



**GRUPO IX  
GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

**AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DOS MODELOS COMPUTACIONAIS DE OTIMIZAÇÃO APLICADOS NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

<b>Hugo Mikami *</b>	<b>Márcio Luis Bloot</b>	<b>Luiz Roberto M. Ferreira</b>	<b>Pedro José Rosa</b>
<b>COPEL GERAÇÃO</b>	<b>COPEL GERAÇÃO</b>	<b>COPEL GERAÇÃO</b>	<b>CEEE</b>

**RESUMO**

Este trabalho elabora uma análise das políticas de operação determinadas pelos modelos computacionais de otimização eletroenergética frente a algumas situações relevantes ocorridas na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN. O estudo contemplou a investigação do resultado destes modelos no período compreendido entre 1999 e 2004, destacando-se os períodos que antecederam o racionamento de energia elétrica de 2001/2002. A conclusão dos estudos mostra algumas limitações dos modelos, e a forma como os resultados foram influenciados pela inadequada informação de seus dados de entrada.

**PALAVRAS-CHAVE**

Modelos computacionais, Planejamento energético, Otimização energética, Racionamento, Custo Marginal.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A utilização dos modelos de otimização no planejamento da operação eletroenergética do Sistema Interligado Nacional – SIN, foi prevista a partir da reestruturação do modelo do setor elétrico brasileiro, que propunha a operação baseada na figura de um operador centralizado. Para que este processo garantisse a transparência, a reprodutibilidade e a isenção, evitando-se a subjetividade, foram previstos modelos computacionais com a finalidade de elaborar toda a cadeia do planejamento energético, segmentados de acordo com a própria estrutura temporal existente, conforme figura abaixo.

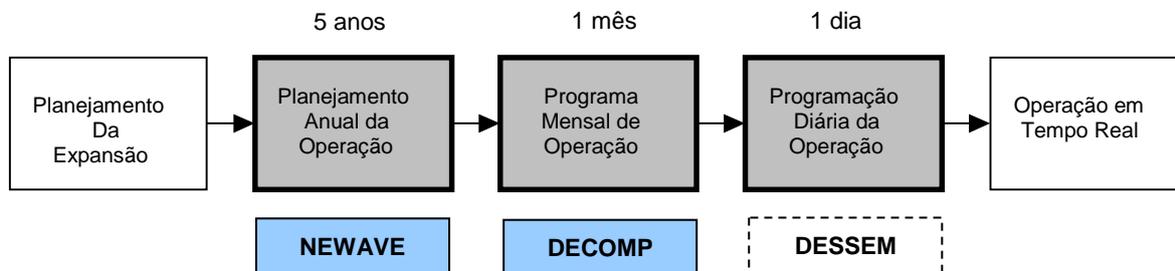


FIGURA 01 – A cadeia do planejamento energético e os modelos de otimização

Esta nova metodologia veio em substituição ao formato adotado na época do GCOI, cujos fóruns operativos atuavam de forma colegiada e participativa, e os resultados passavam pelo crivo do gestor do processo, que era o Governo Federal representado pela Eletrobrás.

Os modelos computacionais anteriormente utilizados determinavam a geração a usinas individualizadas através de simulações, a partir de diretrizes básicas definidas por modelos otimizadores simplificados a sistemas equivalentes, cabendo aos gestores, com base na sua experiência, a apreciação dos resultados e definição do resultado final, dentro de regras definidas, sempre almejando a otimização sistêmica.

Entretanto, a eficácia dos modelos de otimização foi questionada a partir da ocorrência de alguns fatos relevantes na operação do SIN, tal como ocorreu nos meses que antecederam o racionamento de energia elétrica imposto ao SIN, em 2001 e 2002. Na realidade, os resultados dos modelos não sinalizavam de forma contundente o risco do déficit iminente, apesar de todas as evidências, informando em alguns períodos um baixo custo marginal para a energia e, conseqüentemente, não indicando o despacho térmico complementar necessário.

Tal fato expôs a fragilidade do processo, obrigando a adoção de medidas complementares externamente aos modelos em questão, as quais são adotadas até a presente data. Entretanto, tais medidas passaram a ser definidas de forma centralizada. Muito embora tais decisões estejam respaldadas em decretos, resoluções, ou outra forma qualquer de legislação, a reprodutibilidade do processo fica comprometida, já que as decisões serão diferentes conforme o gestor. Da mesma forma, pode-se comprometer a otimização global, já que o gestor não tem a visão da especificidade do processo, tal qual os agentes setoriais.

