



## XI-022 - OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA EM TEMPO REAL

**Alice Araújo Rodrigues Cunha<sup>(1)</sup>**

Engenheira Civil pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Goiás. Mestre em Hidráulica e Saneamento pela Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP).

**Luisa Fernanda Ribeiro Reis<sup>(2)</sup>**

Engenheira Civil pela Universidade Estadual de Campinas. Mestre em Engenharia Hidráulica e Saneamento pela Escola de Engenharia de São Carlos. Doutora em Engenharia Hidráulica e Saneamento pela Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP).

**Frederico Keizo Odan<sup>(2)</sup>**

Engenheiro Civil pela Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP).

**Laudelino de Araújo Pedrosa Filho<sup>(3)</sup>**

Engenheiro Civil pela Escola de Engenharia da Universidade Federal da Paraíba. Mestre em Hidráulica e Saneamento pela Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP). Doutor em Recursos Naturais pela Universidade Federal de Campina Grande.

**Endereço<sup>(1)</sup>:** Rua 52, 2805 – Jardim Goiás - Goiânia - GO - CEP: 74810-200 - Brasil - Tel: (62) 3202-4777 - e-mail: [alice@senha.eng.br](mailto:alice@senha.eng.br)

<sup>(2)</sup>: Avenida do Trabalhador São Carlense, 400 - Departamento de Hidráulica e Saneamento, Centro - São Carlos, SP - 13566-590 – Brasil - Tel: (16) 33739571 - e-mail: [fernanda@sc.usp.br](mailto:fernanda@sc.usp.br); [frederico\\_keizo@yahoo.com.br](mailto:frederico_keizo@yahoo.com.br)

<sup>(3)</sup>: Centro de Tecnologia - Laboratório de Recursos Hídricos - Cidade Universitária - João Pessoa, PB – CEP 58059-900 - Brasil - Tel: (83) 32167684 Ramal: 27 – e-mail: [laupedrosa@gmail.com](mailto:laupedrosa@gmail.com)

### RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo computacional para otimização energética de sistemas de abastecimento em tempo real. Tal modelo é composto por três módulos principais: (1) um Módulo de Simulação Hidráulica que descreve o comportamento do sistema – EPANET; (2) um Módulo de Previsão de Demandas que realiza a previsão das demandas futuras aplicável à utilização no tempo real (curto prazo), desenvolvido por Odan (2008); e, por fim, (3) um Módulo Otimizador estruturado em linguagem C++ que implementa a biblioteca de Algoritmos Genéticos do MIT - *Massachusetts Institute of Technology and Matthew Wall*, a GALib, que permite determinar as rotinas operacionais (acionamento de válvulas e bombas) de forma a minimizar o custo de energia elétrica no sistema.

O processo de otimização é dividido em duas rotinas, Nível Estratégico e Tempo Real. Na otimização em Nível Estratégico, a partir das Curvas Típicas de Demanda para cada nó de demanda do macro-sistema considerado, determina-se o conjunto de controles que minimizam os custos de energia elétrica, respeitando as restrições hidráulicas do sistema. Para cada conjunto de controles otimizados têm-se os níveis que os reservatórios irão atingir ao final de cada hora durante o horizonte de planejamento considerado, denominados Níveis Metas. Tais níveis servem de guia para a segunda etapa de otimização.

A Operação em Tempo Real se inicia com o recebimento dos dados sobre as condições atuais do sistema: níveis dos reservatórios e demandas da última hora. A partir das demandas informadas, o Módulo de Previsão de Demandas gera todas as demandas para o horizonte de planejamento. Alimenta-se então o Otimizador em Tempo Real com os níveis atuais dos reservatórios, os níveis metas e a previsão de demandas, obtêm-se o conjunto de regras operacionais ótimas para o horizonte de planejamento, sendo que são implementadas apenas as regras para a hora atual. E repete-se todo o processo a cada hora.

Este modelo foi aplicado a um sistema de abastecimento de água. Os resultados obtidos demonstraram a eficiência do modelo em achar soluções factíveis de serem implementadas e com redução dos custos com energia elétrica.

**PALAVRAS-CHAVE:** Otimização em Tempo Real, Operação de Sistemas de Abastecimento de Água, Algoritmo Genético, Eficiência Energética.



## INTRODUÇÃO

Em todo o mundo, no setor de saneamento básico, principalmente no segmento de sistemas de abastecimento de água, ocorrem perdas significativas de energia e água. De acordo com dados do Serviço Nacional de Informação em Saneamento (SNIS, 2006), as perdas de água (físicas e de faturamento) nos sistemas de abastecimento do Brasil são da ordem de 40%, chegando a 70% em algumas cidades. Já as perdas de energia são extremamente difíceis de mensurar. Estas se devem principalmente às próprias perdas de água, à baixa eficiência dos equipamentos eletro-mecânicos, à ausência de medição e à falta de monitoramento dos principais parâmetros que regulam o sistema e à procedimentos operacionais inadequados.

Atualmente as ações de combate às essas perdas são medidas imprescindíveis e inadiáveis para garantir a sustentação econômica da grande maioria das empresas de saneamento existentes no Brasil e no mundo.

Nos últimos anos a repercussão do custo da energia elétrica no setor de saneamento no Brasil tem se acentuado significativamente e já constitui o segundo item de despesas de algumas empresas prestadoras destes serviços.

A otimização da operação dos sistemas de abastecimento de água, objeto deste trabalho, constitui uma das principais medidas operacionais visando à redução das perdas energéticas, uma vez que o grande número de elementos passíveis de terem seus estados de funcionamento alterados a cada instante, torna complexa a tarefa dos operadores desses sistemas. Assim, a operação consiste basicamente em definir, num determinado instante, qual a melhor combinação do estado operacional das bombas e coeficiente de abertura das válvulas, de forma a tornar o sistema mais eficiente em termos energéticos. Sem um planejamento otimizado, os sistemas de distribuição de água para abastecimento continuarão a desperdiçar uma parcela razoável de energia elétrica.

## MATERIAIS E MÉTODOS

O propósito deste trabalho é estudar a otimização energética da operação de sistemas de abastecimento de água em tempo real. Um procedimento de minimização do custo relativo ao consumo de energia elétrica em tempo real é proposto e testado para o sistema descrito a seguir. O referido procedimento se apóia na execução de três módulos computacionais:

- Módulo de Previsão de Demandas: (1) os dados de demanda são submetidos a um processo de filtragem e determinadas as curvas de demanda típica; e (2) os dados de demanda filtrados são modelados com base na metodologia proposta por Zahed (1990), dando origem à previsão de demanda;
- Módulo de Simulação Hidráulica: representado pelo programa Epanet2, através das funções presentes na Toolkit, responsável pela avaliação do comportamento hidráulico das soluções geradas pelo Módulo Otimizador;
- Módulo de Otimização: realiza a otimização da operação, utilizando a tecnologia dos AGs de maneira integrada ao Módulo de Simulação Hidráulica. Para tanto, o problema de otimização correspondente é posto de forma a tratar o estado de funcionamento das bombas e válvulas em intervalos de tempo pré-determinados como variáveis de decisão, cujos valores resultem num custo mínimo de bombeamento para padrões de demanda conhecidos.

Os módulos de simulação hidráulica e otimização trabalham conjuntamente, de forma que o simulador hidráulico é repetidamente solicitado para avaliar possíveis soluções, gerada pelo AG, na busca de alternativas de melhor performance, ou seja, custos energéticos mínimos.

O módulo de otimização realiza a otimização da operação em duas etapas – Figura 1 Na primeira etapa é realizada a otimização em Nível Estratégico, a partir das Curvas Típicas de Demanda para cada nó de demanda do macro-sistema considerado. Determina-se o conjunto de controles que minimizam os custos de energia elétrica, respeitando as restrições hidráulicas do sistema, aqui denominado estratégia operacional.

Para cada conjunto de controles otimizados têm-se os níveis que os reservatórios irão atingir ao final de cada hora durante o horizonte de planejamento considerado, denominados Níveis Metas. Tais níveis servem de guia para a segunda etapa de otimização, a Operação em Tempo Real.



