anteriormente, para os períodos de afluências mais baixas, afluências médias e afluências mais elevadas usando-se a MLT, obtiveram-se ganhos reais nas regras obtidas em relação ao paralelismo, respectivamente, de 28%, 79% e 101% da capacidade de armazenamento máximo do sistema. Já quando usaram-se períodos do histórico para períodos de afluências baixas, afluências médias,

novamente afluições médias e afluições mais elevadas, obtiveram-se ganhos, respectivamente, de 20%, 55%, 104% e 50% da mesma capacidade de armazenamento máxima.

Assim, os resultados mostram que as regras propostas apresentam melhores resultados que o paralelismo, e ainda, que há uma tendência dessa diferença entre os resultados da simulação com as regras obtidas e com o paralelismo ser maior para os períodos com maior afluições.

Utilizando-se as novas regras no Modelo Equivalente de Energia obtivemos, também, um ganho significativo, já que os resultados mostraram que este modelo possui uma maior energia armazenada (ganho de 5%) e energia controlável (ganho de 6%), e uma menor energia evaporada (6%) e energia de vazão mínima do que o Modelo Equivalente, calculado utilizando-se a regra do paralelismo, ou seja, uma representação do sistema mais realista e com mais energia.

Estes ganhos obtidos podem, por exemplo, num estudo de planejamento da operação, significar a diferença entre a necessidade de se realizar um racionamento ou até mesmo um corte de carga durante os períodos críticos. Num estudo de planejamento da expansão, pode significar a diferença entre construir ou não uma usina hidroelétrica.

Desta maneira, estes estudos comprovam a importância das regras de operação, mostrando que as regras existentes deixam muito a desejar, e que a metodologia proposta para a obtenção das regras otimizadas é de fácil aplicação e grande eficiência.

A partir deste trabalho, muitas pesquisas em continuidade podem ser realizadas. O método descrito pode ser aperfeiçoado com a implementação de um processo automatizado, e estudos, neste sentido, poderiam ser realizados.

Um trabalho interessante seria um estudo detalhado da aplicação das regras de operação num sistema real maior, como o Sistema Sudeste Brasileiro completo, do ponto de vista do planejamento de longo prazo com a PDE, utilizando-se o Modelo Equivalente de Energia, ou seja, realizar o planejamento de longo prazo com uma representação mais coerente do sistema real.

No planejamento de médio prazo também é interessante a utilização das regras obtidas, durante o processo de desagregação das metas de geração do longo prazo entre as várias usinas.

APÊNDICES

APÊNDICE 1 - ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO

Neste item é apresentado um algoritmo não linear para a maximização de benefícios em problemas que podem ser formulados como de fluxo em redes [5, 19, 30, 35, 38, 39]. Nos problemas de operação elétrica, o algoritmo aproveita a estrutura particular da rede e sua principal característica é a identificação da base por um único índice.

1. MODELO DE FLUXO EM REDE PARA O PROBLEMA HIDROTÉRMICO

Nos problemas de planejamento da operação de sistemas elétricos, estes sistemas podem ser representados por arborescências, como mostra figura 1.

Figura 1- Sistema de reservatórios com estrutura topológica de arborescência

A repetição temporal desta arborescência resulta na arborescência temporalmente expandida. A figura 2 mostra um sistema com 4 usinas e 3 intervalos.

Figura 2 - Representação por arborescência temporalmente expandida da Figura IX-1

O nó sumidouro S representa o fim do aproveitamento dos recursos hidráulicos (defluências $u_1(1)$, $u_2(2)$, $u_3(3)$ e volumes $v_1(4)$, $v_2(4)$, $v_3(4)$ e $v_4(4)$).

Uma característica importante deste grafo é possuir dois arcos divergentes por nó, o volume $v_i(t+1)$ que liga o nó (i,t) ao nó $(i,t+1)$, e a defluência $u_i(t)$, que liga o nó (i,t) ao nó (j,t) , onde j é o reservatório localizado a jusante.

Denotando a defluência e o volume armazenado como variáveis de decisão, a equação de balanço hidráulico será dada por :

$$v_i(t) + y_i(t) + \sum_{j \in \Omega_i} u_i(t) = v_i(t+1) - u_i(t) \quad (1)$$

onde Ω_i - é o conjunto das usinas localizadas a montante de i

$y_i(t)$ - é a afluência incremental ao reservatório i .

O problema de maximização dos benefícios econômicos da produção hidráulica é equivalente ao problema de minimização do custo total de produção de energia hidrotérmica e será dada por:

$$\text{Min} \quad F = \sum_{t=1}^T f'(H(t)) \quad (2)$$

onde T é o número de intervalos do horizonte de planejamento e $H(t)$ é a geração hidráulica total. O custo total de produção de energia do sistema hidrotérmico é equivalente ao custo total de produção das térmicas, o que é expressa na equação a seguir:

$$f'(H(t)) = C(G(t)) \quad (3)$$

Este custo pode ser representado por uma função, convexa e decrescente, da produção hidráulica total $H(t)$ [5,19,39].

A geração térmica total será dada por :

$$G(t) = D(t) - H(t) \quad (4)$$

onde:

$D(t)$ é a demanda total.