## 2.0 - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

A atual operação eletroenergética do SIN é contemplada pelo planejamento de médio e curto prazo, considerando um horizonte de estudo de até 5 anos à frente, utilizando-se ferramentas computacionais, cuja função objetivo é a de minimizar o custo de produção de um sistema hidrotérmico, considerando um determinado nível de risco de não atendimento ao mercado consumidor.

O resultado esperado é a utilização ótima dos recursos de um sistema hidrotérmico, ao menor custo possível, ou seja, a determinação da composição ideal do despacho de geração entre cada uma das usinas hidráulicas e térmicas do SIN, que garantirá o atendimento ao mercado de energia previsto, dentro do nível de risco preestabelecido.

Para que essa meta seja atingida, procura-se, acima de tudo, evitar situações de desperdício de energia em todo horizonte do estudo, utilizando adequadamente os recursos térmicos disponíveis e minimizando os vertimentos nos reservatórios das usinas hidráulicas. A lógica deste processo é ilustrada na tradicional figura do “dilema do operador”, apresentada a seguir.

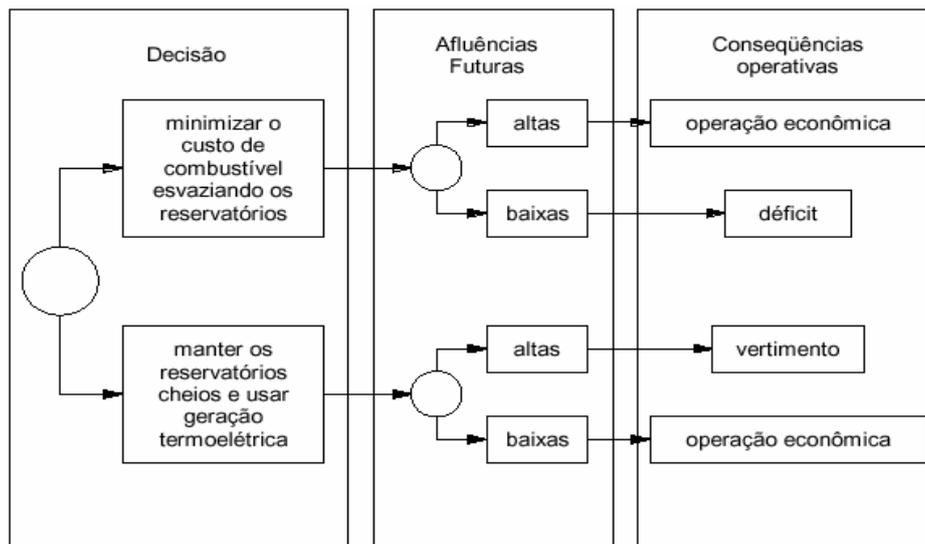


FIGURA 02 – O dilema do operador

Além disso, a existência de interligações entre sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas.

Para obter os ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário operar o sistema de maneira integrada, isto é, otimizando conjuntamente a operação de todos os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo de operação total. Portanto, é de fundamental importância informar corretamente aos modelos as restrições operativas, principalmente as limitações de intercâmbios entre subsistemas, além da expansão e as disponibilidades de geração, conforme demonstraremos à frente.

### 3.0 - AS CONSIDERAÇÕES E OS ESTUDOS ELABORADOS

As características peculiares do sistema elétrico brasileiro, que é constituído de predominante base hidroelétrica e de pequena complementação termoelétrica, associado a grandes áreas geográficas, além de um sistema elétrico de transmissão muito restritivo e heterogêneo, dificultam uma modelagem computacional ideal.

No caso do sistema brasileiro, adotou-se para a otimização de médio prazo um modelo baseado na representação a sistemas equivalentes, que, se por um lado introduz uma grande simplificação, de outro, impossibilita a consideração das restrições internas aos subsistemas, comprometendo o resultado esperado. Cita-se como exemplo, a incapacidade de representação de vertimentos localizados em alguns reservatórios ou bacias, decorrentes de esgotamento da capacidade de geração, ou as limitações de transmissão internas ao subsistema.

O modelo NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados) é um modelo de planejamento da operação com representação agregada do parque hidroelétrico, tendo como objetivos: determinar a estratégia de operação de médio prazo, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento; analisar as condições de atendimento energético no horizonte de médio/longo prazo; e informar as condições de fronteira por meio de funções de custo futuro para o modelo de planejamento de curto prazo (DECOMP). A função de custo futuro é uma variável que relaciona o estado do sistema (energias armazenadas e tendência hidrológica em cada subsistema) com o valor esperado do custo de operação a partir daquele estágio até o horizonte de planejamento, permitindo comparar o custo de utilizar os reservatórios num determinado momento, ou "guardar" a água para uma utilização futura.