A Operação em Tempo Real se inicia com o recebimento dos dados sobre as condições atuais do sistema: níveis dos reservatórios e demandas da última hora. A partir das demandas informadas, o Módulo de Previsão de Demandas gera todas as demandas para o horizonte de planejamento. Alimenta-se então o Otimizador em Tempo Real com os níveis atuais dos reservatórios, os níveis metas e a previsão de demandas, obtêm-se o conjunto de regras operacionais ótimas para o horizonte de planejamento, sendo que são implementadas apenas as regras para a hora atual. Na próxima hora há o recebimento dos dados do sistema, nova previsão de demandas é gerada, o Otimizador em Tempo Real recebe os novos dados de entrada e um novo conjunto de controles otimizados é gerado, sendo implementados apenas os referentes a hora em curso, e assim por diante. Ou seja, a Otimização em Tempo Real é refeita a cada hora, permitindo que possíveis erros inerentes ao processo possam ser corrigidos e não se acumulem ao longo do horizonte, tal como seria na aplicação apenas do Planejamento Estratégico.

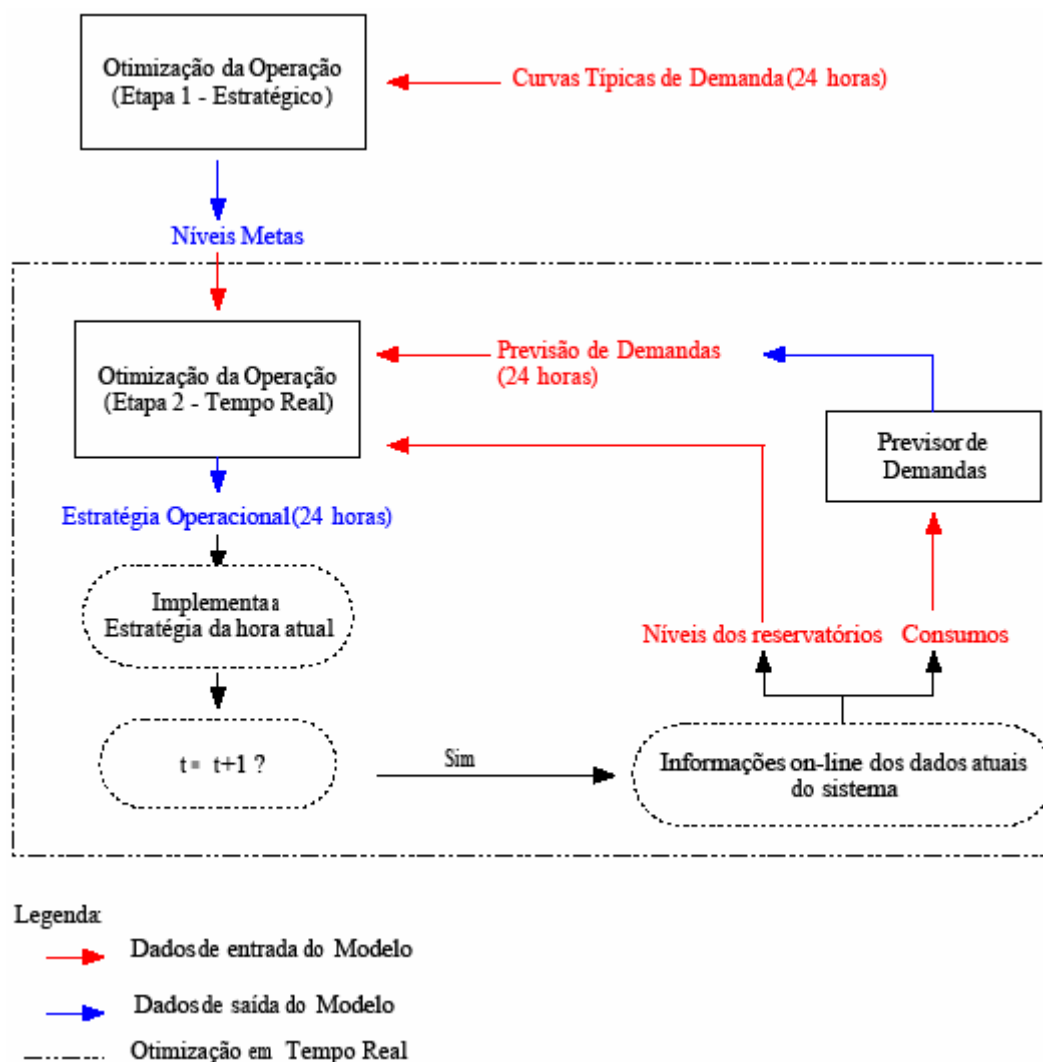


Figura 1 – Fluxograma do Modelo de Operação Otimizada em Tempo Real Proposto.

## MÓDULO DE PREVISÃO DE DEMANDAS

O previsor de demandas empregado no presente trabalho, desenvolvido por Odan (2008), baseia-se no modelo desenvolvido por Zahed (1990), o qual utiliza a Série de Fourier para prever a demanda de água, já que esta possui comportamento periódico.

Basicamente, por meio de dados observados, ajusta-se a equação harmônica que possui a seguinte forma (Zahed, 1990):



$$f(x_j) = a_0 + \sum_{k=1}^{np} \left( a_k \cdot \cos\left(\frac{k2\pi j}{2N}\right) + b_k \cdot \sin\left(\frac{k2\pi j}{2N}\right) \right) \quad np < N \quad \text{Equação (1)}$$

em que:  $a_0$  é o valor médio da função no intervalo utilizado;  $a_k$ ,  $b_k$  são coeficientes ajustados;  $2N$  é o número de pontos equidistantes equivalente ao período  $2\pi$ ;  $j$  é número de ordem de  $f(x)$ ;  $np$  é o número de harmônicos, adotado  $np = 21$ ;  $x_j = j \cdot (2\pi/2N)$ ;  $e$ ,  $t$  é a variável tempo.

O ajuste dos coeficientes é realizado por meio do método dos mínimos quadrados:

$$a_0 = \frac{1}{2N} \sum_{j=1}^{2N} Cons(x_j) \quad \text{Equação (2)}$$

$$a_k = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{2N} Cons(x_j) \cdot \cos\left(\frac{k\pi j}{N}\right) \quad 1 \leq k \leq N \quad \text{Equação (3)}$$

$$b_k = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{2N} Cons(x_j) \cdot \sin\left(\frac{k\pi j}{N}\right) \quad 1 \leq k \leq N \quad \text{Equação (4)}$$

Em que:  $Cons(x_j)$  é o consumo observado.

O ciclo adotado é semanal, discretizado a nível horário ( $2N = 24 \times 7 = 168$  horas), ou seja, necessita-se de no mínimo 1 semana de dados observados para a utilização do modelo, sendo a atualização dos coeficientes horária.

No modelo, para cada avanço de uma hora na série de dados observada, realiza-se a previsão de 24h à frente.

Ainda segundo Zahed (1990), a fim de incorporar à previsão as informações intrínsecas nos dados de consumo, aplica-se um coeficiente de correção alfa, que corresponde à relação média entre os valores observados e os valores obtidos pelos harmônicos para as últimas  $n_b$  horas do conjunto de 168 horas (adotado  $n_b = 6$  horas).

Neste modelo, durante a previsão de 24h, à medida que o período de previsão avança, inevitavelmente o consumo previsto se afasta dos valores observados, por isso, caso a diferença entre a previsão e a média dos valores observados para a determinada hora das semanas anteriores (no caso, foi adotado 3 semanas anteriores) seja maior que um determinado desvio (adotado 20%), substitui-se o valor previsto pela média observada.

## MÓDULO DE SIMULAÇÃO HIDRÁULICA

A simulação hidráulica avalia as respostas do sistema face às decisões operacionais em termos das suas variáveis de estado: pressão, vazão e níveis de água nos reservatórios. O modelo simulador hidráulico utilizado no presente trabalho é o EPANET2, que pode ser apontado como o software de domínio público mais utilizado no mundo todo.

## MÓDULO OTIMIZADOR

Os modelos de simulação hidráulica disponíveis permitem reproduzir o comportamento hidráulico de um sistema de abastecimento de água sob determinadas condições de operação. Estes modelos não possibilitam, no entanto, a determinação das condições de funcionamento ótimo dos sistemas, sendo para tal necessário recorrer à utilização de modelos computacionais baseados em métodos de otimização.

