

## **ANÁLISE DOS CUSTOS DE UM SISTEMA ELEVATÓRIO DE ÁGUA EM FUNÇÃO DO DIÂMETRO DA TUBULAÇÃO DE RECALQUE E MODALIDADES DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**João Luis Zocoler, Fernando Braz Tangerino Hernandez**

Depto. Ciência do Solo e Engenharia Rural - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP  
Av. Brasil, 56 - CEP 15385-000 Ilha Solteira, SP  
[zocoler@agr.feis.unesp.br](mailto:zocoler@agr.feis.unesp.br), [fbhtang@agr.feis.unesp.br](mailto:fbhtang@agr.feis.unesp.br)

**José Antônio Frizzone e Rubens Duarte Coelho**

Depto. de Engenharia Rural - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz" - USP  
[frizzone@carpa.ciagri.usp.br](mailto:frizzone@carpa.ciagri.usp.br) e [rdcoelho@carpa.ciagri.usp.br](mailto:rdcoelho@carpa.ciagri.usp.br)

### **RESUMO**

*Neste trabalho analisou-se os custos de um sistema elevatório de água acionado por motor elétrico para suprimento de um equipamento de irrigação tipo pivô central. As variáveis independentes consideradas foram: i) diâmetro da tubulação de recalque; ii) modalidades de aplicação das tarifas de energia elétrica, com e sem o desconto especial para irrigantes que operam entre 23 e 5 h. Por fim, efetuou-se uma análise de sensibilidade do custo anual total em relação à variação da tarifa de energia elétrica. As simulações dos custos permitiram selecionar a configuração mais adequada do sistema, contribuindo também para o uso racional da energia elétrica.*

### **INTRODUÇÃO**

A utilização de sistemas elevatórios de água remonta à antiguidade e atende aos mais diversos propósitos, sejam eles domiciliares, industriais ou agrícolas. A análise econômica de tais sistemas, assume grande importância, uma vez que o capital neles empregado é frequentemente expressivo e seus custos podem viabilizar ou não as atividades que os utilizam.

Segundo Zocoler (1998), os custos de um sistema elevatório são influenciados por muitos parâmetros, porém o diâmetro da adutora é o mais polêmico, uma vez que os demais, como a vazão requerida, o comprimento da tubulação, o desnível topográfico, a pressão no final da adutora e o comprimento da linha elétrica de alta tensão (se o bombeamento for com motor à eletricidade), estão atrelados aos atributos físicos do local e às exigências dos equipamentos utilizados no final da adutora. Sendo assim, a variação desse parâmetro acarreta alteração nos que dele dependem direta-

mente como, por exemplo, a potência da bomba hidráulica e do motor que a aciona, com consequências nos custos fixos e variáveis do sistema. Para o motor à eletricidade, é importante considerar também, a modalidade de tarifação da energia elétrica que será aplicada ao consumidor, bem como os custos com a linha de alta tensão, se o ramal elétrico da concessionária estiver distante da estação de bombeamento.

No que tange ao assunto "energia gasta no bombeamento", grande ênfase tem sido dada nos últimos 20 anos, pois seu custo aumentou muito em relação aos demais custos do sistema, conforme tendência verificada já no trabalho de Coiado e Rivelli (1993), podendo ser vista na Tabela 1. Com isso, o custo da energia elétrica deveria exercer influência mais significativa na seleção do diâmetro econômico das instalações de recalque, forçando os projetistas a optarem por diâmetros de adutoras cada vez maiores.

Todavia, no dimensionamento de sistemas de irrigação privados no Brasil, a seleção econômica é pouco usual, sendo o investimento inicial, o fator decisivo na escolha do diâmetro das tubulações, ignorando-se a avaliação dos custos variáveis do sistema de irrigação e o tempo na análise dos custos fixos.

Muitos pesquisadores desenvolveram fórmulas para calcular, pelo menos aproximadamente, o diâmetro econômico de um sistema elevatório, sendo que a mais conhecida é a de Bresse, que data do século passado, citado por Azevedo (1991). Outras mais recentes também podem ser citadas, como: Camp (1952), Cuomo & Villela (1961), Babbitt et al. (1973), Deb (1978), Coiado & Rivelli (1993) e Zocoler (1998). O que há de comum em todas é a ponderação dos custos dos equipamentos e da energia para operação.