Como este modelo de otimização tem um horizonte de estudo de cinco anos à frente, a política de operação presente é sensível aos dados de entrada que contemplam todo o horizonte. Uma parte dos estudos elencados neste trabalho faz uma análise de sensibilidade do modelo NEWAVE, utilizando-se como base o período do racionamento de energia elétrica, ocorrido em 2001 e 2002.

Para utilização no planejamento energético de curto prazo foi desenvolvido o modelo DECOMP (Determinação da Coordenação da Operação de Médio/Curto Prazo), que tem como objetivo determinar a estratégia de operação neste horizonte para sistemas hidrotérmicos interligados, objetivando minimizar o valor esperado do custo de operação para o período de planejamento. A obtenção desta estratégia ótima de operação procura definir, para cada patamar de carga, a geração média semanal de cada usina hidráulica e térmica, e os intercâmbios entre os subsistemas e contratos de importação e exportação de energia para sistemas externos.

Sua aplicação teve início no Programa Mensal de Operação de abril de 2002, sendo também utilizado para definir os preços da energia no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE.

Para a avaliação dos resultados do modelo DECOMP foi feita uma comparação entre os valores previstos nos Programas Mensais de Operação, frente aos valores verificados na operação, antes e após a entrada do modelo.

Para a utilização na Programação Diária da Operação Eletroenergética do SIN, está sendo desenvolvido o modelo DESSEM, cuja principal finalidade será a de desagregar as metas semanais de geração e intercâmbios definidas pelo modelo DECOMP em valores por patamares de carga diários, que servirão como balizadores para a elaboração da programação diária. Como este modelo ainda está em fase de desenvolvimento, não temos elementos necessários para a elaboração de um estudo.

### 4.0 - AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DO MODELO NEWAVE

O racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste/C.Oeste, Nordeste e Norte foi decretado em junho de 2001, porém, já no final de 1999 os armazenamentos nos reservatórios destes subsistemas já estavam em patamares críticos, sinalizando um déficit iminente. O gráfico a seguir ilustra o comportamento do reservatório equivalente da região Sudeste, de 1997 a 2003, associado à energia natural afluyente e o custo marginal de operação indicado pelo modelo NEWAVE.