Assim, criaram-se duas rotinas otimizadoras (em Nível Estratégico e de Tempo Real) que compõem o módulo otimizador, ambas desenvolvidas em linguagem C++ com o uso do compilador da *Borland, Builder C++ 5.0* e, também, do código fonte do *EPANET Toolkit Library*, contido no arquivo *Epanet2.dll*.



## Função Objetivo

No problema tratado, a função objetivo expressa a minimização dos custos de energia elétrica relativa ao bombeamento de um sistema de adução de água. Portanto as variáveis de decisão são os conjuntos de controles das bombas  $x_t = (x_{1t}, x_{2t}, \dots, x_{Bt})$  e das válvulas  $y_t = (y_{1t}, y_{2t}, \dots, y_{Vt})$ ,  $t = 1, \dots, T$ , para todos os intervalos de tempo  $t$  ao longo do horizonte de planejamento  $T$ , onde  $B$  é o número de bombas,  $V$  é o número de válvulas e  $T$  é o número de intervalos de tempo que totalizam o horizonte de planejamento (24).

Como os custos associados ao consumo de energia representam a maior parcela dos custos totais de exploração dos sistemas de abastecimento de água, a função objetivo a minimizar ( $C_b$ ) do problema pode ser definida pelo somatório dos custos associados ao consumo de energia elétrica no bombeamento de água no sistema.

Se  $B$  é o número de bombas é o número de bombas no sistema de adução, e  $E$  é o número de elevatórias, então o custo energético de bombeamento ( $C_b$ ) em  $T$  períodos de tempo, é representado genericamente por:

$$C_b = \sum_{b=1}^B \sum_{t=1}^T [\text{custoconsumo}(b,t)] + \sum_{e=1}^E \text{custodemanda}(e) \quad \text{Equação (5)}$$

Como o Algoritmo Genético não trata diretamente com problemas de otimização que contenham funções restritivas, esse impedimento nos modelos de minimização pode ser contornado empregando-se o Método de Penalidades, no qual as restrições existentes no modelo real são adicionadas à função objetivo em termos de penalidades, convertendo o problema inicialmente restrito em um problema irrestrito.

## Penalidades

Optou-se por incorporar à Otimização em Nível Estratégico as restrições relativas às ocorrências de pressões inferiores à mínima (Equações 6 e 10), diferença entre os níveis inicial e final nos reservatórios (Equação 7) e quantidade de acionamentos das bombas (Equação 8). Na Otimização em Tempo Real a restrição quanto à diferença de níveis inicial e final nos reservatórios (Equação 7) é substituída pela diferença entre os níveis atingidos pelos reservatórios e os níveis meta (Equação 9), ou seja, obtidos na otimização estratégica.

$$P_1 = \lambda_1 \sum_{t=1}^{T=24} (P_{\min} - P_{it}), \text{ sendo } P_{it} < P_{\min} \quad \text{Equação (6)}$$

$$P_2 = \lambda_2 \sum_{r=1}^R (N_{\text{inicial},r} - N_{\text{final},r}), \text{ sendo } N_{\text{inicial},r} > N_{\text{final},r} \quad \text{Equação (7)}$$

$$P_2 = 0, \quad \text{para } N_{\text{inicial},r} \leq N_{\text{final},r}$$

$$P_3 = \lambda_3 \left( \sum_{b=1}^B NA_b + \sum_{v=1}^V NA_v \right), \text{ sendo } NA > 4 \quad \text{Equação (8)}$$

$$P_4 = \lambda_4 \sum_{r=1}^R \sum_{t=1}^T N_{\text{meta},rt} - N_{rt}, \text{ sendo } N_{\text{meta},rt} > N_{rt} \quad \text{Equação (9)}$$

$$P_5 = \lambda_5 \sum_{t=1}^T \text{warningcode}, \text{ se } \text{warningcode} = 3 \text{ ou } 6 \quad \text{Equação (10)}$$

em que:  $\lambda_n$  são os coeficientes de penalidade a ser aplicada às funções de restrição;  $P_{it}$  é a pressão no nó  $i$  (desde que haja demanda nesse nó) na hora  $t$ ; e,  $P_{\min}$  é igual a 10 mH<sub>2</sub>O (conforme preconiza a NBR 12218);  $N_{\text{inicial},r}$  e  $N_{\text{final},r}$  = níveis de água no reservatório  $r$  para os instantes inicial e final ( $t=0$  e  $t=24$ );  $NA$  é o número de acionamento da bomba  $b$  ou da válvula  $v$  para o horizonte de planejamento considerado;



$N_{meta_{r,t}}$  é o nível meta do reservatório  $r$  no instante  $t$ ; e,  $N_{rt}$  é o nível do reservatório  $r$  no instante  $t$ , determinado pela Otimização em tempo Real; e,  $warningcode$  é código de alerta gerado pelo EPANET se alguma condição operacional é violada ( $warningcode$  igual a 3 ou 6 em algum instante da simulação representa, respectivamente, a ocorrência de pressão negativa em algum dos nós alimentados pelos reservatórios ou a desconexão de algum nó com demanda positiva de sua fonte de suprimento).

### Função de Aptidão

A função objetivo transformada (função de aptidão) a minimizar passa a ser definida pela soma dos termos de penalidade à função objetivo original:

Otimização em Nível Estratégico:

$$objF = \sum Cb + P_1 + P_2 + P_3 + P_5 \quad \text{Equação (11)}$$

Otimização em Tempo Real:

$$objF = \sum Cb + P_1 + P_4 + P_3 + P_5 \quad \text{Equação (12)}$$

em que:  $objF$  é a função de aptidão;  $Cb$  é o custo de bombeamento (R\$/dia).

### SISTEMA OBJETO DE ESTUDO

Adotou-se para o presente trabalho o sistema estudado por Pedrosa (2006) que abastece parte da cidade de João Pessoa/PB e dispõe de todos os dados de topologia necessários já calibrados pelo autor. E sintetizar uma série de demandas horárias para os nós de saída dos reservatórios utilizando o histórico de demandas horárias da cidade de São Carlos/SP.

O sistema objeto de estudo, representado na Figura 2, possui 2 fontes de suprimento de água (1 ETA e 1 poço profundo), 5 reservatórios, 3 estações elevatórias (aqui denominadas EEAT, CR1 e CR2), 4 válvulas controladoras de vazão e aproximadamente 9,5 km de adutoras.

A EEAT é responsável pelo recalque da água tratada da ETA até os Centros de Reservação 1 e 2. Nesta elevatória existem três bombas, duas Worthington 8-LN-21, motor 500 cv, 1.765 rpm, podendo trabalhar associadas em paralelo, e uma de reserva Worthington 12-LN-26, motor 750 cv de 1.175 rpm.

O Centro de Reservação 1 (CR1) é formado por dois reservatórios semi-enterrados (R1 e R2) totalizando um volume de 5.000 m<sup>3</sup>, duas elevatórias com duas bombas cada, e um reservatório elevado (R3) com capacidade para armazenar 2.000 m<sup>3</sup> de água. A água chega no reservatório R2 de onde é recalçada por duas bombas em paralelo para o reservatório elevado, R3, através de uma curta adutora de 43 m de extensão em ferro fundido, DN 500, e desnível geométrico de cerca de 20 metros. O reservatório R1 é utilizado como reserva técnica, seu funcionamento se dá apenas nos meses de maior solicitação, quando essa unidade passa a operar normalmente, contando com a ajuda das bombas B43 ou B44 para recalcar água até o reservatório elevado R3.

Como essas duas bombas não fazem parte da operação normal diária do sistema na maioria dos meses do ano, sua operação não foi incluída no conjunto de variáveis de decisão do problema operacional aqui tratado.

O Centro de Reservação 2 (CR2) é formado por dois reservatórios semi-enterrados (R4 e R5) totalizando o volume de 4.000 m<sup>3</sup> e um poço artesiano, capacidade de produção de 11,9 L/s, com 176 m de profundidade ( $\phi 150$  mm). Os dois reservatórios semi-enterrados podem abastecer simultaneamente a rede de distribuição a jusante. No entanto, eles estão assentados em cotas topográficas diferentes.

No que se refere à energia elétrica, a unidade consumidora EEAT<sub>1</sub> está sujeita ao regime tarifário horazonal Azul, a unidade consumidora CR<sub>1</sub> é enquadrada no regime Convencional e o CR<sub>2</sub> operando com apenas uma bomba submersa, é submetido à tarifa Convencional do Sub-Grupo B3 (baixa tensão).