E a geração hidráulica será dada por:

$$H(t) = \sum_{i=1}^N \phi[v_i(t), u_i(t)] \quad (5)$$

com $\phi[v_i(t), u_i(t)]$ - função geração hidroelétrica da usina i

Esta função objetivo, dada pela equação 2, é uma função não linear, não separável espacialmente, porém aditivamente separável no tempo [19,39].

O problema de programação hidrotérmico pode ser dado por:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \quad f(x) \\ & \text{s.a.} \quad \begin{aligned} & A \cdot x = b \\ & \underline{x} \leq x \leq \overline{x} \end{aligned} \end{aligned} \quad (6)$$

onde A representa o acoplamento espacial nos aproveitamentos hidroelétricos das bacias hidroelétricas, e o acoplamento temporal em cada hidroelétrica ao longo do tempo. O acoplamento espacial fica definido pelas defluências das usinas de montante para as de jusante na cascata. O acoplamento temporal se dá pelos volumes dos reservatórios sucessivamente nos intervalos de tempo ao longo do horizonte de planejamento. Assim A é a matriz de incidência nó-arco da rede hidráulica, x é o vetor de todas as variáveis de decisão de defluências e volumes e b é o vetor das afluências incrementais determinísticas.

O problema acima é um problema não linear de fluxo em uma rede capacitada, com estrutura muito especial [39].

2. MÉTODO DE SOLUÇÃO

Para problemas hidrotérmicos genéricos, é sabido que o Gradiente Reduzido, específico para estruturas de rede, possui o melhor desempenho, porque apresenta uma convergência assintótica [39]. Entretanto, o aproveitamento da estrutura de rede muito especial e da função objetivo aditivamente separável no tempo, com significado econômico bem definido, permite o desenvolvimento de um algoritmo específico para a

rede hidráulica como proposto por Carvalho [39], que se torna muito mais eficiente que o Gradiente Reduzido [19] e será apresentado a seguir.

2.1. MATRIZ DE DEFLUÊNCIA BÁSICA

Os algoritmos convencionais necessitam de três ou mais índices para a identificação da base. A partir da rede hidráulica mostrada como arborescência expandida no tempo na figura 2, onde existem somente dois arcos divergentes por nó, é possível desenvolver um algoritmo de fluxo em rede usando somente um índice. Isto é feito declarando-se um dos arcos como pertencente ao conjunto de variáveis básicas, e o outro como pertencente ao conjunto de variáveis não básicas.

Durante todo o processo iterativo, quando um arco básico atinge o seu limite, o outro arco divergente do mesmo nó toma seu lugar na base, mantendo o procedimento de partição de variáveis.

A principal vantagem desta estrutura é que ao contrário dos algoritmos convencionais onde somente uma única variável básica é trocada a cada iteração, neste algoritmo de fluxo pode-se trocar todo o conjunto [39]. Isto porque a base é identificada por um único índice, a **Matriz de Defluência Básica (MDB)**. A MDB possui dimensão $N \times T$, onde cada linha representa um reservatório e cada elemento da linha corresponde ao intervalo de tempo onde a defluência desse reservatório é declarada como a variável básica.

Para o sistema de quatro reservatórios e três intervalos de tempo como mostrado na figura 2, as figuras 3, 4 e 5 apresentam três exemplos de partições possíveis. Na

figura 3 todos os volumes pertencem ao conjunto das variáveis básicas.

Figura 3 - Volumes pertencentes ao conjunto das variáveis básicas

Na figura 4 todas as defluências pertencem ao conjunto das variáveis básicas. E na figura 5 a estrutura é mista, onde a defluência de todos os reservatórios no período 1, a defluência das usinas 3 e 4 e os volumes das usinas 1 e 2 no período 2, e a defluência da usina 1 e os volumes da usina 2, 3 e 4 estão na base.

Figura 4 - Defluências pertencentes ao conjunto das variáveis básicas

Figura 5 - Estrutura mista

A seguir são mostradas as **MDB's** correspondentes aos exemplos das figuras 3, 4 e 5 respectivamente.

$$MDB_3 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad MDB_4 = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 \\ 1 & 2 & 3 \\ 1 & 2 & 3 \\ 1 & 2 & 3 \end{bmatrix} \quad MDB_5 = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \end{bmatrix}$$

Com a identificação da estrutura de base através da **MDB**, o algoritmo de fluxo em rede se torna bastante flexível no que se refere a orientação do processo otimizador.

2.2. CRITÉRIO DE ESCOLHA DE BASE

A seguir é mostrado como a escolha das bases pode afetar a convergência no processo de otimização, e também como fazer a mudança para escolha da melhor base durante o processo iterativo, sugerindo o processo dinâmico de escolha de base.

2.2.1. CRITÉRIO DA FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo (equação 2), como já foi dito, é aditivamente separável no tempo e cada termo representa o custo total da produção de energia elétrica em cada intervalo t . A otimização hidrotérmica procura distribuir a produção hidráulica, tentando igualar o custo marginal de operação ao longo de todo o período. Este objetivo será atingido se as usinas possuírem reservatórios com capacidade de armazenamento suficientemente grande para garantir esta transferência entre os intervalos.