Até 1981 a energia elétrica no Brasil era tarifada por um único sistema, denominado conven-

cional, que não tinha diferenciação de preços durante as horas do dia e períodos do ano, sendo, portanto, indiferente para o consumidor utilizar a energia elétrica durante a madrugada ou no final da tarde, assim como consumir durante o mês de dezembro ou junho. Com isso o perfil do consumo, segundo o Comitê de Distribuição de Energia Elétrica - CODI (1988), seguiu uma “tendência natural” vinculada exclusivamente aos hábitos de consumo e às características próprias do mercado de uma determinada região. No horário das 17 às 22 horas ocorre intensificação do uso de eletricidade e, consequentemente, as redes de distribuição atingem maior carga, fato que onera mais a concessionária o atendimento de um novo consumidor (nesse horário) devido à necessidade de ampliação do sistema. Da mesma forma, o atendimento do mercado no período seco é mais oneroso devido à necessidade de se construir grandes reservatórios para armazenar água do período de maior disponibilidade hídrica.

**Tabela 1. Índice de Variação Percentual Acumulada (IVPA).**

Ano	IGP <sup>(1)</sup>	Energia elétrica	Aduadoras
1980	100	100	100
1981	210	331,74	185,71
1982	410	849,40	396,04
1983	1,04E3	2,18E3	1,17E3
1984	3,34E3	7,20E3	4,75E3
1985	1,09E4	3,23E4	1,35E4
1986	2,65E4	4,62E4	2,84E4
1987	8,57E4	2,94E5	1,51E5
1988	6,72E5	5,15E6	1,52E6
1989	4,18E6	3,08E7	1,39E7
1990	3,55E7	4,11E8	1,63E8
1991	4,08E8	8,09E9	2,88E9
1992	6,60E9	2,49E11	7,15E10

<sup>(1)</sup> Índice Geral de Preços

Diante da necessidade de estimular o deslocamento de parte da carga para os horários que o sistema elétrico estiver menos carregado, e para os períodos do ano de maior disponibilidade hídrica, foram criadas as *tarifas horo-sazonais (verde e azul)*, que são tarifas de energia elétrica com custos diferenciados de acordo com sua utilização durante as horas do dia e durante os períodos do ano. Essa diferenciação de custos visa reduzir os custos de fornecimento da energia entregue ao consumidor, decorrente da otimização do sistema

elétrico nacional. Também permite ao consumidor reduzir suas despesas com energia elétrica desde que consiga programar o seu uso, ou seja, evitando-se o horário de ponta, cuja tarifa é significativamente maior, e/ou deslocando seu consumo para o período úmido, cuja tarifa é menor. O *horário de ponta* corresponde a três horas consecutivas (definidas pela concessionária) entre às 17 e 22 h de segunda a sexta-feira, enquanto o *horário fora de ponta* são as horas complementares às de ponta, acrescidas à totalidade das horas dos sábados e domingos. Nas regiões produtoras de hidroeletricidade o *período seco* é composto de sete meses consecutivos de maio a novembro, enquanto o *período úmido* é composto de cinco meses consecutivos de dezembro a abril.

Para o fornecimento de eletricidade com aplicação das tarifas horo-sazonais é celebrado um contrato entre o consumidor e a concessionária, com vigência mínima de 3 anos, no qual consta(m) a(s) demanda(s) contratada(s) da unidade consumidora. A definição final do(s) valor(es) de demanda(s) contratada(s) poderá ser feita após um período de testes não superior a 3 ciclos consecutivos e completos de faturamento, posteriores ao início do fornecimento de energia elétrica com tal tarifação. Considera-se como ciclo de faturamento o período de cerca de 30 dias, compreendido entre duas leituras efetuadas pela concessionária. A concessão desse período de teste deve ser precedida de um acordo entre a concessionária e o consumidor, conforme o CODI (1988).

As tarifas horo-sazonais e convencional são aplicadas aos consumidores atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV (Grupo A) ou ligados em baixa tensão em sistema de distribuição subterrâneo, mas considerados para efeito de faturamento, como de alta tensão. Detalhes sobre aplicação das tarifas convencional e horo-sazonais são descritos no item “Metodologia”.

Para os consumidores do subgrupo A4 (2,3 a 25 kV), no qual incluem-se os rurais, também são concedidos descontos especiais para os irrigantes que solicitarem tal benefício, conforme a Portaria nº 105 de 3 de abril de 1992 do DNAEE (BRASIL, 1993). Porém, tais descontos incidem somente sobre o consumo de energia elétrica entre as 23 e 5 h, sendo necessário exclusividade para irrigação, ou seja, a rede elétrica para o sistema de irrigação deve ser independente das demais da propriedade, além do que os equipamentos de medição e controle da energia fornecida ficam a cargo do consumidor. Os descontos variam nas regiões do país, sendo: 90% para o Nordeste e regiões geoeconômicas denominadas Vale do Jequitinhonha e Polí-

gono da Seca, no Estado de Minas Gerais; 80% para o Norte e Centro-Oeste e demais regiões de Minas Gerais e; 70% para as demais regiões do país.