Como não se dispõe de histórico de demandas horárias na saída dos centros de reservação - nós Rede1 e Rede2, optou-se por adimensionalizar os dados de demanda horária disponíveis para os reservatórios Parque Fehr e São Carlos III na cidade de São Carlos/SP (Moreira, 2007), e multiplicá-los pela demanda base dos nós





Rede1 e Rede2, apresentadas por Pedrosa (2006), de 234,7 L/s e 75,0 L/s, respectivamente, obtendo-se, assim, uma série sintética de dados de demanda.

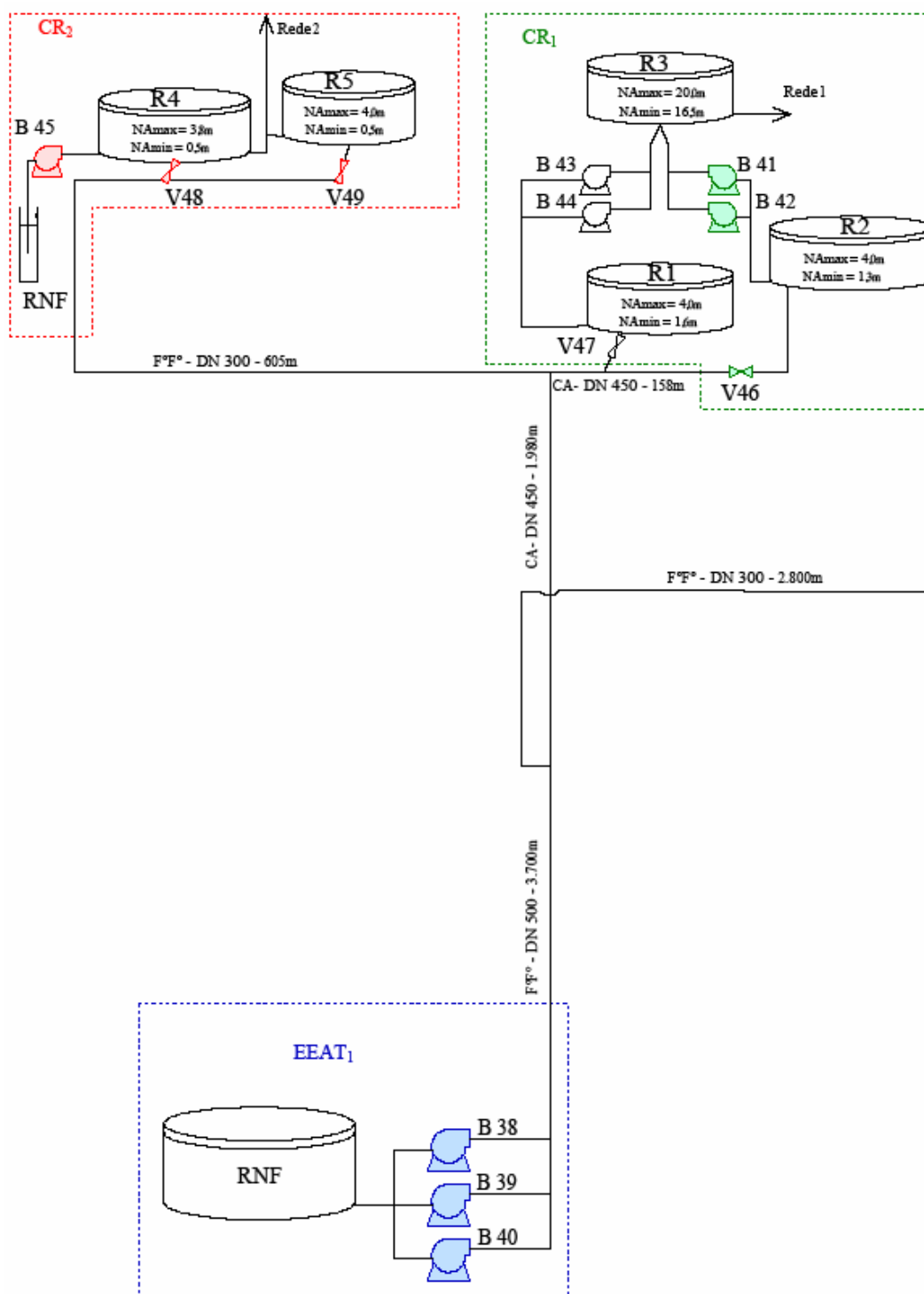


Figura 2 – Topologia do Sistema Objeto de Estudo.

Uma vez que para a otimização em tempo real utilizam-se como base os valores adimensionalizados de Moreira (2007), também definiu-se a utilização das curvas médias de demanda do sistema apresentado pelo referido autor.

Para obter as curvas médias de demanda, Moreira (2007) submeteu o histórico de demandas medidas, referente aos dias 27/05/2005 à 17/08/2005, a um processo de preenchimento de falhas e filtragem, baseado na metodologia proposta por Zahed (1990), agrupou estes dados de acordo com o dia de semana e, posteriormente, para cada dia de semana avaliou a média construindo a curva de vazão ao longo do dia para todos os dias da semana.

Com o objetivo de obter um padrão diário de demanda, adimensionalizou-se as curvas apresentadas por Moreira (2007), dividindo-se pela as vazões da curva de vazão ao longo do dia pela vazão média do dia a que se referem. Os resultados obtidos estão apresentados no gráfico da Figura 3.

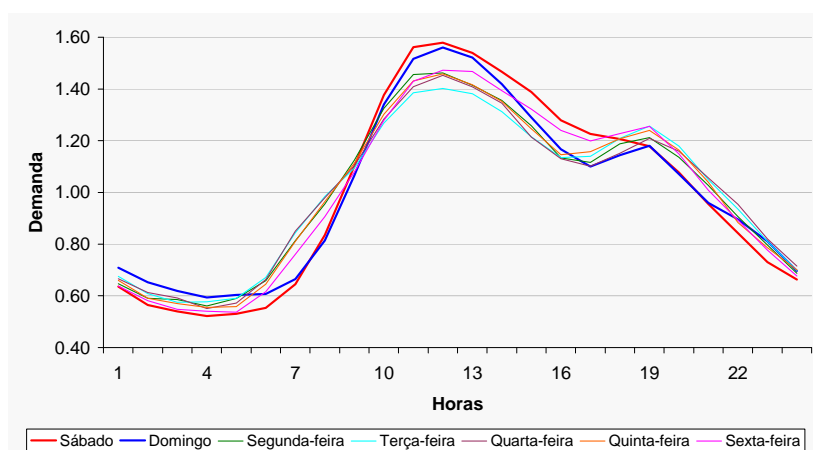


Figura 3 – Curvas Típicas de Demanda para todos os dias da semana.

## RESULTADOS

### Teste de validade do modelo desenvolvido

Para a verificação da aplicabilidade do modelo desenvolvido foi obtido o conjunto de regras operacionais para o horizonte de previsão de 24 horas adotando-se as curvas de demandas citadas por Pedrosa (2006) e os mesmos níveis iniciais utilizados pelo autor.

Uma análise inicial das regras operacionais obtidas mostra que o AG possibilita encontrar várias soluções viáveis de serem praticadas no campo da engenharia. As restrições de não ocorrência de pressão negativa ou inferior à 10 mH<sub>2</sub>O na rede é satisfeita nas simulações (Figura4), garantindo a continuidade do abastecimento ao longo de todo alcance de operação, e os níveis operacionais para os reservatórios encontram-se dentro dos limites praticáveis.