Assim, o processo de otimização procurará satisfazer a seguinte condição.

$$\bar{\lambda} = \lambda(t) = \frac{\partial f'(H(t), D(t))}{\partial H(t)} \quad (7)$$

onde: $\lambda(.)$ - custo marginal do sistema

$\bar{\lambda}$ - custo marginal no estado otimizado

Essa transferência pode ser realizada de várias maneiras, sendo que a partição do conjunto de variáveis é de grande importância para a convergência do algoritmo e a inclusão, ou não, de uma variável no conjunto das variáveis básicas, possui um significado físico quando aplicado ao problema hidrotérmico.

A figura 3, vista anteriormente, mostra a estratégia de partição A, onde todos os volumes são declarados como variáveis básicas (MDB toda nula, MDB_3).

Iniciado o processo de otimização com os volumes na base o volume do reservatório i no intervalo t dará lugar a defluência do mesmo se um de seus limites for atingido. Então esta defluência passa a fazer parte do conjunto das variáveis básicas até o

volume deste reservatório abandonar o seu limite numa das iterações posteriores do processo de otimização, quando este volume volta ao conjunto das variáveis básicas. Assim, é feita uma redefinição do conjunto das variáveis básicas a cada iteração, atualizando a **MDB**.

Esta partição segue a intuição física do problema pois, na operação diária, até o volume atingir um de seus limites, a defluência é uma variável controlável.

Para o sistema ilustrado anteriormente (figura 1), com a partição mostrada pela figura 3, propondo-se uma variação Δ de fluxo, como indicado pelo laço **L** da figura 6, tal que após a atualização, o volume $v_1(3)$ atinja um de seus limites, a nova estrutura de base, definida por esta partição, será a da figura 7, onde, no lugar do volume entrará a defluência $u_1(2)$.

Figura 6 - Estratégia A - Estrutura de base original

Figura 7 - Estratégia A - Nova estrutura de base

A estratégia de partição **B**, mostrada na figura 8, propõe que se declare como básica a defluência que possibilite a maior transferência de energia de um intervalo para outro, em uma mesma usina. As outras variáveis básicas serão compostas pelos volumes que não tenham atingido seus limites.

Figura 8 - Estratégia de partição B

A figura 9 mostra esta estratégia onde, o intervalo t_{20} possui um custo marginal elevado e o intervalo t_1 possui um custo marginal baixo.

Figura 9 - Estratégia de partição C

Assim há uma grande transferência de energia do intervalo t_1 para o intervalo t_{20} .

Esta estratégia funciona desde que os reservatórios envolvidos tenham capacidade para essa transferência. Ela é eficiente no início do processo, principalmente quando a solução inicial é a solução a fio d'água [10].

2.2.2. CRITÉRIO DA IMPORTÂNCIA DAS USINAS

Uma outra estratégia, a **D**, pode ser citada. Nesta, o processo de otimização é separado em duas fases. Na primeira fase são consideradas somente as usinas com importância significativa na geração de energia, sendo as demais tratadas como usinas a fio d'água (as defluências são fixadas na base e são retiradas da lista de prioridade para otimização). Estas devem ser liberadas numa segunda fase.

A classificação das usinas e o limite da primeira fase dependem muito da experiência do operador, cabendo a este estabelecer a lista de prioridade para a otimização de acordo com o tamanho das usinas.

2.3. SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO EM REDES

O critério de escolha de base é um processo de ajuste "grosso" utilizado no início do processo iterativo. Ele serve para acelerar o processo de otimização, transferindo grandes blocos de energia.

Após realizada esta etapa, o problema apresenta um melhor "nivelamento" no seu custo marginal e o problema passa para uma nova etapa de otimização, analisando usina por usina, intervalo por intervalo.

A solução consiste em repartir o conjunto das variáveis, ou arcos, em básicos e não básicos, de maneira que os arcos básicos formam uma árvore básica. Dentre as variáveis não básicas, escolhe-se uma que feche um ciclo entre esta variável e a árvore básica, proporcionando um ganho líquido ou custo reduzido associado ao ciclo formado.

Figura 10 - Exemplos de CICLOS

Este custo reduzido representa o custo marginal de se enviar uma unidade em torno do ciclo, isto é, a somatória das derivadas parciais dos arcos com a mesma orientação do arco não básico no ciclo, menos a somatória das derivadas parciais dos arcos orientados no sentido oposto ao ciclo. Denotando-se por $r_{1_i}(t)$ e $r_{2_i}(t)$ as defluências e volumes respectivamente, o custo reduzido do arco não básico $v_2(2)$ da figura 10a é dado por:

$$r_{2_2}(2) = \frac{\partial f(v, u)}{\partial v_2(2)} - \frac{\partial f(v, u)}{\partial u_1(2)} - \frac{\partial f(v, u)}{v_1(2)} + \frac{\partial f(v, u)}{\partial u_1(1)} \quad (8)$$

O custo reduzido do arco não básico $u_6(1)$ da figura 10b é dado por:

$$r_{1_6}(1) = \frac{\partial f(v, u)}{\partial u_6(1)} - \frac{\partial f(v, u)}{\partial u_8(1)} - \frac{\partial f(v, u)}{v_8(2)} \quad (9)$$

No processo iterativo procura-se incrementar ou reduzir o fluxo em um arco não básico dependendo do custo reduzido ser positivo ou negativo respectivamente, desde que os limites superior e inferior sejam respeitados.