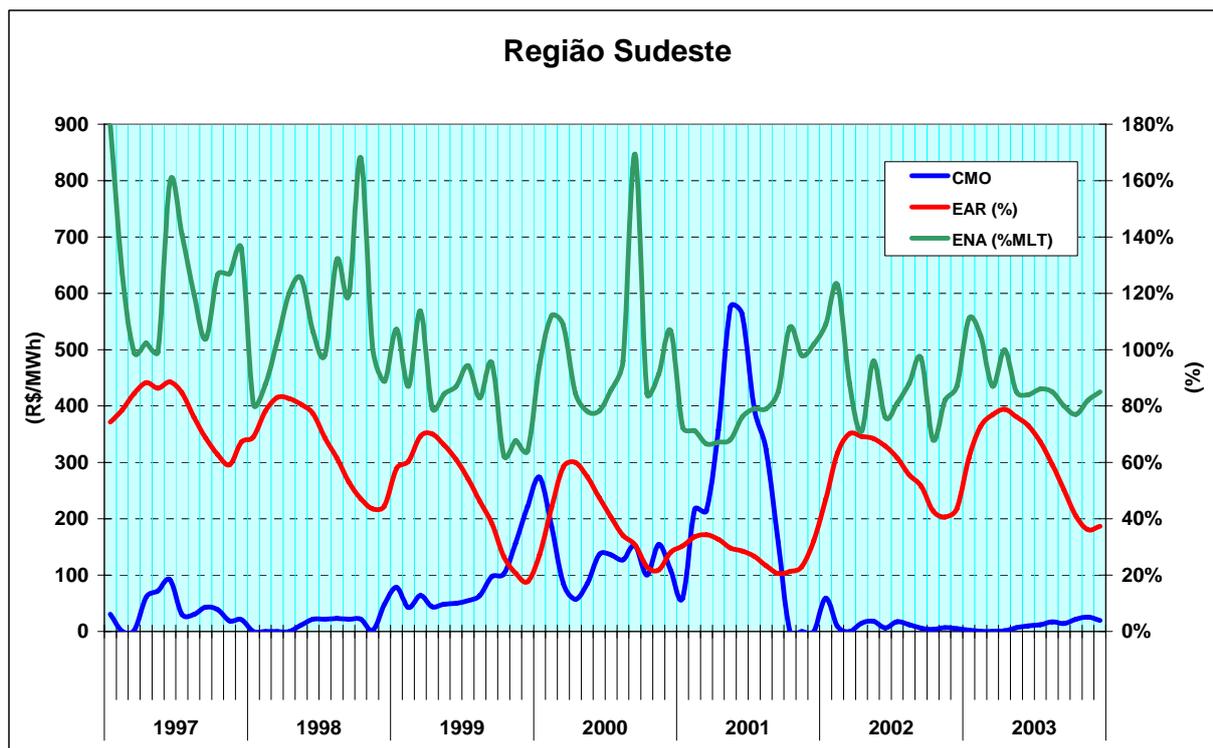


FIGURA 03 – Custo Marginal de Operação x Energia Armazenada x Energia Natural Afluente

Esta análise limitou-se ao comportamento da Região Sudeste, pelo fato desta região representar a maior parcela do armazenamento do SIN. Como pode ser observado, a partir de 1997 os armazenamentos equivalentes da Região Sudeste passaram a ter um contínuo deplecionamento, atingindo ao final de 1999 um patamar crítico, o que elevou o Custo Marginal de Operação – CMO, indicando um maior despacho térmico. Entretanto, já nos primeiros meses de 2000, devido a tradicional recuperação do armazenamento equivalente durante o período úmido, os modelos indicaram uma brusca redução do CMO e, conseqüentemente, sinalizando o corte de uma boa parcela de geração térmica, fato efetivamente verificado na operação. Situações semelhantes ocorreram ao longo de 2000 e início de 2001.

Conforme relatos registrados nos períodos que antecederam o início do racionamento, algumas variáveis de entrada utilizadas no modelo NEWAVE estavam superestimadas, principalmente, os limites de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste/C. Oeste, e as ofertas de novos recursos térmicos ao longo do horizonte de estudo. Com base na investigação preliminar do gráfico anterior, fizemos uma análise de sensibilidade deste modelo, em relação à sua resposta quanto aos dados de entrada de disponibilidade térmica e limites de intercâmbios entre regiões. Foram feitas 3 novas simulações do modelo NEWAVE: em abril e setembro de 2000 e janeiro de 2001. Nos 3 casos, informou-se a disponibilidade real das térmicas bem como os limites de intercâmbio operativos efetivamente utilizados na operação naquela época. A tabela abaixo sintetiza os resultados.

TABELA 01 – Resultados do modelo NEWAVE

Resultados do NEWAVE	Caso original			Caso simulado		
	abr/00	set/00	jan/01	abr/00	set/00	jan/01
CMO (R\$/MWh)	57,31	153,10	59,38	72,68	248,98	85,79
Risco de déficit em 2001 (%)	4,6	21,9	6,9	6,7	31,0	9,4
Energia térmica despachada (MW)	635	3129	2156	764	3129	2320
Energia térmica despachada (%Max)	37,7	98,9	68,1	45,4	98,9	73,3

Os resultados mostraram que utilizando as informações reais da expansão do parque gerador, além dos limites de intercâmbios praticados naquela época entre regiões, ocorreu a elevação do CMO, do risco de déficit e do despacho de térmicas. Na prática, porém, estas informações ainda seriam insuficientes para sinalizar adequadamente a iminente necessidade de racionamento de energia.

#### 5.0 - A AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DO MODELO DECOMP

A avaliação dos resultados propostos pelo modelo DECOMP consistiu em comparar as previsões semanais de geração de um elenco de 13 usinas selecionadas e consideradas relevantes dentro de cada subsistema do SIN, frente aos valores verificados, antes e após a entrada deste modelo, fato que ocorreu em abril de 2002. Para estas usinas foram tabulados os valores médios semanais previstos nos Programas Mensais de Operação de 1999 a 2004, e os valores correspondentes verificados na operação. De forma a evitar os efeitos do racionamento, que obrigaram a determinação de políticas de operação externamente aos modelos, foi expurgado o período 2001 e 2002. Portanto, o horizonte de 1999 a 2000 corresponde ao período anterior à entrada do modelo DECOMP, época em que a previsão de geração média semanal por usina era determinada por modelos de simulação.