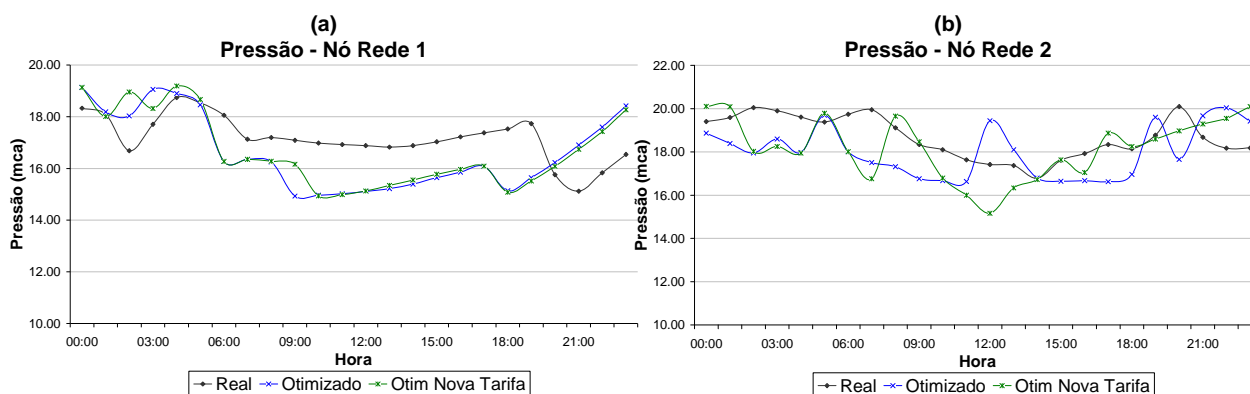


Figura 4 – Distribuição temporal das pressões nos nós (a) Rede 1 e (b) Rede 2.

Segundo Pedrosa (2006), as estimativas dos consumos de energia elétrica diários reais da EEAT<sub>1</sub>, CR<sub>1</sub> e CR<sub>2</sub> são de 9.911,50, 2.076,63 e 305,64 kWh, respectivamente. Com a otimização é possível alcançar economia





média 8,5% em relação a estes valores reais. A comparação destes valores com os resultados obtidos via otimização, é possível analisando a Tabela 2.

**Tabela 2 – Consumo médio diário por unidade, real e otimizado.**

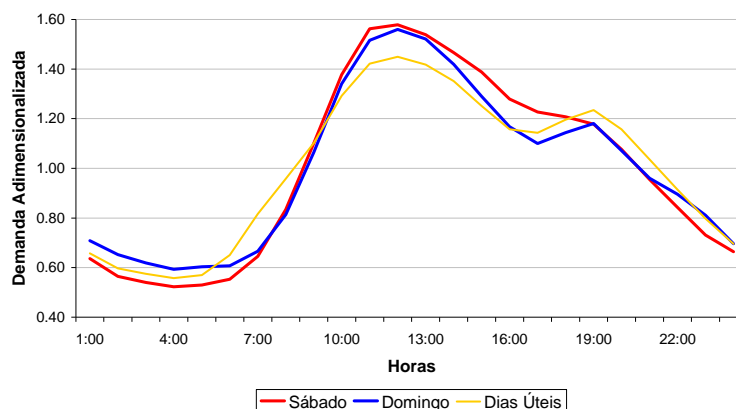
Unidade	EEAT <sub>1</sub>	CR <sub>1</sub>	CR <sub>2</sub>	Total
Consumo médio diário praticado (kWh/dia) (Fonte: Pedrosa)	9,911.50	2,076.63	305.64	12,293.77
Consumo diário otimizado (kWh/dia)	9,492.15	1,541.65	300.89	11,334.69
<b>Redução</b>	<b>4.4%</b>	<b>34.7%</b>	<b>1.6%</b>	<b>8.5%</b>

Ou seja, no que se refere ao teste comparativo efetuado, pode-se dizer que as estratégias operacionais produzidas pelo modelo para a operação otimizada em nível estratégico indicaram uma redução de custos da ordem de 8,5% em relação aos custos diários de energia elétrica reais citados por Pedrosa (2006) para o mesmo sistema.

### Otimização em nível estratégico

O objetivo da Otimização em Nível Estratégico é definir Níveis Metas que serão utilizados como guias para a otimização em tempo real. Para tanto determina-se o conjunto de controle otimizados para o horizonte de planejamento considerado (24 horas) com base nas curvas médias de demanda do sistema, definidas como Curvas de Demanda Típicas.

Observando-se as curvas típicas de demandas para os diferentes dias da semana, apresentadas na Figura 3, foi possível perceber que os dias úteis possuem comportamento muito parecido, diferenciando-se dos sábados e domingos. Portanto adotou-se, como Curvas de Demanda Típicas, as curvas para Dias Úteis, Sábados e Domingos, que se apresentam na Figura 5.



**Figura 5 – Curvas de Demanda Típica dos Dias úteis, Sábados e Domingos.**

Para cada Curva de Demanda Típica definida (dias úteis, sábados e domingos) realizou-se uma otimização em nível estratégico, utilizando-se os parâmetros apontados nas Análises de Sensibilidades. Na Tabela 3 estão sintetizados os resultados obtidos em termos de custo diário de energia elétrica, penalidades e tempo computacional gasto.

**Tabela 3 – Resultados da otimização para as diferentes Curvas de Demanda Típica.**

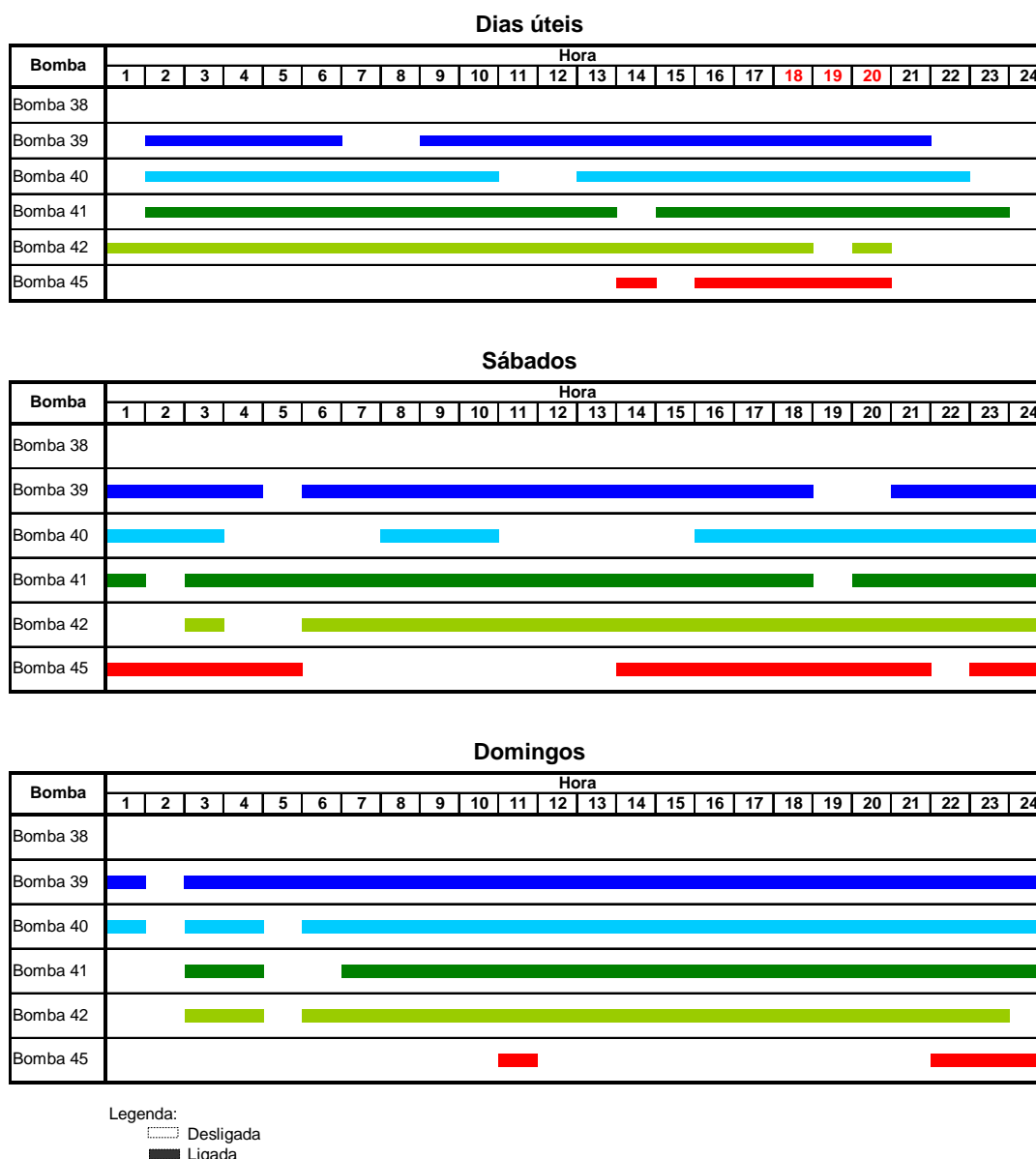
Otimização	Tempo Computacional (min)	Custo diário energia elétrica (R\$)	Penalidade 2 - P2 $= \sum N_{\text{final}} - N_{\text{inicial}}$ (m)	Penalidade 3 - P3 = $\sum$ Acionamentos, se for maior que 4 (unid)
Dias úteis	49	8.474,71	0,00	0
Sábados	57	7.346,50	0,00	7
Domingos	47	6.666,02	0,00	2

As penalidades 1 e 5 sempre resultaram em valor zero, ou seja, as restrições impostas ao problema de não ocorrência de pressão negativa na rede e de pressão inferior a 10 mH<sub>2</sub>O são satisfeitas nas três simulações realizadas, o que garante a continuidade do abastecimento ao longo de todo o horizonte de operação, não havendo custos de penalidades a serem considerados.