A variação de fluxo no ciclo é limitada pelos limites individuais nos arcos que o compõe. Se alguma das variáveis básicas atingir algum de seus limites, há uma substituição de variáveis na base, onde a variável não básica entra na base e a variável básica que atingir o limite sai da base. Repete-se o processo até que não haja mais ganho com nenhuma variável não básica.

Este é um algoritmo Simplex Convexo, aplicado de forma adaptada a uma rede específica. Os passos do algoritmo se encontram descritos no *Capítulo III.3.1*.

APÊNDICE 2 - MODELO EQUIVALENTE DE ENERGIA

A técnica de programação dinâmica estocástica [18] adotada para a solução do planejamento de longo prazo, apresenta o inconveniente da dimensionalidade. A solução adotada no Brasil é a representação do sistema por um modelo de Reservatório Equivalente de Energia, onde todo o sistema é representado por um único reservatório equivalente de energia.

A seguir serão apresentadas aproximações necessárias para que se possa tratar um sistema com vários reservatórios e usinas, muitas vezes em cascata, como um único Reservatório de Energia Equivalente.

1. ENERGIA ARMAZENADA NO SISTEMA

Reservatório Equivalente de Energia é o reservatório representativo do conjunto de reservatórios do sistema. Sua capacidade expressa em energia é o valor obtido através da soma dos produtos dos volumes úteis dos reservatórios pelas suas respectivas produtibilidades, adicionadas às produtibilidades de todas usinas a jusante do mesmo [24].

O cálculo da energia armazenada num reservatório equivalente é realizado como segue.

Todo corpo, pela ação da gravidade, adquire ou perde energia potencial quando deslocado verticalmente. Essa energia é dada pela seguinte equação :

$$E = m \cdot g \cdot h \quad [J] \quad (10)$$

onde :

E	- energia potencial	[J]
m	- massa do corpo	[Kg]
g	- aceleração gravitacional	[m/s ²]
h	- altura relativa (h ₁ - h ₂)	[m]

Figura 11 - Diagrama esquemático de um reservatório

Dado um reservatório de água de uma usina, como o da figura 11, considerando que :

$$m = \delta_{\text{água}} \cdot V \quad [Kg] \quad (11)$$

onde:

$\delta_{\text{água}}$	- densidade da água	1000 [Kg/m ³]
V	- volume	[m ³]

A energia potencial de um certo volume v de água do reservatório será dada por :

$$E = \delta_{a'gua} \cdot V \cdot g \cdot h \quad [J] \quad (12)$$

com:

$$g \quad - 9,81 [m^3/s]$$

Assim, a energia será dada por:

$$E = 9,81 \times 10^3 \cdot V \cdot h \quad [J] \quad (13)$$

Para um intervalo de tempo t , a equação (13) pode ser dada em termos de potência por:

$$p = 9,81 \times 10^3 \cdot V \cdot \frac{h}{t} \quad [W] \quad (14)$$

onde:

$$t \quad - \text{tempo [s]}$$

Transformando a potência p dada em W para P dada em MW e entrando com o volume v em hm^3 teremos:

$$P = \frac{9,81 \times 10^3}{t} \cdot v \cdot h \quad [MW] \quad (15)$$

onde:

$$v \quad - \text{volume em [hm}^3\text{]}$$

Mudando agora a unidade de tempo para mês, sendo que $1 \text{ mês} = 2,628 \times 10^6$ segundos, a potência será dada por:

$$P = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628 \cdot t} \cdot v \cdot h \quad [MW] \quad (16)$$

Incluindo o rendimento turbina gerador teremos :

$$P = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \rho \cdot v \cdot h \quad [\text{MW}] \quad (17)$$

E a energia média mensal será dada por:

$$E = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \rho \cdot v \cdot h \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (18)$$

O sistema brasileiro é composto predominantemente por usinas cuja altura de queda d'água dependem do volume , $h = f(v)$. Neste caso, as alturas são representadas por funções polinomiais *cota-volume*.

Para o cálculo da energia armazenada no reservatório equivalente, utiliza-se, como sugerido no modelo clássico [25], um polinômio de segunda ordem, para cada usina i , do tipo:

$$h_i = a_i \cdot v_i^2 + b_i \cdot v_i + c_i \quad (19)$$

No caso de uma única usina, a energia armazenada é a energia que a usina pode gerar quando esvaziarmos todo o reservatório. Denotando como estados 0 e 1, os estados vazio e cheio, com volumes v_0 e v_1 , respectivamente, a energia armazenada pode ser calculada pela seguinte equação:

$$E_{A0}^1 = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \int_{v_0}^{v_1} \rho \cdot h(v) \cdot \partial v \quad (20)$$

Substituindo o polinômio cota-volume na equação anterior e resolvendo a integral, teremos:

$$E_{A0}^1 = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \rho \cdot \left[\frac{a}{3} \cdot v^3 + \frac{b}{2} \cdot v^2 + c \cdot v \right]_{v_0}^{v_1} \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (21)$$

Considerando agora um conjunto de usinas, operando com a hipótese de operação dos reservatórios em paralelo, isto é, os enchimentos e deplecionamentos feitos paralelamente em volume [18], o volume de um reservatório i pode ser dado por :

$$v_i = v_{1_i} \cdot \lambda + (1 - \lambda) \cdot v_{0_i} \quad (22)$$

com:

$$0 \leq \lambda \leq 1$$

onde:

v_{1_i} - estado inicial do reservatório i .

v_{0_i} - estado final do reservatório i . $v_{1_i} > v_{0_i}$

λ - parâmetro que reflete a variação em paralelo dos volumes dos reservatórios.

