



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPL - 06
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VII
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

AValiação dos Benefícios Sinérgicos da Coordenação da Operação de Usinas Hidrelétricas em Cascata

**Thyago Carvalho Marques, Marcelo Augusto Cicogna e Secundino Soares Filho*
UNICAMP**

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo avaliar os benefícios sinérgicos da coordenação da operação de usinas hidrelétricas em cascata. Para isso, foi utilizado um modelo de otimização a usinas individualizadas que representa as características operativas das usinas de forma detalhada. Os benefícios da operação coordenada de usinas em cascata foram avaliados através de aplicação do modelo de duas formas diferentes. A primeira tem por objetivo a operação coordenada (OC) do sistema, tendo como característica a otimização conjunta da operação do sistema de usinas. A segunda, denominada de operação não coordenada (ONC), tem como objetivo a otimização da operação individual de cada usina, sem se preocupar com a otimização global do conjunto de usinas. Baseado na diferença entre os valores médios e desvios padrões da geração, do vertimento, da produtividade, e do custo da geração térmica complementar, de cada uma das formas de operação adotadas, os benefícios da operação coordenada das usinas em cascata foram levantados.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da operação energética, operação de usinas hidrelétricas em cascata, modelo de otimização a usinas individualizadas, coordenação.

1.0 - INTRODUÇÃO

Desde meados da década de 70, o sistema eletro-energético brasileiro é operado de forma coordenada, visando obter ganhos sinérgicos decorrentes da cooperação operativa entre as usinas. A operação coordenada visa minimizar os custos globais de produção de energia elétrica e aumentar a confiabilidade do atendimento do mercado [Fortunato et al, 1990].

Conceitualmente, a operação coordenada do Sistema Interligado Nacional (SIN) está embasada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento ao mercado.

A interdependência operativa é decorrente do aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em cascata, nas várias bacias hidrográficas. Desta forma, a operação de uma determinada usina é afetada pelas vazões liberadas a montante por outras usinas, ao mesmo tempo em que afeta as usinas a jusante.

De maneira geral a utilização dos recursos de geração e transmissão dos sistemas interligados permite reduzir os custos operativos, minimizando a produção térmica e o consumo de combustíveis sempre que houver superávits hidrelétricos em algum ponto do sistema. Assim, a participação complementar das usinas térmicas no atendimento

*Departamento de Engenharia de Sistemas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
Universidade Estadual de Campinas
C.P. 6101, 13083-970 Campinas, SP, BRASIL.
e-mail:(thyago, marcelo, dino)@densis.fee.unicamp.br

do mercado consumidor deve ser a mínima necessária para assegurar o atendimento dos requisitos do mercado com confiabilidade.

Esse trabalho tem como objetivo estimar os benefícios sinérgicos da coordenação da operação de usinas hidrelétricas em cascata. A quantificação dos benefícios foi feita através da diferença entre os valores médios e desvios padrões da geração, do vertimento, da produtividade, e do custo da geração térmica complementar entre duas formas operativas adotadas. A primeira forma é constituída pela operação coordenada das usinas em cascata, tendo como característica a otimização da operação conjunta das usinas, ou seja, as usinas cooperam entre si maximizando a geração de energia elétrica do conjunto. A segunda forma é constituída pela operação não coordenada e tem como característica a otimização da operação individual de cada usina, não tendo nenhuma preocupação com a otimização global da operação do sistema gerador.

O levantamento dos benefícios da operação coordenada das usinas em cascata foi feito através da utilização de um modelo de otimização não linear a usinas individualizadas (Carvalho, 1987 e Oliveira, 1995), denominado HydroMax, módulo constituinte da cadeia de modelos de planejamento e programação da operação, HydroLab, em desenvolvimento pelo grupo de pesquisa em sistemas hidrotérmicos da FEEC/UNICAMP (Cicogna, 2003).

Em se tratando de um modelo determinístico, que otimiza a operação das usinas para uma dada seqüência de vazões fornecida, sua utilização como política de decisão para o planejamento da operação requer o emprego de um modelo de previsão de vazões que forneça a seqüência mais provável das vazões futuras. O procedimento previsão - otimização, repetido a cada intervalo de tempo para corrigir eventuais desvios decorrentes dos erros de previsão das vazões, caracteriza uma política de controle em malha aberta (Luciana, 2002).