Nos testes de otimização realizados, conforme ensejado pela adoção do alto valor do coeficiente de penalidade 2 ( $\lambda_2=1.000$ ), os reservatórios sempre conseguem recuperar seu estado inicial, finalizando a otimização com níveis superiores a 70% do nível máximo (e 90% para o reservatório R3).

Destaca-se que as violações da Penalidade 3 não comprometem a boa qualidade dos resultados apresentados pelo modelo. Entretanto, estudos mais aprofundados devem ser realizados para que se possa realmente quantificar tais ocorrências.

Nos gráficos da Figura 6 estão apresentadas as regras operacionais otimizadas, para as 5 bombas do sistema, propostas pelas otimizações em Nível Estratégico para dias úteis, sábados e domingos.



**Figura 6 – Regras de operação das bombas resultantes da otimização estratégica.**

Observado-se as regras de operação das bombas otimizadas em Nível Estratégico é fácil perceber que: (1) a bomba 38, de maior potência e que por isso não pode ser acionada em paralelo com as bombas B39 e/ou B40, permanece desligada ao longo do horizonte de operação nos três ensaios de otimizações realizados; (2) na



otimização de dias úteis o otimizador não consegue desligar todas as bombas da EEAT<sub>1</sub> (B38, B39 e B40) no horário de ponta, mesmo sendo a tarifa no horário de ponta o dobro da fora de ponta e a demanda o triplo ; e, (3) a bomba B45 permanece ligada apenas 6 horas em dias úteis, 4 horas aos domingos e 15 horas aos sábado, mais tempo do que nos outros dias face à maior demanda registrada aos sábados.

As estratégias operacionais para bombas e válvulas, obtidas da otimização em Nível Estratégico, foram implementadas no simulador hidráulico para a produção dos níveis operacionais dos reservatórios e posterior avaliação do comportamento do sistema nos diferentes dias da semana.

Nos gráficos na Figura 7 estão apresentas as curvas de variação dos níveis de água nos reservatórios R2, R3, R4 e R5.

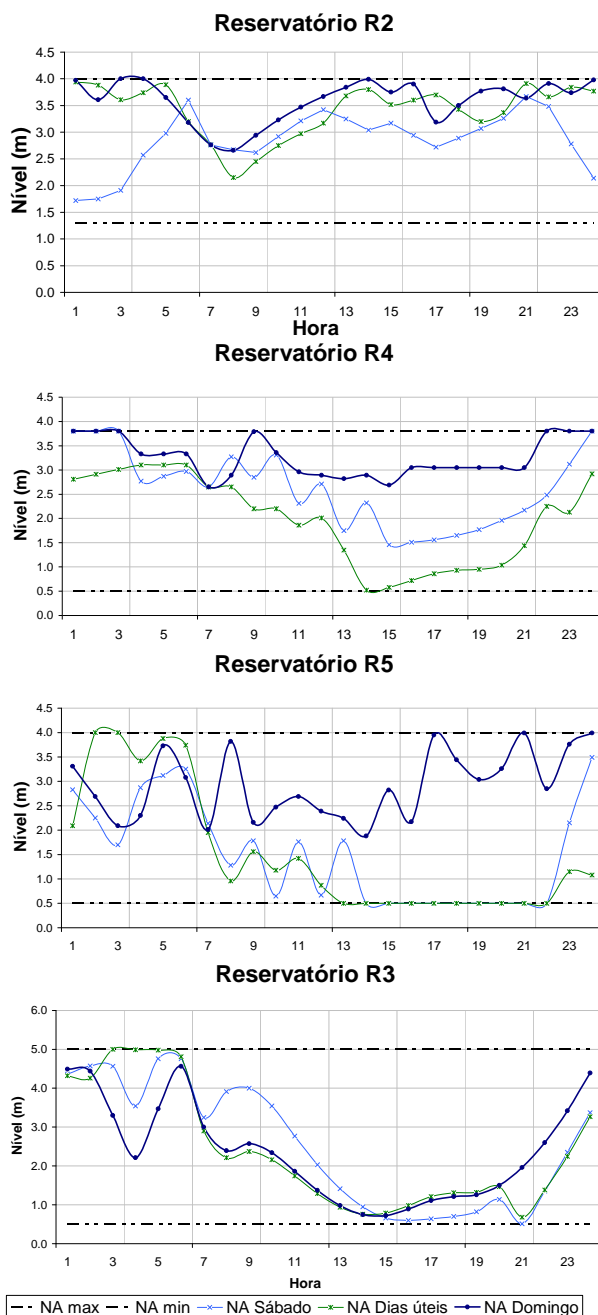


Figura 7 - Operação Otimizada em Nível Estratégico dos reservatórios R2, R4, R5 e R3.



Para todos os reservatórios, e todas as otimizações realizadas, é possível perceber a tendência em recuperar o estado inicial dos reservatórios. O nível dos reservatórios mostra-se crescente durante a madrugada, de forma que as 06:00 esteja superior a 70% do nível máximo no R2 e 90% no R3.

Outro fato marcante é que o reservatório R5 permanece com nível mínimo de água durante longos períodos, o que não é desejável operacionalmente, mostrando claramente a deficiência da otimização de objetivo único (com vistas apenas à minimização dos custos com energia elétrica), discutida por Walski (2001) e citada no Capítulo 2 desta dissertação. Apesar das soluções otimizadas em nível estratégico terem reduzido os custos relativos ao consumo de energia elétrica, o sistema perdeu consideravelmente parte da sua “confiabilidade”, uma vez que os reservatórios não acumulam água suficiente, em grande parte do dia, para suprir eventuais problemas operacionais.

Os níveis dos reservatórios obtidos com a otimização em Nível Estratégico para dias úteis, sábados e domingo, apresentados anteriormente na Figura 7, foram adotados como Níveis Metas para a otimização em Tempo Real.

### Otimização em tempo real

Realizou-se a otimização em Tempo Real da operação do sistema estudado para o período de uma semana em dois meses distintos: um no período de seca (de 05 de junho a 11 de junho) e outro no período chuvoso (de 07 a 13 de fevereiro).

Com o objetivo de avaliar a influência dos Níveis Metas realizou-se também a otimização em Tempo Real sem considerar tais níveis.

Já com o objetivo de avaliar a influência da Previsão de Demandas nos resultados da Otimização em Tempo Real realizou-se também a otimização em Tempo Real considerando o histórico de demandas disponível.

#### – Resultados da Otimização em Tempo Real com Previsão de Demandas

Aplicando os módulos relativos ao simulador hidráulico e ao otimizador em tempo real e utilizando a previsão de demandas, no sistema objeto de estudo, obteve-se os custos de bombeamento das estratégias operacionais otimizadas em tempo real apresentados na Tabela 4.

**Tabela 4 - Custo de Bombeamento Tempo Real – Com Dados de Demandas Previstos.**

Dia	Custo de bombeamento (R\$/dia)				
	Otimização Tempo Real				Estratégico
	Com Nível Meta		Sem Nível Meta		
	Fevereiro	Junho	Fevereiro	Junho	
Sábado	8.281,58	8.424,45	8.127,05	7.989,05	7.346.50
Domingo	5.636,59	5.667,67	5.596,76	5.518,17	6.666.02
Dias úteis*	9.124,88	9.104,00	9.274,69	9.038,97	8.474.71

\* Média do custo diário de bombeamento para os cinco dias úteis otimizados.