A equação (20) pode ser escrita como:

$$E_{A0}^1 = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} \int_{v_{0_i}}^{v_{1_i}} \sum_{j \in J_i} \rho_j \cdot h_j(v) \cdot \partial v \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (23)$$

onde:

R - conjunto de todas as usinas com reservatórios

J_i - conjunto de todas as usinas com reservatórios a jusante da usina i , inclusive.

Substituindo a equação (22) na equação (19), e representando a cota da i -ésima usina pelo seu volume e pelo λ da regra de operação, teremos:

$$h_i(\lambda) = [a_i \cdot (v_{1_i} - v_{0_i})^2] \cdot \lambda^2 + [2 \cdot a_i \cdot v_{0_i} (v_{1_i} - v_{0_i}) + b_i \cdot (v_{1_i} - v_{0_i})] \cdot \lambda + a_i \cdot v_{0_i}^2 + b_i \cdot v_{0_i} + c_i \quad [\text{m}] \quad (24)$$

Substituindo a equação (24) na equação (23) teremos :

$$E_{\Lambda 0}^1 = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} \int_0^1 \sum_{j \in J_i} (v_{1i} - v_{0i}) \cdot \rho_j \cdot h_j(\lambda) \cdot \partial \lambda \quad [\text{MW.mês}] \quad (25)$$

onde, na equação anterior, temos a altura equivalente média utilizando a regra de operação em paralelo, dada por:

$$H_{eq} = \int_0^1 h(\lambda) \cdot \partial \lambda \quad (26)$$

Substituindo a equação (24) na equação (26) e resolvendo a integral teremos:

$$H_{eq} = \frac{a}{3} \cdot (v_0^2 + v_0 \cdot v_1 + v_1^2) + \frac{b}{2} \cdot (v_0 + v_1) + c \quad (27)$$

E assim, a energia armazenada no sistema será dada por:

$$E_{\Lambda 0}^1 = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} (v_{1i} - v_{0i}) \cdot \sum_{j \in J_i} \rho_j \cdot H_{eq_i} \quad [\text{MW.mês}] \quad (28)$$

2. CONJUNTO DE ENERGIAS CONTROLÁVEIS OU ARMAZENÁVEIS

É considerado controlável, toda energia afluenta que pode ser armazenada nos reservatórios.

Para uma única usina, partindo da equação de energia (18) e substituindo-se o volume por defluência, com:

$$v = u \cdot t \quad [\text{hm}^3] \quad (29)$$

onde:

u - vazão afluente média mensal [$\text{hm}^3/\text{mês}$]

t - tempo [s]

A energia pode ser dada por:

$$E = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \rho \cdot u \cdot h \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (30)$$

Descontando a vazão defluente mínima obrigatória dada por:

$$u = u - u_{\min} \quad [\text{hm}^3 / \text{mês}] \quad (31)$$

Teremos assim:

$$E = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \rho \cdot h \cdot [u - u_{\min}] \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (32)$$

Como h é função de v , e sendo esta uma incógnita, ou seja, durante os cálculos da energia controlável, os estados dos reservatórios não são conhecidos, utilizaremos o H_{eq} que representa a altura equivalente média.

$$H_{eq} = \int_{v_0}^{v_1} h(v) \cdot \delta v \quad [\text{m}] \quad (33)$$

Assim, para uma usina isolada, a **Energia Controlável** num dado mês t será :

$$E_C(t) = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \rho \cdot [u(t) - u_{\min}] \cdot H_{eq} \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (34)$$

Considerando agora um sistema com várias usinas em cascata, e operando com a regra do paralelismo, a energia controlável do sistema será dada pela somatória da energia controlável de todas as usinas de reservatório do sistema.

A energia controlável em uma usina em cascata é igual a: (DESCARGA AFLUENTE NATURAL menos a DESCARGA DEFLUENTE MÍNIMA) multiplicado pela (PRODUTIBILIDADE MÉDIA DA USINA mais a PRODUTIBILIDADE DAS USINAS À FIO D'ÁGUA COMPREENDIDAS ENTRE ESTA USINA DE RESERVATÓRIO E O PRÓXIMO RESERVATÓRIO A JUSANTE)

Equacionando teremos:

$$E_c(t) = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} [(u_i(t) - u_{\min_i}) \cdot (\rho_i \cdot H_{eq_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j \cdot h_j)] \quad [\text{MW} \cdot \text{mês}] \quad (35)$$

onde :

- t - representa o mês considerado;
- $E_c(.)$ - a energia controlável [MW.mês]
- R - conjunto de todas as usinas com reservatórios
- $u_i(.)$ - representa a descarga natural (vazão) afluente ao reservatório "i" [$\text{hm}^3/\text{mês}$]
- $u_{\min_i}$ - descarga natural mínima defluente do reservatório "i" [$\text{hm}^3/\text{mês}$]
- ρ_i - rendimento global turbina-gerador [p.u.]
- H_{eq_i} - altura equivalente média do reservatório "i" em [m]
- h_j - altura da queda líquida da usina de fio d'água j [m]
- F_i - conjunto de todas as usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório "i" e o próximo reservatório a jusante.