Apesar da criação das tarifas horo-sazonais, dados do Ministério das Minas e Energia revelavam, em 1996, que o Brasil perdia R\$ 2,5 bilhões por ano com desperdício de energia elétrica. Dessa quantia, R\$ 1,5 bilhão ficava por conta dos hábitos inadequados e equipamentos ineficientes (Folha de São Paulo, 1997).

No caso de estações elevatórias de sistemas de abastecimento de água de pequeno e médio portes, Tsutiya (1989) apresenta uma série de alternativas que contribuem com a redução do custo de energia elétrica, entre as quais:

- i. enquadramento na estrutura tarifária mais adequada, bem como o equilíbrio entre as demandas contratada e registrada, a fim de se evitar o pagamento de uma demanda não utilizada, ou ainda, no caso de tarifaçã horo-sazonal, da demanda de ultrapassagem;
- ii. deve-se evitar a utilização do conjunto moto-bomba no horário de ponta;
- iii. correção do fator de potência pela instalação de banco de capacitores; modificação do padrão de entrada de energia elétrica de baixa para alta tensão, pois o consumo com tarifa em alta tensão geralmente é mais econômico e; elevação do fator de carga para 0,6 ou mais através da adequação dos conjuntos moto-bomba;
- iv. devem ser utilizados variadores de rotação nos conjuntos motor-bomba para controle da vazão em sistemas onde o bombeamento de água é dirigido diretamente ao consumidor;
- v. a forma e as dimensões do poço de sucção não devem permitir a formação de vórtices e, conseqüentemente, entrada de ar na tubulação de sucção;
- vi. nas adutoras de água bruta, há necessidade de se prever dispositivos que possibilitem a introdução de equipamentos de limpeza nos tubos, independentemente da qualidade da água.

Sentelhas et al. (1997) estudaram a viabilidade do uso da tarifaçã especial de energia elétrica para irrigaçã noturna nas regiões Sudeste (SE), Centro-Oeste (CO) e Nordeste (NE), cujas evapotranspiraçõs máximas (ETm) consideradas foram de 4 mm, 6 mm e 8 mm, respectivamente. Consideraram o custo do kWh e os descontos re-

gionais concedidos aos consumidores do grupo B, ou seja, aqueles ligados em tensã inferior a 2,3 kV, cujos valores para o SE, CO e NE sãõ, respectivamente, 60%, 67% e 73%. Nas simulaçõs feitas por esses autores para a adoçã da tarifaçã noturna, incluiu-se o custo de aquisiçã do registrador de energia para irrigantes, o "REP - Registrador Eletrônico Programável", especialmente utilizado para esse fim, no valor de R\$ 1.500,00; bem como o custo da instalaçã da rede elétrica exclusiva para o registrador, com 1 km de extensã, no valor de R\$ 4.000,00. Os índices econômicos utilizados foram o custo total anual por hectare (CTA/ha) e o custo de aquisiçã por hectare (CA/ha). Os autores verificaram que o CTA/ha e o CA/ha aumentaram com a ETm, tanto na irrigaçã diurna quanto noturna. Verificaram também que as áreas irrigadas no horário noturno sãõ inferiores àquelas do diurno devido a menor jornada de trabalho. Em relaçã ao CTA/ha, concluíram que a adoçã da tarifaçã noturna para a irrigaçã se mostrou viável nas regiões CO e NE, onde houve reduçã de seu valor em 20% e 44%, respectivamente. Já em relaçã ao CA/ha, constataram que, em todas regiões, seu valor foi maior devido à instalaçã da rede elétrica exclusiva até o conjunto moto-bomba e à aquisiçã do "REP".

Diante do exposto, este trabalho propõe um modelo para simulaçã dos custos de um sistema elevatório que possibilite selecionar o diâmetro mais econômico da tubulaçã de recalque bem como a modalidade de tarifaçã de energia elétrica mais adequada. Efetua-se, também, uma análise de sensibilidade do custo anual total em relaçã à variaçã das tarifas de energia elétrica.