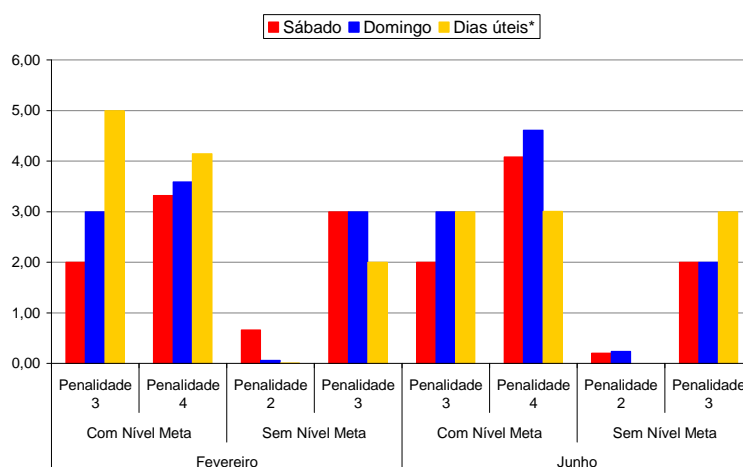
Observa-se que a otimização em Tempo Real produz custos superiores ao da otimização em Nível Estratégico já que a estratégia operacional do Tempo Real não é uma estratégia resultante de um processo de otimização global do período e sim o somatório da primeira hora das 24 estratégias resultantes da otimização realizada para horizontes de 24 horas defasadas de 1 hora.

As penalidades 1 e 5 sempre foram iguais a zero, comprovando a aplicabilidade das estratégias operacionais geradas pelo modelo. As pressões nos nós com demanda ao longo do horizonte de planejamento para as otimizações em tempo real dos sábados, domingos e dias úteis sempre foram superiores a 10mH<sub>2</sub>O.

A seguir, na Figura 8, são apresentados os valores das penalidades 2, 3 e 4, divididos pelos respectivos coeficientes de penalidade, para as otimizações em tempo real dos sábados, domingos e dias úteis. Lembrando



que, conforme definido na análise de sensibilidade, os valores para os coeficientes de penalidades  $\lambda_2$ ,  $\lambda_3$  e  $\lambda_4$  adotados foram de 1.000, 50 e 30, respectivamente.



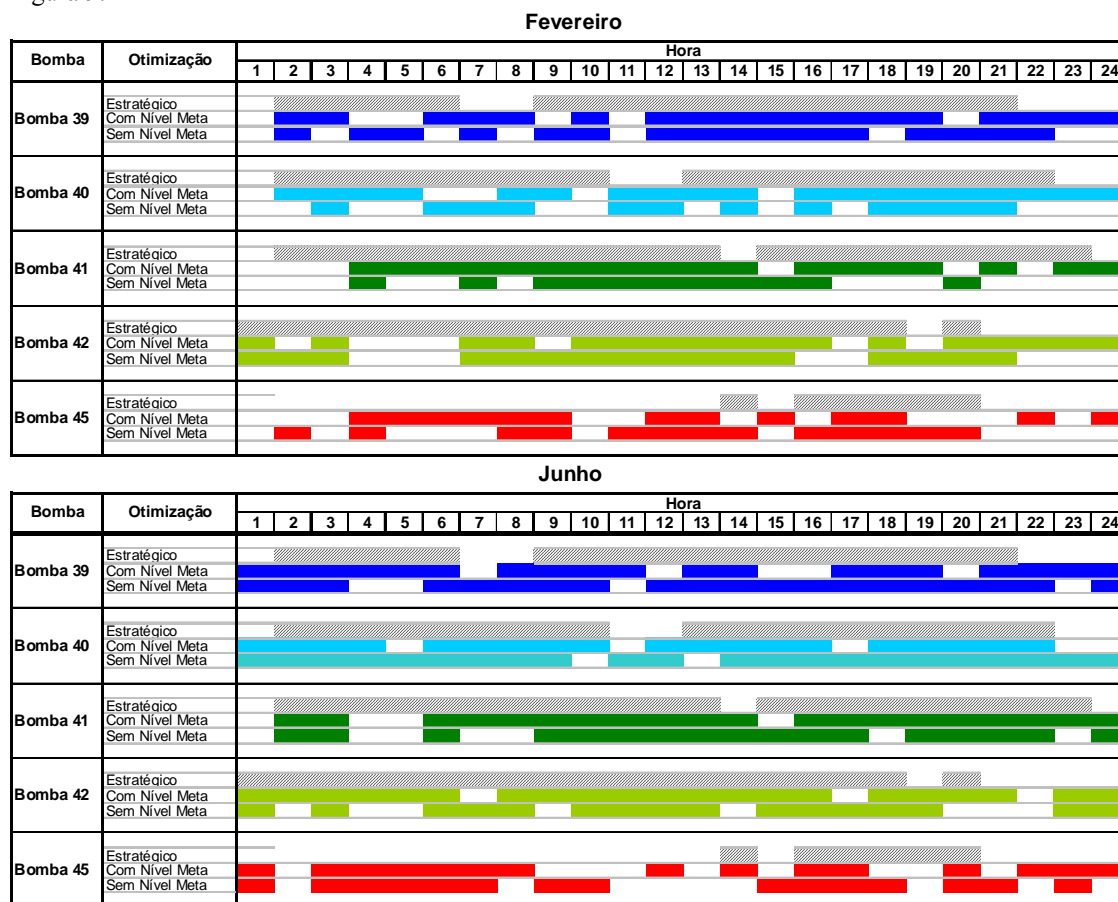
**Figura 8 – Valores das penalidades divididos por seus respectivos coeficientes.**

Com base em tais valores é possível concluir-se que:

- Conforme ensejado pela adoção do alto valor do coeficiente de penalidade 2 ( $\lambda_2=1.000$ ), os reservatórios sempre conseguem recuperar seu estado inicial, finalizando a otimização com níveis superiores a 70% do nível máximo (e 90% para o reservatório R3) – penalidade 2 praticamente nula.
- Assim como na otimização em nível estratégico, ocorreram violações da Penalidade 3, com números de acionamentos das bombas e válvulas chegando a 7 por elemento. Ressalta-se que esta penalidade é aplicada apenas a partir do quarto acionamento.
- Nas otimizações com os níveis metas houve maior quantidade de acionamento das bombas e/ou manobra das válvulas (Penalidade 3) para que fosse possível atingir níveis nos reservatórios superiores aos níveis metas, minimizando a Penalidade 4.



As estratégias operacionais otimizadas em tempo real para as bombas dos dias úteis são apresentadas na Figura 9.