A tabela a seguir resume para um conjunto de 13 usinas hidráulicas, a comparação entre os valores médios semanais previstos e realizados.

TABELA 02 – Comparação entre os valores previstos nos PMOs e os verificados

Usina	1999 - 2000			2003 - 2004		
	Desvio Médio	Desvio Padrão	Coef. Correlação	Desvio Médio	Desvio Padrão	Coef. Correlação
Furnas	5,8%	23,5%	65,5%	-43,1%	45,6%	38,4%
A. Vermelha	-0,4%	11,6%	83,3%	15,5%	25,9%	65,3%
Emborcação	7,9%	26,6%	69,4%	-44,0%	66,5%	61,8%
Itumbiara	-42,9%	52,1%	40,8%	-11,0%	44,7%	68,6%
Promissão	5,5%	24,4%	59,6%	-6,7%	47,9%	42,5%
Capivara	-3,7%	21,9%	71,5%	8,7%	26,6%	47,7%
Itaipu	-0,7%	7,3%	37,5%	-4,4%	10,3%	39,0%
GBM	-6,8%	28,7%	81,3%	-1,3%	49,9%	65,0%
S. Santiago	4,5%	19,7%	80,0%	18,0%	43,0%	61,1%
P. Fundo	-18,3%	38,2%	64,5%	-31,6%	64,1%	41,3%
P. Real	1,4%	20,7%	77,1%	-11,9%	28,2%	57,0%
Tucuruí	-2,4%	6,5%	77,5%	-2,2%	10,2%	82,5%
Sobradinho	0,3%	11,4%	77,7%	-12,2%	40,0%	32,5%

O Desvio Médio corresponde ao valor percentual da diferença entre a média dos desvios semanais previstos e os verificados, relativamente à média dos valores semanais verificados. Este índice foi determinado com o objetivo de indicar a tendência do modelo em prever valores acima ou abaixo do verificado. A análise desses valores indica que houve um acentuado aumento deste desvio a partir da entrada do modelo DECOMP para a maioria das usinas, exceto nas usinas de Itumbiara, Tucuruí e GBM.

O Desvio Padrão foi obtido das diferenças semanais entre os valores previstos e verificados, e referenciado percentualmente em relação à média dos valores verificados. Os valores da tabela mostram que após a entrada do modelo DECOMP o desvio padrão de todas as usinas, exceto Itumbiara, teve um acréscimo expressivo.

O Coeficiente de Correlação indica a aderência entre os valores previstos e verificados. Mais uma vez os valores obtidos indicam que após a entrada do modelo DECOMP ocorreu um maior descolamento entre os valores previstos e verificados.

As figuras a seguir ilustram graficamente o comportamento dos valores médios semanais da geração prevista e verificada, de 4 das 13 usinas analisadas, antes e após a entrada do modelo DECOMP.