Comparações entre essa política em malha aberta e a tradicional programação dinâmica estocástica (PDE), usualmente adotada para sistemas equivalentes (Arvanitidis, 1970), e que se caracteriza como uma política de controle em malha fechada, mostram desempenhos equivalentes quando se usa o mesmo modelo estocástico na PDE e no modelo de previsão de vazões da política em malha aberta (Luciana, 2002).

Nesse trabalho, o benefício da coordenação das usinas em cascata está sendo determinado pelo modelo de otimização HydroMax alimentado pela seqüência de vazões do histórico, o que corresponde a uma simulação da operação do sistema sobre o histórico de vazões utilizando a política de operação em malha aberta com perfeita previsão das vazões (política "ideal"). Embora isso resulte num custo operativo subestimado em relação ao custo obtido pela política em malha aberta com imperfeita previsão das vazões (política "real"), a diferença de desempenho entre operação coordenada e não coordenada obtida pela política operativa "ideal" guarda a mesma relação de desempenho obtida pela política operativa "real".

2.0 - MODELO DE OTIMIZAÇÃO

Em sua versão determinística, a operação energética de um sistema hidrotérmico de potência pode ser formulada como um problema de otimização não linear a usinas individualizadas, conforme a seguinte representação matemática:

$$\min \sum_{t=1}^T \lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_j(g_{j,t}) \quad (2.1)$$

s. a.

$$G_t + P_t = D_t \quad \forall t \quad (2.2)$$

$$G_t = \sum_{j=1}^J g_{j,t} \quad \forall t \quad (2.3)$$

$$g_j^{\min} \leq g_{j,t} \leq g_j^{\max} \quad \forall j,t \quad (2.4)$$

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad \forall t \quad (2.5)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad \forall i,t \quad (2.6)$$

$$h_{i,t} = h_{M_{i,t}}(x_{i,t}^{med}) - h_{J_{i,t}}(u_{i,t}) - pc_i \quad \forall i,t \quad (2.7)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i,t \quad (2.8)$$

$$p_{i,t} = k_i h_{i,t} q_{i,t} \quad \forall i,t \quad (2.9)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i,t \quad (2.10)$$

$$x_{i,t}^{min} \leq x_{i,t} \leq x_{i,t}^{max} \quad \forall i,t \quad (2.11)$$

$$u_{i,t}^{min} \leq u_{i,t} \leq u_{i,t}^{max} \quad \forall i,t \quad (2.12)$$

$$q_{i,t}^{min} \leq q_{i,t} \leq q_{i,t}^{max}(h_{i,t}) \quad \forall i,t \quad (2.13)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad e \quad x_{i,0} \text{ dados} \quad \forall i,t \quad (2.14)$$

em que:

T : número de intervalos de tempo t ;

I : número de usinas hidrelétricas do sistema;

J : número de usinas termelétricas do sistema;

$(i/j, t)$: válido para a usina i/j durante o intervalo t

λ_t : coeficiente de valor presente;

$\psi_f(\cdot)$: função de custo [\$];

$g_{j,t}$: geração da usina termelétrica [MW];

$p_{i,t}$: geração da usina hidrelétrica [MW];

G_t : geração termelétrica total [MW];

P_t : geração hidrelétrica total [MW];

D_t : mercado [MW];

g_j^{max} : geração máxima da usina termelétrica [MW];

g_j^{min} : geração mínima da usina termelétrica [MW];

$x_{i,t}$: volume do reservatório no final do intervalo [hm³];

$x_{i,t}^{med}$: volume médio do reservatório no intervalo [hm³];

$h_{i,t}$: altura de queda líquida do reservatório[m];

pc_i : perda de carga hidráulica da usina [m];

$x_{i,t}^{max}$: volume máximo do reservatório [hm³];

$x_{i,t}^{min}$: volume mínimo do reservatório [hm³];

$u_{i,t}$: vazão defluente do reservatório [m³/s];

$q_{i,t}$: vazão turbinada do reservatório [m³/s];

$v_{i,t}$: vazão vertida do reservatório [m³/s];