2.1. CORREÇÃO DA ENERGIA CONTROLÁVEL

Durante os cálculos da energia controlável os estados dos reservatórios não são conhecidos, e assim, estes cálculos são realizados utilizando-se os H_{eq} 's, ou seja, nesta fase dos cálculos não são levados em consideração as variações das alturas de queda líquida. Neste item é apresentada uma forma de correção visando levar em conta esta variação.

A correção será realizada através de uma multiplicação por um fator de correção como mostrado abaixo.

$$E_C(t)_{CORRIGIDO} = f_c(E_A) * E_C(t) \quad (36)$$

O fator de correção é uma função de segundo grau da Energia Armazenada do Sistema, ou seja:

$$f_c(E_A) = a_{ec} * E_A^2 + b_{ec} * E_A + c_{ec} \quad (37)$$

O ajuste é realizado da seguinte forma:

Calcula-se para cada mês do período em estudo três valores de energias controláveis, correspondentes as produtibilidades máxima, média e mínima.

O fator de correção associado a cada um destes níveis é calculado, dividindo-se o somatório das energias controláveis referentes a este nível, pelo somatório das energias controláveis referentes a produtividade equivalente.

Assim temos:

$$f_{c_{\max}} = \frac{\sum_i \sum_{i \in R} u_{it} \cdot (\rho_i \cdot h_{\max_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j \cdot h_j)}{\sum_i \sum_{i \in R} u_{it} \cdot (\rho_i \cdot H_{eq_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j \cdot h_j)} \quad (38)$$

onde :

$h_{\max_i}$ - altura líquida máxima do reservatório da usina i .

t - percorre para um dado mês do ano, as vazões correspondentes aos diversos anos do histórico (exemplo maio de 1933, maio de 1934, maio de 1935, ..., etc).

$f_{c_{\max}}$ - fator de correção da energia controlável.

Da mesma forma que o $fc_{\max}$, calcula-se o $fc_{\text{méd}}$ e o $fc_{\text{mín}}$ substituindo $h_{\max}$ por $h_{\text{méd}}$ e $h_{\text{mín}}$ respectivamente. Com estes três pares de pontos $(E_{A\max}, fc_{\max})$, $(E_{A\text{méd}}, fc_{\text{méd}})$, $(0, fc_{\text{mín}})$ faz-se o ajuste da curva calculando-se os parâmetros a_{ec} , b_{ec} e c_{ec} da equação.

3. ENERGIAS NÃO CONTROLÁVEIS

Constituem o conjunto das Energias Não Controláveis, as afluentes obrigatórias denominadas Energias de Vazão Mínima e as afluentes às usinas de fio d'água, que constituem a chamada Energia a Fio D'água.

3.1. ENERGIA DE VAZÃO MÍNIMA

É a energia correspondente à vazão defluente mínima obrigatória dos reservatórios. Esta defluência mínima é uma obrigatoriedade para satisfazer condições de navegação, de controle de enchentes, irrigação, etc.

Fisicamente, ela faz parte da energia controlável. Entretanto, ela é tratada como afluência a fio d'água, devido a obrigatoriedade de turbinamento. Ela independe da série hidrológica, dependendo somente da configuração do sistema.

A Energia de Vazão Mínima é calculada, para cada mês do período, através de uma parábola de segundo grau dada por :

$$E_{VM}(E_A) = a_{evm} \cdot E_A^2 + b_{evm} \cdot E_A + c_{evm} \quad (39)$$

Nesta equação, a Energia de Vazão Mínima é função da energia armazenada do sistema. Os coeficientes são calculados como segue.

Para alturas máximas dos reservatórios, a Energia de Vazão Mínima será :

$$E_{VM_{max}} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} u_{min_i} \cdot (\rho_i \cdot h_{max_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j \cdot h_j) \quad [MW \cdot mês] \quad (40)$$

Da mesma forma, calcula-se as energias para valores de altura média e mínima. E com esses três pares de pontos $(0, E_{VM_{min}})$, $(E_{A_{med}}, E_{VM_{med}})$ e $(E_{A_{max}}, E_{VM_{max}})$ calculam-se os coeficientes.

3.2. ENERGIA A FIO D'ÁGUA

É a energia correspondente às descargas não controladas afluentes às usinas de fio d'água. Ela é calculada em cada usina a fio d'água a partir das descargas naturais afluentes a estas usina, das quais são desconsideradas as descargas defluentes dos reservatórios de montante. E ela é limitada pelo engolimento máximo da usina.

A equação da Energia a Fio D'Água no mês t será:

$$E_{FO,t} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{j \in R} \min \left\{ \left(u_{\max,j} - \sum_{m \in M_j} u_{\min,m} \right), \left(u_{f_t} - \sum_{m \in M_j} u_{m_t} \right) \right\} \cdot \rho_j \cdot h_j \quad [\text{MW.mês}] \quad (41)$$

onde :

$u_{\max,j}$ - engolimento máximo da usina j em $[m^3/s]$.