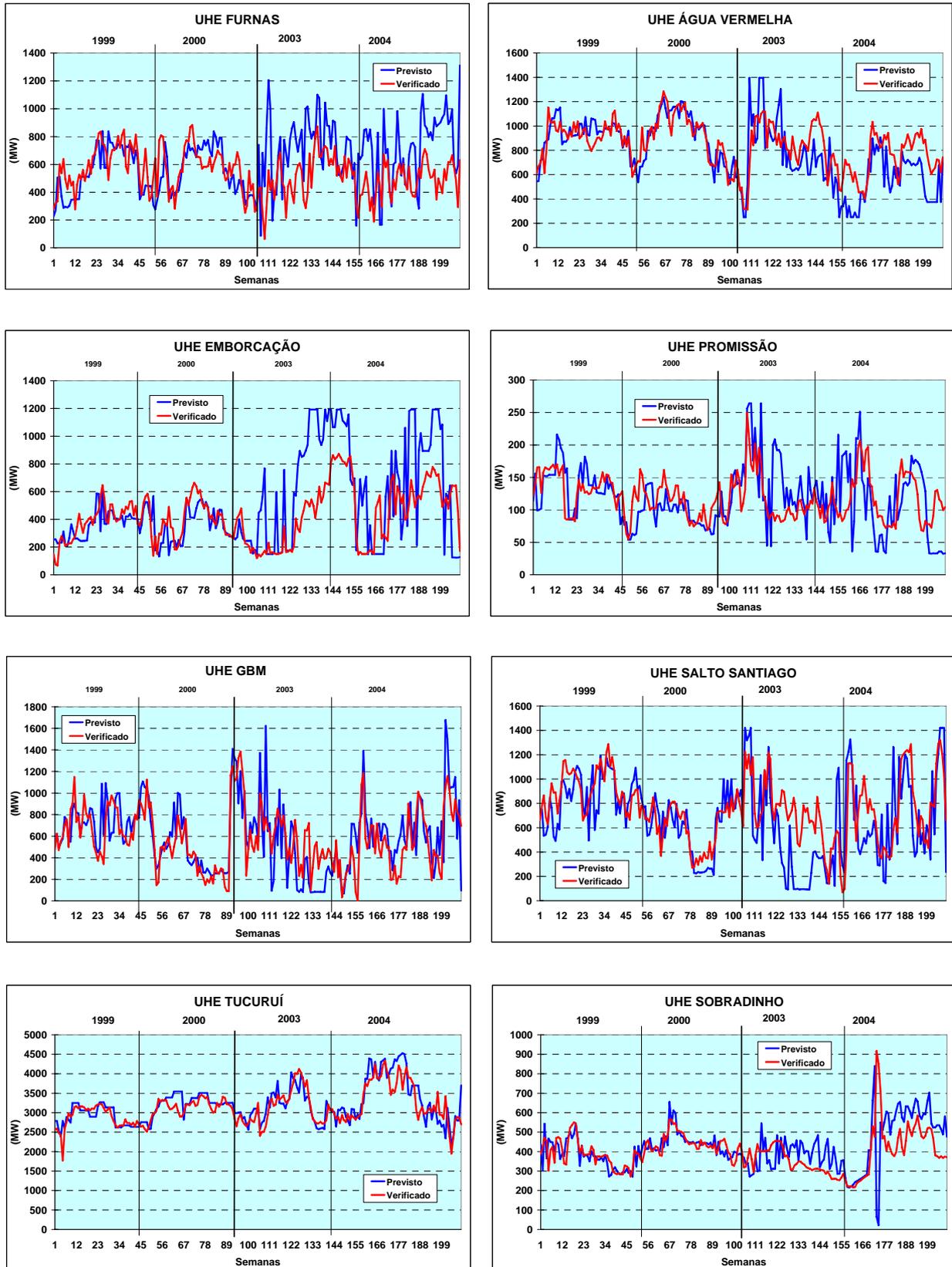


FIGURA 04 – Geração média semanal prevista x verificada

## 6.0 - CONCLUSÕES

Os resultados obtidos nas simulações efetuadas no modelo NEWAVE nos períodos que antecederam o racionamento de energia elétrica, indicaram um comportamento satisfatório quanto às complementações térmicas necessárias, considerando as reais limitações de intercâmbios entre subsistemas e a efetiva expansão e disponibilidade do parque gerador. Neste caso pode-se concluir que a utilização de informações mais próximas das reais foi o fator determinante para a resposta do modelo. Na prática, porém, estas informações ainda seriam insuficientes para sinalizar adequadamente a iminente necessidade de racionamento de energia. Não podemos deixar de citar que a modelagem a sistema equivalente dos reservatórios dos subsistemas impede a representação de restrições internas aos subsistemas, o que contribui para distorcer os resultados.

No caso do modelo DECOMP, os resultados comprovaram que após a sua entrada em operação houve um aumento expressivo na diferença entre os valores previstos nos Programas Mensais de Operação e os verificados. Obviamente, esta é uma situação indesejável, ainda mais quando se observa a amplitude dos desvios, fato que pode comprometer a segurança da operação e os rebatimentos comerciais associados. Vale lembrar que os preços do mercado de energia de curto prazo, praticados no âmbito da CCEE, também são calculados pelo modelo DECOMP. Estas discrepâncias certamente serão observadas quando da possível implementação do modelo DESSEM, que segue as mesmas diretrizes semanais definidas pelo modelo DECOMP.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ELETRORBRÁS e ONS. **Plano Anual de Operação e Programa Mensal da Operação de 1997 a 2004.**

ONS. **Histórico de Dados Operacionais de Geração e Consumo - HOGC.**

GORENSTIN, B.G.; COSTA, J.P.; PEREIRA, M.V.F.; ARARIPE NETO, T.A. **Otimização Estocástica da Operação de um Sistema Multireservatório** (1989), X SNPTEE, Brasil.

COSTA, J.P.; PRADO, S.; GORENSTIN, B.G.; SÁ JR., C.L.C. **Modelo DECOMP – Termo de Referência do Protótipo** (1994). Brasil.