## METODOLOGIA

O custo anual total de um sistema elevatório pode ser obtido pela equaçãõ:

$$CAT = CAF + CAV \quad (1)$$

sendo CAF o custo anual fixo do sistema (\$) e CAV o custo anual variável do sistema (\$).

### Custo anual fixo do sistema

O custo anual fixo do sistema pode ser obtido pela equaçãõ:

$$CAF = FAR + RAC \quad (2)$$

sendo FAR o fundo anual para reposição do capital investido (\$) e RAC a remuneração anual do capital investido (\$).

O fundo anual para reposição do capital investido, ou seja, o valor que deve ser anualmente depositado em um fundo (corrigido pela taxa vigente) para recompor o capital investido em cada equipamento após sua vida útil, pode ser calculado pela equação (adaptada de Coelho, 1979):

$$FAR = \sum_{i=1}^I \left[ \frac{CEQ_{i,z} \cdot (1 + M_{i,z} - R_{i,z}) \cdot r}{(1 + r)^{PA_i} - 1} \right] \quad (3)$$

sendo:  $CEQ_{i,z}$  o custo do  $i$ -ésimo equipamento novo no  $z$ -ésimo diâmetro ou potência (\$);  $R_{i,z}$  a fração do custo do  $i$ -ésimo equipamento novo, no  $z$ -ésimo diâmetro ou potência, após o período de amortização;  $M_{i,z}$  a fração do custo do  $i$ -ésimo equipamento novo no  $z$ -ésimo diâmetro ou potência, gasto em sua montagem;  $r$  a taxa de juros anual e;  $PA_i$  o período de amortização ou vida útil do  $i$ -ésimo equipamento (anos).

O valor da remuneração ou juros anual sobre o capital investido significa que o empresário renunciou à remuneração que poderia ter obtido pela aplicação de seus capitais em outras alternativas. Essa renúncia representa para o empresário o custo a ser considerado, calculado pela equação:

$$RAC = \sum_{i=1}^I \left\{ \frac{CEQ_{i,z} \cdot (1 + M_{i,z}) \cdot \left[ (1 - R_{i,z}) \cdot (1 + r)^{PA_i} - 1 \right]}{\left[ \sum_{n=1}^{PA_i} (1 + r)^n \right] + 1} \right\} \quad (4)$$

sendo  $n$  o expoente polinomial.

### Custo anual variável do sistema

O custo anual variável do sistema pode ser obtido por:

$$CAV = CAMR + CABO \quad (5)$$

sendo CAMR o custo anual com manutenção e reparos (\$) e CABO o custo anual de bombeamento (\$).

Segundo Hoffmann et al. (1987), os reparos e manutenção correspondem ao custo anual necessário para manter o bem de capital em condições de uso. A um maior custo de conservação corresponde, geralmente, uma menor depreciação.

As grandes reparações que tem por finalidade reconstituir (em estado de "novo") o bem de capital, no todo ou em parte, são consideradas, via de regra, como despesas extraordinárias. Elas representam um acréscimo de valor ao capital, não devendo, por isso, atribuir-se somente à conta do ano em que foram levados a efeito, mas sim a todos os da respectiva duração. Já as manutenções, reparos ou conservações ordinárias representam despesas do exercício. Na prática, costuma-se calcular os custos de manutenção anual como uma fração percentual média do valor de compra do equipamento considerado.

O custo anual de bombeamento é obtido pela equação adaptada do Comitê de Distribuição de Energia Elétrica:

$$CABO = FD + FC + AJ \quad (6)$$

sendo: FD o faturamento anual da demanda (\$); FC o faturamento anual do consumo (\$) e; AJ o ajuste anual referente ao fator de potência (\$).

Se for(em) utilizado(s) motor(es) de alto rendimento e com partida suave (*softstart*) ou se for previsto a aquisição de banco de capacitores para correção do fator de potência ao valor mínimo exigido pela concessionária de distribuição de energia elétrica, para isenção desta tarifa, a Equação (6) será composta somente do faturamento da demanda e do consumo.

O custo anual de bombeamento do sistema depende da modalidade de tarifação que o mesmo se enquadra diante da concessionária de energia elétrica, ou seja, da tarifa convencional ou das horo-sazonais (verde e azul).

As equações adaptadas do FD e FC, desenvolvidas a partir da Equação (6), em cada modalidade de tarifação para um ano normal, ou seja, ano modelo para planejamento, são apresentadas a seguir. Nelas se considera que o motor e equipamentos elétricos são exclusivos para acionamento da bomba hidráulica.