$\bar{R}$ - conjunto de usinas a fio d'água.

M_j - conjunto de usinas com reservatório imediatamente a montante da usina j .

4. ENERGIA EVAPORADA

A Energia Evaporada depende da área de exposição ou espelho d'água, e consequentemente da energia armazenada.

Semelhante ao caso da Energia Controlável e à Energia de Vazão Mínima, ela é obtida através de uma parábola de segundo grau ajustada aos pontos $(0, E_{VP_{\min}})$, $(E_{A_{\min}}, E_{VP_{\min}})$ e $(E_{A_{\max}}, E_{VP_{\max}})$.

Assim temos :

$$E_{VP} = a_{evp} \cdot E_{VP} + b_{evp} \cdot E_{VP} + c_{evp} \quad [\text{MW.mês}] \quad (42)$$

O ponto $E_{VP_{\max}}$ é calculado pela seguinte fórmula:

$$E_{VP_{\max}} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,628} \cdot \sum_{i \in R} e_i A_{\max,i} \cdot \sum_{j \in J_i} \rho_j \cdot h_{\max,j} \quad [\text{MW.mês}] \quad (43)$$

onde :

e_i - altura de evaporação de cada reservatório em mm/mês.

A_{max_i} - área dos reservatórios em Km^2 correspondente à altura máxima.

Da mesma forma, são calculados os pontos $E_{VP_{med}}$ e $E_{VP_{min}}$ substituindo

$A_{máx}$ por $A_{méd}$ e $A_{mín}$ respectivamente.

BIBLIOGRAFIA

1. KLIGERMAN, A. S. . "Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual". Campinas, 1992. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas.
2. CARNEIRO, A. A. F. M. & SOARES, S. . "O Planejameto Energético da Operação do Sistema Elétrico Sul-Sudeste Brasileiro". I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas, maio de 1989.
3. SOARES, S. . "Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos". SBA: Controle e Automação. Campinas, 1 (2): 122-131, abril 1987.
4. PEREIRA, M. V. F. . "Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems - An Overview". In: IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems - Preprints. Rio de Janeiro, p.1-9, July 1985.

5. CARNEIRO, A. A. F. M. . “Contribuição ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência”. Campinas, 1991. 131p. Tese de Doutorado - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas.
6. ELETROBRÁS/GCOI. “Planejamento Elétrico e Energético da Operação para 1994”. ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, maio, 1994.
7. SOARES, S. & CARNEIRO, A. A. F. M. . “Optimal Operation of Reservoirs for Electric Generation”. IEEE Transactions on Power Delivery, 6 (3): 1101-1107, July 1991.
8. DURÁN, H. . “Operation Planning In The Colombian Interconnected System”. International Workshop on Energy Operation Planning of the Brazilian Interconnected System. CEPEL, Rio de Janeiro, October 1986.
9. DURÁN, H.; PUECH, C. ; DÍAZ, J. & SÁNCHEZ, G. . “Optimal Operation of Multireservoir Systems using an Aggregation-decomposition Approach”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-104, (8): 2086-2092, August 1985.
10. BISSONNETTE, V. ; LAFOND, L. & CÔTÉ, G. . “A Hydro-thermal Scheduling Model for Hydro-Québec Production System”. IEEE Transactions on Power Systems, PWRS-1 (2): 204-210, May 1986.
11. PRONOVOST, R. & BOULVA, J. . “Long-range Operation Planning of a Hydro-thermal System - Modelling and Optimization”. In: Canadian Electrical Association Spring Meeting. Toronto, March 13-17, 1978.

12. HANSCOM, M. & LAFOND, L. . "Modelling and Resolution of the Deterministic Mid-term Energy Production Problem for the Hydro-Québec System". L'Institut de Reserche de l'Hidro-Québec, Rapport n. IREQ-1453. Varenne, Canada, Juil 1976.
13. KROKEN, S. . "Operational Planning in the Norwegian State Power System". In: I Encontro Técnico Internacional sobre Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Brasileiro. Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, outubro de 1986.
14. EGELAND, O. ; HEGGE, J. ; KYLLING, E. & NES, J. . "The Extended Power Pool Model. Operation Planning of a Multi-river and a Multi-reservoir Hydro-dominated Power Production System. Hierarchical Approach". CIGRÉ Meeting, paper n° 32-14. Paris, September 1982.
15. TVEIT, J. ; VINJAR, A. ; JOHANNESSEN, A. & STENE, B. . "Integrated Planning of the Electrical Energy Market and the Power Generation System in Norway". CIGRÉ Meeting, paper n° 31-12. Paris, September 1982.
16. SJELVGREN, D.; ANDERSSON, S.; ANDERSSON, T.; NYBERG, U. & DILLON, T. S. . "Optimal Operations Planning in a Large Hydro-thermal Power System". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-102, (11):3644-3651, November 1983.
17. CARNEIRO, A. A. F. M. & SOARES, S. . "Comportamento Ótimo de Reservatórios na Operação de Sistemas Hidrotérmicos". In: Anais do 8º Congresso Brasileiro de Automação. Belém, Pará, 2:850 - 856, setembro 1990.