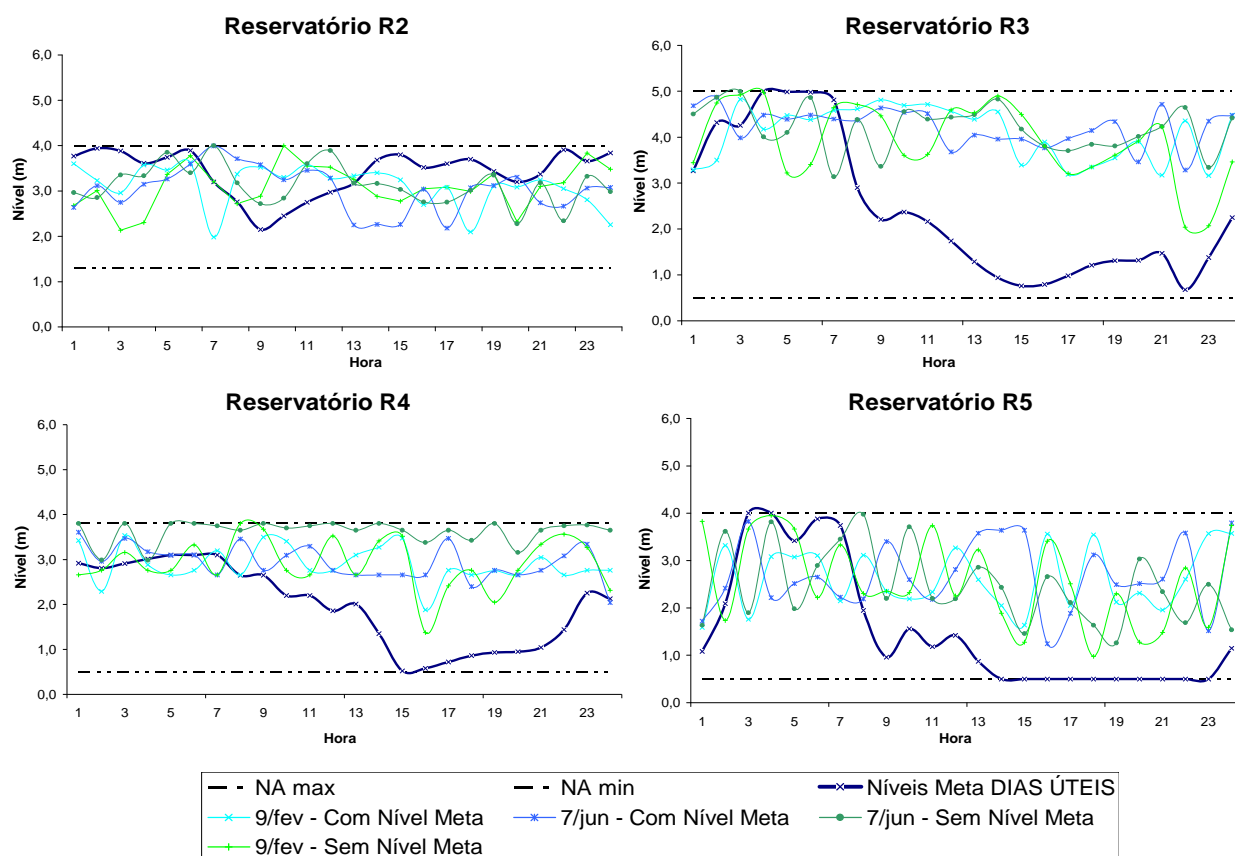


**Figura 9 - Regras de operação otimizadas – Segunda-feira.**

Uma restrição que não foi colocada no modelo e que pôde ser claramente visualizada na Figura 9 foi com relação ao funcionamento das bombas em paralelo. Muitas vezes o modelo desliga uma bomba e liga outra da mesma elevatória, aumentando a quantidade de acionamentos e o desgaste das bombas sem necessidade. Destaca-se também a maior quantidade de acionamentos das bombas na otimização em tempo real do que na otimização em nível estratégico. Isto porque a otimização em tempo real é formada pela união das estratégias operacionais otimizadas da primeira hora de 24 otimizações realizadas (uma em cada hora do dia). E, apesar do número de acionamentos ser limitado ao longo de cada otimização, pela penalidade 3, a união das primeiras horas das 24 otimizações não tem necessariamente a quantidade de acionamentos limitados.

Os níveis dos reservatórios ao longo das 24 horas da segunda, para as diferentes otimizações, são apresentados na Figura 10.



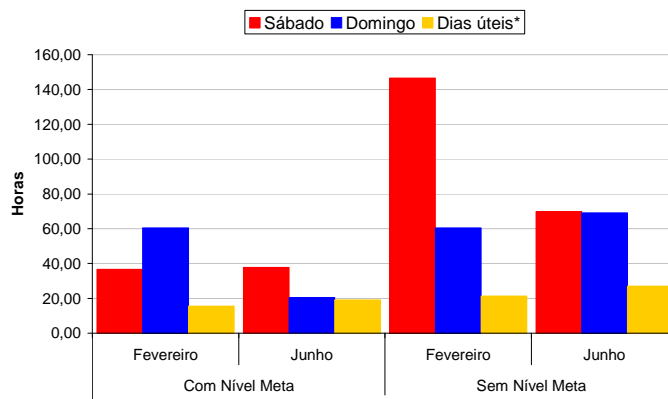


**Figura10 – Níveis dos reservatórios - estratégias operacionais otimizadas segundas-feiras.**

Com relação aos níveis dos reservatórios ao longo das 24 horas tanto da segunda-feira quanto do sábado e domingo, para as diferentes otimizações, observou-se que: (i) os níveis obtidos encontram-se dentro dos limites operacionais dos reservatórios, demonstrando a viabilidade das estratégias operacionais geradas pelo modelo proposto; (ii) as otimizações considerando os níveis metas apresentaram a tendência de manter os níveis mais elevados, já que as soluções com nível inferior ao nível meta são penalizadas, obviamente que se o valor de  $\lambda_4$  fosse maior essa tendência também seria maior; e, (iii) com a otimização em tempo real houve um menor aproveitamento do volume útil dos reservatórios, sendo que estes permaneceram a maior parte do dia com mais de 50% da sua capacidade.

Na prática, para a otimização em Tempo Real tem-se apenas uma hora para receber as informações do sistema através do SCADA, realizar a previsão de demandas e a otimização e implementar a regra operacional gerada. Portanto, o tempo computacional gasto pelo modelo constitui um fator limitante à aplicação do modelo.

Os tempos computacionais demandados para realizar as 24 otimizações correspondentes ao período de um dia, para as diferentes alternativas aqui avaliadas, são apresentados na Figura 11.



**Figura 11 – Tempo computacional gasto com as otimizações em tempo real.**

Teoricamente, para que o modelo realmente fosse implantado para a otimização em tempo real de um sistema de abastecimento de água, com frequência de realização da otimização horária, o tempo computacional gasto para realizar as 24 otimizações deveria ser inferior a 24 horas. O que ocorreu apenas em 25% dos ensaios de otimização realizados.

## CONCLUSÕES

Os resultados produzidos pelo modelo construído, que foi subdividido em modelos para a operação otimizada em nível estratégico e em tempo real, possibilitaram diversas conclusões, conforme se comenta a seguir.

Primeiramente, pode-se dizer que a qualidade dos resultados produzidos via AGs mostrou-se fortemente influenciada pelos valores dos coeficientes de penalidade e, principalmente, operadores e parâmetros genéticos usados no processo de otimização.

Acrescenta-se aqui o fato de que todos os ensaios de otimização realizados produziram estratégias operacionais factíveis de serem implementadas.

No que se refere ao teste comparativo efetuado, pode-se dizer que as estratégias operacionais produzidas pelo modelo para a operação otimizada em nível estratégico indicaram uma redução de custos da ordem de 8,5% em relação aos custos diários de energia elétrica obtidos por Pedrosa (2006) para o mesmo sistema.

A utilização dos níveis meta na forma de restrição para produzir as soluções em tempo real não agilizaram o processo de otimização, como era esperado, e produziram soluções de maiores custos de bombeamento em relação àquelas obtidas sem considerar os níveis meta. A explicação para esse fato é a constatação de que as bombas precisavam ser acionadas para que os níveis dos reservatórios permanecessem superiores aos níveis meta.

Do ponto de vista computacional, o tempo de processamento, de 15 a 2.800 minutos gastos para a otimização de um ciclo diário completo (=24 x 24 horas), mostrou-se excessivamente longo para a aplicação do modelo em tempo real, sendo que o EPANET, usado como módulo auxiliar de simulação hidráulica de período estendido, constituiu um dos elementos crítico na velocidade do processo. Assim, apesar do sucesso da metodologia proposta em produzir soluções eficientes e robustas, deve-se pensar em utilizar modelos simplificados para a reprodução do comportamento do sistema, principalmente se ele apresentar maior grau de complexidade.



## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. MOREIRA, S. L. S. Otimização da Operação em Tempo Real Aplicado a Sistema de Distribuição da Água para Abastecimento. São Carlos, SP. 232p. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo 2007.
2. PEDROSA, L. A. F. Um Modelo de Operação de Sistemas Adutores de Abastecimento de Água com vistas a Minimização dos Custos Energéticos. Campina Grande, PB. 174 p. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Campina Grande 2006.
3. ODAN, F.K. Dissertação a ser apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos 2008.
4. SNIS – Sistema Nacional de Informação em Saneamento. Programa de Modernização do Setor de Saneamento. Disponível em: <<http://www.snis.gov.br>>. Acesso em 08 de abril de 2008.
5. ZAHED FILHO, K. Previsão de Demanda de Consumo em Tempo Real no Desenvolvimento Operacional de Sistemas de Distribuição de Água. São Paulo. 135p. Tese (Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo 1990.