$y_{i,t}$: vazão incremental afluyente do reservatório [m³/s];

$h_{M_i}(x)$: polinômio da cota de montante [m];

$h_{J_i}(u)$: polinômio da cota de jusante [m];

Δt_t : tamanho do intervalo t em segundos [s];

\mathcal{O} : conjunto das usinas imediatamente à montante;

Os limites operativos de volume e defluência dos reservatórios foram indexados no tempo para permitir a consideração de restrições de usos múltiplos da água. O limite mínimo de operação de um reservatório pode variar no tempo em função, por exemplo, do uso do reservatório para fins de navegação, abastecimento de água, irrigação e recreação. O limite máximo de operação pode variar no tempo em função de restrições de controle e segurança de barragens e controle de cheias (*volume de espera*).

O custo operacional $\psi(\cdot)$ representa o custo mínimo de geração térmica complementar, e pode incluir importação de mercados vizinhos e déficit de energia (acionamento). Como consequência da minimização, $\psi(\cdot)$ é uma função convexa crescente com o aumento de geração complementar G_t e, portanto, decrescente com o aumento de geração hidroelétrica P_t , e dependente da demanda D_t .

A geração hidroelétrica $p_{i,t}$ em cada usina no intervalo de tempo t é representada pela equação (2.9), sendo essa uma função não linear do volume de água armazenado no reservatório $x_{i,t}$ e das vazões turbinada $q_{i,t}$ e vertida $v_{i,t}$ da usina. A equação (2.6) representa o balanço de conservação de água nos reservatórios.

A cota de montante $h_{M_i}(x)$ e a cota de jusante $h_{J_i}(u)$ são funções representadas por polinômios de até quarto grau em função do volume e defluência, respectivamente. A perda de carga hidráulica pc_i representa a perda, em metros, que a água sofre pela passagem no conduto forçado (adução), desde o reservatório até as turbinas, adotada constante nesse estudo. Esta perda é associada ao atrito entre a água e as paredes da tubulação do canal de adução, é considerada como um valor médio constante neste trabalho. O coeficiente λ_t representa o valor presente dos custos de complementação não hidráulica, sendo função da taxa de juros adotada.

3.0 - FORMA COORDENADA E NÃO COORDENADA DE OPERAÇÃO

Para estimar os benefícios da coordenação da operação de usinas hidrelétricas em cascata, o modelo de otimização foi aplicado seguindo duas estratégias diferentes.

3.1 Operação Coordenada

A primeira estratégia determina a solução ótima do problema de planejamento para o conjunto de usinas, conforme a formulação apresentada no item 2.0. A solução encontrada por essa estratégia, denominada operação coordenada (OC), tem como característica a exploração da operação sinérgica do sistema gerador, encontrado a melhor forma de adequar as diferentes características operativas de cada usina, frente à variabilidade hidrológica da cascata. Para essa estratégia, pode-se observar da solução ótima um comportamento no qual as usinas participantes cooperam entre si de forma que o sistema gerador tenha o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis.

3.2 Operação Não Coordenada

A segunda estratégia, denominada de operação não coordenada (ONC), baseia-se na operação individualizada de cada usina do sistema gerador. Entende-se por operação individualizada, a aplicação do modelo descrito no item 2.0 para a determinação da operação ótima de uma única usina hidrelétrica. Esse procedimento tem início nas usinas localizadas nas cabeceiras dos rios (Fig. 1 – Otimização 1) percorrendo toda a cascata com uma seqüência de otimizações individualizadas. Para uma determinada usina localizada no centro da cascata, faz-se a otimização de sua operação considerando-se apenas seu reservatório, a respectiva vazão incremental referente ao trecho da bacia e a vazão defluente obtida com a solução ótima individual das usinas localizadas imediatamente à montante (Fig. 1 – Otimização 2).

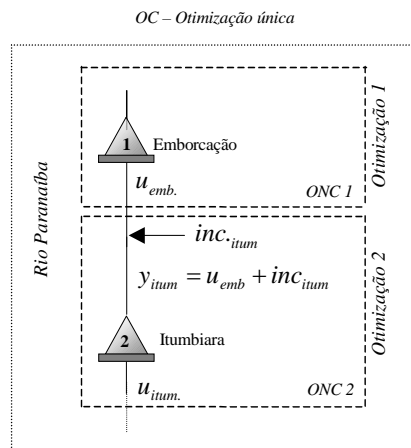


FIGURA 1 – Procedimento da Estratégia de Operação Não Coordenada (ONC).