18. TERRY, L. A. & PEREIRA, M. V. F. . "Modelos Computacionais para Planejamento da Operação do Sistema Brasileiro". I International Workshop on Energy Operation Planning of the Brazilian Interconnected System, CEPEL, Rio de Janeiro, 1986.
19. BOND, P. S. . "Otimização Determinística Individualizada da Operação Energética do Sistema Hidrotérmico Interligado Sul-Sudeste do Brasil, em Horizonte de Médio a Longo Prazo". Campinas, 1988. 181p. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas.
20. FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S. A. . "Modelo de Simulação a Subsistemas". DPS.L/DENG.L
21. FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S. A. . "Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de uma Configuração Estática". DPS.L/DENG.L
22. BOX, G. E. P. & JENJINS, G. M. . "Times series analysis, forecasting and control". Holden-Days, San Francisco, 1976.
23. FORTUNATO, L. A. M. ; ARARIPE NETO, T. A. ; BARRETO, L. A. L. & FERREIRA, C. . "Operation Planning Studies of the Brazilian Generation System". IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy System - Preprints. Rio de Janeiro, p. 193-200, July, 1985.
24. CEPEL/ELETROBRÁS. "Stochastic Dynamic Programming Model for the Operation of Hidro-thermal Systems". CEPEL Technical Report n° 144/77, Rio de Janeiro, 1977.

25. CEPEL/ELETRONBRÁS. "Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral". Relatório Técnico CEPEL n° 1705/80. Rio de Janeiro, 1980.
26. ARVANITIES, N. & ROSING, J. . "Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System". IEEE Transactions on Power Apparatus and System, PAS-89, (2): 319-326, February 1970.
27. _____. "Optimal Operation of Multireservoir Systems Using a Composite Representation". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89, (2): 327-335, February 1970.
28. FERREIRA, C. ; BARRETO, L. A. L. ; ARARIPE NETO, T. A. & FORTUNATO, L. A. M. . "Energy Operation Planning of the Brazilian Interconnected System". CIGRÉ Meeting, paper n° 39-03. Rio de Janeiro, August-September, 1986.
29. CARNEIRO, A. A. F. M. & SOARES, S. . "An Adaptive Approach for Hydrothermal Scheduling". IFAC Symposium on Power Systems and Power Plant Control. Seoul, Korea, August 1989.
30. ROSENTHAL, R. E. . "Status of Optimization Models for the Operation of Multireservoir Systems with Stochastic Inflows and Non-separable Benefits". Water Resources Research Center, Research report n. 75. The University of Tennessee, May 1980.
31. CARNEIRO, A. A. F. M. ; SOARES, S. & CARVALHO, M. F. H. . "Um Modelo Adaptativo para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência". In: Anais do 7º Congresso Brasileiro de Automação. São José dos Campos: 823-829, 1988.

32. SOARES, S. & CARNEIRO, A. A. F. M. . "Reservoir Operation Rules for Hydroelectric Power System Optimization". Athens Power Tech - IEEE/NTVA. Athens, Greece, Sept. 1993.
33. CARVALHO, M. F. & SOARES, S. . "An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm". IEEE Transactions on Power Systems, PWRS-1 (2): 537-542, August 1987.
34. CARNEIRO, A. A. F. M. ; SOARES, S. & BOND, P. S. . "A Large Scale Application of an Optimal Deterministic Hydrothermal Scheduling Algorithm". IEEE Transactions on Power Systems, 5 (1) : 204-211, February 1990.
35. ROSENTHAL, R. E. . "A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System". Operation Research, 29 (4): 763-785, July-August 1981.
36. BOX, G. E. P. & DRAPER, N. R. . "Empirical Model-Building And Response Surfaces". New York, ed. John Wiley & Sons, 1987.
37. DRAPER, N. R. & SMITH, H. . "Applied Regression Analysis". New York, ed. John Wiley & Sons, 1966.
38. CARVALHO, M. F. H. ; CARNEIRO, A. A. F. M. & SOARES, S. . "A Temporally Expanded Arborescence Algorithm". In: Anais do VIII Congresso Latino-Americano e Ibérico sobre Métodos Computacionais para Engenharia. Rio de Janeiro, v. A: 423-437, November, 1987.

39. CARVALHO, M. F. H. . “Modelos de Fluxo em Redes Aplicados a Sistemas de Energia Elétrica”. Campinas, 1986. Tese de Doutorado - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas.
40. REED, E. G. . “Economic Principles of Reservoir Operation 1: Perfect Foresight”. CBER Working Paper. University of Tennessee. June, 1982.
41. GJERDE, O.; JOHANNESSEN, A.; NES, J.; REITAN, R. & SVOEN, J. . “Control of Multi-owned Power Systems. Perspectives for mixed Hydro-thermal Power Systems”. CIGRÉ, SC32-11. 1980.
42. ANDERSEN, J. K.; FLATABO, N.; LANDSNES, A. & STENE, B. . “Long and Short term Production Planning in a River System with Multiple Reservoirs and Power Plants”. CIGRÉ SC32, paper n 81OP04. 1981.
43. SOARES, S. F.; VINHAL, C. D. N.; CRUZ, G. J.; FERREIRA, R.F.; CARNEIRO, A. A. F. M. & KADOWAKI, M.. “Regras Otimizadas para Operação de Reservatórios em Sistemas Hidroelétricos”. In: Anais do XXV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Campinas :610-615, novembro, 1993.