Essa outra forma de operação simula o comportamento operativo do sistema caso não houvesse um sistema centralizado de coordenação operacional das usinas. A diferença de desempenho das duas formas de operação descritas permite estimar o benefício sinérgico da coordenação.

4.0 - ESTUDO DE CASO

Os estudos de caso aqui apresentados utilizaram o modelo de otimização não linear a usinas individualizadas descrito na seção 2 alimentado pela seqüência de vazões afluentes do histórico que vai de maio de 1931 a abril de 1998. O modelo foi aplicado segundo as formas de operação coordenada (OC) e não coordenada (ONC), conforme descritas na seção 3.

Foi selecionado um conjunto de usinas em cascata do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, incluindo as usinas de Furnas, Peixoto, Estreito, Jaguará, Igarapava, Volta Grande, Porto Colômbia, Marimbondo e Água Vermelha situadas no Rio Grande; Emborcação, Itumbiara, Cachoeira Dourada e São Simão localizadas no Rio Paranaíba; e Ilha Solteira, Jupia, Porto Primavera e Itaipu situadas no Rio Paraná, totalizando uma potência instalada de 32.049,2 MW, o que representa cerca de 48% da potência instalada total do SIN.

A Tabela 1 apresenta características operativas das usinas tais como a potência instalada (MW) e o Volume útil (V.U) do reservatório. Na Figura 2 visualiza-se a representação espacial das usinas.

TABELA 1 – Características das usinas

	Usinas	Potência Instalada [MW]	Volume Útil [hm³]			Usinas	Potência Instalada [MW]	Volume Útil [hm³]
1	Emborcação	1.192	13.000		10	Volta Grande	380	0
2	Itumbiara	2.280	12.500		11	Porto Colômbia	328	0
3	Cachoeira Dourada	638	0		12	Marimbondo	1.488	5.260
4	São Simão	1.710	5.540		13	Água Vermelha	1.398	5.169
5	Furnas	1.312	17.217		14	Ilha Solteira	3.444	5.513
6	Peixoto	478	2.500		15	Jupia	1.551,2	903
7	Estreito	1.104	0		16	Porto Primavera	1.320	4.300
8	Jaguará	616	0		17	Itaipu	12.600	5.970
9	Igarapava	210	0		-	-	-	-

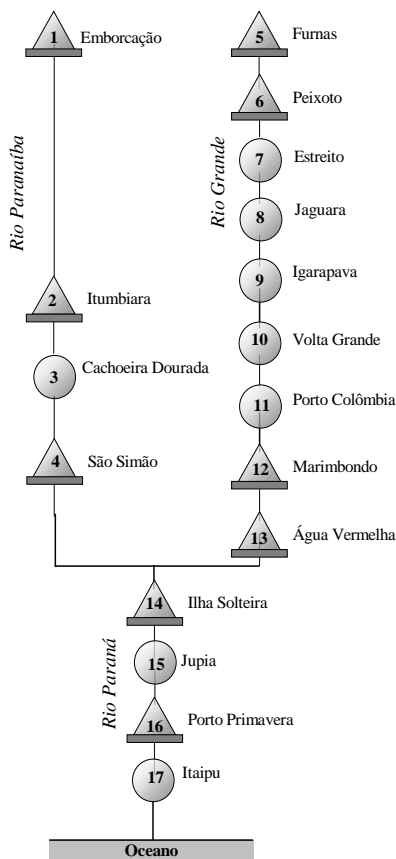


FIGURA 2 – Topologia espacial do conjunto de usinas.

Para assegurar um sistema hidrotérmico equilibrado, adotou-se no estudo de caso um sistema termelétrico complementar com a mesma capacidade do sistema hidrelétrico, representado por uma única usina termelétrica de custo de geração quadrático dado por $0,02.G^2$, onde G é a geração termelétrica. O mercado foi adotado constante ao longo do tempo e igual a metade da capacidade instalada do sistema.

Os resultados das otimizações foram analisados através de curvas de permanência da geração total e de valores médios e de desvio padrão da geração hidrelétrica, vertimento, produtividade e custo da geração termelétrica complementar. Na Figura 3 são apresentadas as curvas de permanência da geração hidrelétrica para cada uma das formas operativas adotadas.

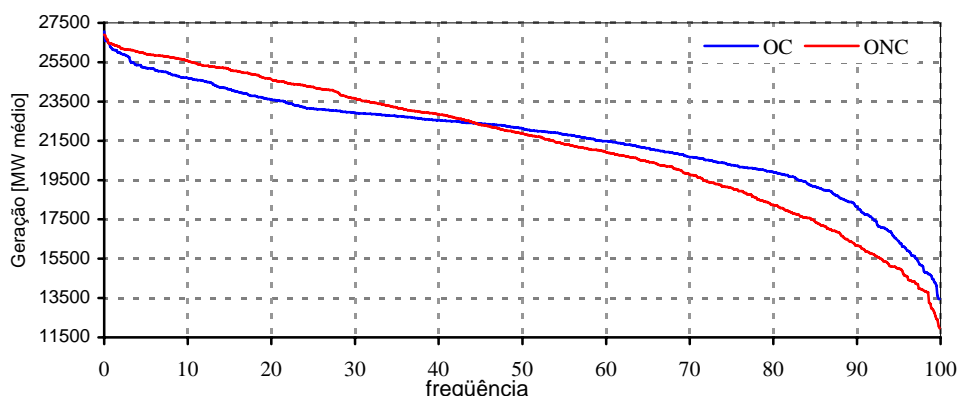


FIGURA 3 - Curvas de permanência da geração hidrelétrica

Como pode ser observado, a forma coordenada de operação das usinas em cascata acarreta uma curva de permanência de geração hidrelétrica menos íngreme que a forma de operação não coordenada. Ou seja, a coordenação proporciona um aumento nas gerações menores, cuja frequência de ocorrência é de 55%, a custo de uma diminuição das gerações maiores, cuja frequência de ocorrência é de 45%. Em outras palavras, a coordenação sobretudo reduz o desvio padrão da geração do sistema, assegurando uma disponibilidade hidrelétrica mais constante.

As Tabelas 2 e 3 apresentam os valores médios e desvios padrões da geração (MWm), e os valores médios de vertimento (m³/s) e produtividade (MW/m³/s) para cada usina hidrelétrica do sistema, enquanto a Tabela 4 apresenta as diferenças percentuais entre esses resultados.

TABELA 2 – Resultados por usina da operação coordenada

OC	Emborcação	Itumbiara	C.Dourada	São Simão	Furnas	Peixoto	Estreito	Jaguara	Igarapava	
	Geração	530,50	1032,18	435,56	1322,26	705,62	343,20	583,83	418,05	158,83
DP Geração	250,26	354,99	131,53	206,31	242,58	93,44	169,79	105,86	38,04	
Vertimento	1,77	1,62	12,54	254,00	7,67	44,73	1,92	19,32	25,86	
Produtividade	1,13	0,68	0,28	0,64	0,76	0,35	0,56	0,41	0,15	
	Volta Grande	Porto Colômbia	Marimbondo	Água Vermelha	Ilha Solteira	Jupiá	Porto Primavera	Itaipu	Total	
Geração	274,98	224,32	902,78	976,34	2077,17	1153,42	1036,44	9472,67	21648,16	
DP Geração	65,06	52,67	222,70	206,48	426,47	158,10	80,93	1406,09	2538,11	
Vertimento	29,41	21,41	21,98	64,37	45,08	245,28	1058,53	851,11	-	
Produtividade	0,25	0,18	0,51	0,49	0,41	0,19	0,17	1,05	-	

TABELA 3 – Resultados por usina da operação não coordenada

ONC	Emborcação	Itumbiara	C.Dourada	São Simão	Furnas	Peixoto	Estreito	Jaguara	Igarapava	
	Geração	554,73	1083,05	433,17	1361,41	736,01	367,32	582,29	417,24	158,32
DP Geração	126,80	300,56	112,26	146,06	149,63	60,98	133,14	77,76	28,52	
Vertimento	0,00	0,04	24,70	373,71	6,93	39,24	7,17	24,91	32,94	
Produtividade	1,17	0,72	0,28	0,70	0,79	0,37	0,56	0,41	0,15	
	Volta Grande	Porto Colômbia	Marimbondo	Água Vermelha	Ilha Solteira	Jupiá	Porto Primavera	Itaipu	Total	
Geração	272,91	222,47	907,77	979,26	2084,31	1108,13	1016,61	9093,97	21378,96	
DP Geração	52,71	51,53	232,93	183,47	511,83	175,52	90,27	1599,94	3419,88	
Vertimento	40,02	33,73	35,82	98,36	59,56	468,87	1289,12	1208,62	-	
Produtividade	0,25	0,18	0,51	0,50	0,41	0,19	0,17	1,05	-	

TABELA 4 – Resultados comparativos (%) entre as políticas operativas adotadas

%										
	Emborcação	Itumbiara	C.Dourada	São Simão	Furnas	Peixoto	Estreito	Jaguara	Igarapava	
Geração	-4,37	-4,70	0,55	-2,88	-4,13	-6,57	0,27	0,19	0,32	
DP Geração	97,37	18,11	17,17	41,25	62,12	53,22	27,53	36,14	33,39	
Vertimento	-	3604,27	-49,24	-32,03	10,73	13,99	-73,24	-22,42	-21,48	
Produtividade	-3,74	-4,98	0,03	-8,67	-4,14	-6,03	0,01	0,06	-0,04	
	Volta Grande	Porto Colômbia	Marimbondo	Água Vermelha	Ilha Solteira	Jupuí	Porto Primavera	Itaipu	Total	
Geração	0,76	0,83	-0,55	-0,30	-0,34	4,09	1,95	4,16	1,26	
DP Geração a	23,43	2,22	-4,39	12,54	-16,68	-9,93	-10,35	-12,12	-25,78	
Vertimento	-26,51	-36,54	-38,64	-34,56	-24,31	-47,69	-17,89	-29,58	-	
Produtividade	-0,01	0,05	-1,67	-2,12	-0,88	-0,09	-1,83	-0,02	-	

Como pode ser observado, quando a operação é coordenada, usinas de cabeceira como Emborcação, Itumbiara, São Simão, e Furnas geram menos e de forma menos uniforme. A explicação para esse fato está em que a coordenação da operação da cascata exige dos reservatórios dessas usinas uma maior regulação das vazões do que aquela que seria necessária na operação não coordenada, ampliando a oscilação dos reservatórios, reduzindo as suas produtividades médias e aumentando a variação da geração dessas usinas.

Ao contrário, as usinas de jusante como Jupuí, Porto Primavera e Itaipu, vertem menos e geram mais, e de forma mais uniforme, quando a operação é coordenada, uma vez que nessa situação estarão submetidas a vazões afluentes mais regularizadas. Já usinas intermediárias como Marimbondo, Água Vermelha e Ilha Solteira apresentam reduzida alteração tanto nos valores médios como nos desvios padrões de suas gerações.

TABELA 5 - Resultados globais das políticas operativas adotadas

Operação	Geração Média [MWm]	Desvio Padrão [MWm]	Custo [\$]
Coordenada	21648,16	2538,11	1843,02
Não Coordenada	21378,96	3419,88	2018,6
%	1,26	-25,78	-8,7

A Tabela 5 apresenta os valores médios e desvios padrões dos totais de geração hidrelétrica e os valores médios de custo, assim como suas diferenças percentuais, para cada forma de operação.

Analisando esses resultados, é possível concluir que, fundamentalmente, a operação coordenada proporcionou uma redução significativa de 25,78% no desvio padrão da geração e um aumento insignificante de 1,26% na geração média do sistema hidrelétrico. Como o custo de geração de energia termelétrica complementar é convexo e crescente, a redução verificada de 8,7% é mais significativa que o aumento na geração hidrelétrica média uma vez que é sensível também ao desvio padrão da geração. Esse resultado era esperado uma vez que os reservatórios não criam energia, mas somente alteram a sua distribuição no tempo.

Para efeito de comparação, se este mesmo sistema fosse operado a fio d'água, com os reservatórios permanentemente cheios e a defluência sendo adotada igual à afluência em cada intervalo de tempo, a geração média seria de 19444,6 MWm e o desvio padrão de 5936,45 MWm, acarretando um custo de geração de energia termelétrica complementar de 3120,72. Em termos relativos, a geração média seria 10,18% menor e o desvio padrão e custo seriam 133,9% e 69,3% maior que a operação coordenada, respectivamente.

É importante ressaltar que a redução percentual de custo decorrente da coordenação operativa das usinas hidrelétricas depende da proporção de geração hidrelétrica e termelétrica do sistema. Nesse estudo de caso, a geração hidrelétrica média aumentou 269,2 MWm com a coordenação (+1,26%), o que acarretou igual redução de geração termelétrica média. Como a geração termelétrica média sem coordenação foi de 10.670,24 MWm (32.049,2 – 21.378,96), a redução de geração termelétrica foi aproximadamente de 2,5%, acarretando uma redução de custo de 8,7%. Entretanto, se o mercado fosse menor, por exemplo, de 25.000 MWm, a mesma redução de geração termelétrica decorrente da coordenação das usinas em cascata resultaria numa redução percentual maior na geração termelétrica, de 7,4%, uma vez que a base de cálculo seria a geração média de

3.621,04 (25.000,00 – 21.378,96). Assim, a apresentação dos benefícios da coordenação da operação de usinas hidrelétricas em cascata deve ser feita em termos do aumento na disponibilidade da geração hidrelétrica que ela proporciona e não em termos da redução na geração termelétrica, ou nos custos dessa geração.

Em um estudo recente dos mesmos autores [Thyago et al, 2004], foi constatado que os benefícios da coordenação de usinas hidrelétricas em cascata não são muito sensíveis à dimensão do sistema, o que faz supor que benefícios da mesma ordem de grandeza sejam verificados no caso do SIN.

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo estimar os benefícios sinérgicos da coordenação da operação de usinas hidrelétricas em cascata. A quantificação dos benefícios foi feita através da diferença entre os valores médios e desvios padrões da geração, do vertimento, da produtividade, e do custo de operação entre duas formas distintas de operação adotadas. A primeira forma é constituída pela operação coordenada das usinas em cascata. A segunda forma é constituída pela operação não coordenada, que tem como característica a otimização individual da operação de cada usina, sem se preocupar com a operação das demais.

Para levantar os benefícios da coordenação foi utilizado um modelo de otimização a usinas individualizadas sobre o histórico de vazões de 1931 a 1998. Um sistema constituído de 17 usinas do sistema sudeste/centro-oeste foi utilizado em um estudo de caso.

As conclusões do estudo indicam que a coordenação da operação das usinas hidrelétricas em cascata não aumenta significativamente a geração de energia hidrelétrica média do sistema, com ganhos da ordem de 1%. O que a operação coordenada proporciona é uma disponibilidade hidrelétrica mais uniforme, como mostra a significativa redução dos valores de desvio padrão da geração, na ordem de 25%, acarretando redução nos custos operacionais que dependem da proporção hidro-térmica do sistema.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Esta pesquisa teve o suporte financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Fortunato, L.A. et al. "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica", Niterói, Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.
- (2) Carvalho, M. & Soares, S. "An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm", IEEE Transactions on Power System, vol. PWRS-2, pp. 537-542, 1987.
- (3) Oliveira G.G. & Soares S. "A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, vol.10, nº3, pp. 1635-1641, 1995.
- (4) Cicogna, M. A. "Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica" – Tese de doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, dezembro, 2003.
- (5) Arvanitidis, N.V. & Rosing, J. "Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power Systems", IEEE Transactions on PAS, vol. PAS-89, n. 2, pp. 327-335, February, 1970.
- (6) Martinez, L. & Soares, S. "Comparison Between Closed-Loop and Partial Open-Loop Feedback Control Policies in Long Term Hydrothermal Scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, n. 2, pp. 330-336, May, 2002.
- (7) Marques, T.C., Cicogna, M. A. e Soares, S. "Benefits of Coordination in the Operation of Cascated Hydroelectric Power Systems", European Power and Energy Systems - EuroPES 2004, IASTED, Rhodos, Grécia, Julho, 2004.