### Tarifa convencional

É aplicada às unidades consumidoras do Grupo A, atendidas em tensão inferior a 69 kV e com demanda menor do que 500 kW. A estrutura tarifária é a seguinte:

1. demanda (kW): um preço único;
2. consumo (kWh): um preço único.

O faturamento da demanda é obtido pela equação:

$$FD = (12 - d).DM.TDc + 0,10.d.DM.TDc \quad (7)$$

sendo: TDc a tarifa de demanda convencional (\$/kW); d o número de meses completos por ano que o sistema elevatório fica desligado e, com isso, ocorre faturamento de demanda correspondente a 10% da maior demanda medida nos últimos 11 meses, ou seja a própria DM. Portanto, verifica-se que a Equação (11) somente se aplica se  $d \leq 11$ ; DM a demanda medida (kW), obtida pela equação:

$$DM = \frac{Q.HM.\gamma}{1000.\eta_{BH}.\eta_{ME}} \quad (8)$$

sendo: Q a vazão do sistema ( $m^3/s$ ); HM a altura manométrica (m);  $\gamma$  o peso específico da água ( $N/m^3$ );  $\eta_{BH}$  o rendimento da bomba hidráulica e;  $\eta_{ME}$  o rendimento do motor elétrico.

O faturamento do consumo sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE é obtido pela equação:

$$FC = TCc.CMa \quad (9)$$

sendo TCc a tarifa de consumo convencional (\$/kWh) e CMa o consumo anual medido (kWh), obtido pela equação:

$$CMa = DM.TFd.NDa \quad (10)$$

sendo Tfd o tempo médio de funcionamento diário do sistema elevatório (h) e NDa o número de dias por ano de funcionamento do sistema elevatório.

O faturamento do consumo com o benefício da Portaria 105 do DNAEE é obtido pela equação:

$$FC = TCc.(CMa - CMahe.fdtc) \quad (11)$$

sendo fdtc a fração de desconto sobre a tarifa de consumo e CMahe o consumo anual medido (kWh) no horário especial para irrigantes (23 às 5 h), obtido por:

$$CMahe = DM.TFdhe.NDa \quad (12)$$

sendo Tfdhe o tempo médio de funcionamento diário do sistema elevatório no horário especial para irrigantes.

## Tarifa verde

É aplicada sempre em caráter opcional às unidades consumidoras do Grupo A atendidas em

tensão inferior a 69 kV e com demanda de potência igual ou superior a 50 kW. A estrutura tarifária é a seguinte:

1. demanda (kW): um preço único;
2. consumo (kWh):
  - um preço para o horário de ponta em período úmido;
  - um preço para o horário fora de ponta em período úmido;
  - um preço para o horário de ponta em período seco;
  - um preço para o horário fora de ponta em período seco.

O faturamento da demanda é obtido pela equação:

$$FD = (12 - d).[DC.TDv + (DM - DC).TUV] + 0,10.d.DM.TDv \quad (13)$$

sendo: DC a demanda contratada com a Concessionária de energia elétrica (kW); TDv a tarifa de demanda verde (\$/kW) e; TUV a tarifa de ultrapassagem de demanda verde (\$/kW), que somente é aplicada se: i) a demanda medida for superior a 10% da demanda contratada, quando a demanda contratada for superior a 100 kW; ii) a demanda medida for superior a 20% da demanda contratada, quando a demanda contratada for de 50 kW a 100 kW.

Se os equipamentos elétricos forem exclusivos para o motor que aciona a bomba hidráulica, DC é igual a DM. Sendo assim, não há aplicação da tarifa de ultrapassagem de demanda e a Equação (13) torna-se:

$$FD = (12 - d).DM.TDv + 0,10.d.DM.TDv \quad (14)$$

A Equação (14) somente é aplicada se  $d \leq 11$ .

O faturamento do consumo sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE é obtido pela equação:

$$FC = CMup.TCvup + CMufp.TCvufp + CMsp.Tcvsp + CMsfp.TCvsfp \quad (15)$$

sendo: CMup o consumo anual medido (kWh) no período úmido e no horário de ponta; TCvup a tarifa de consumo verde no período úmido e no horário de ponta (\$/kWh); CMufp o consumo anual medido (kWh) no período úmido e no horário fora de ponta; TCvufp a tarifa de consumo verde no período úmido e no horário fora de ponta (\$/kWh);

CMsp o consumo anual medido (kWh) no período seco e no horário de ponta; TCvsp a tarifa de consumo verde no período seco e no horário de ponta (\$/kWh); CMsfp o consumo anual medido (kWh) no período seco e no horário fora de ponta e; TCvsfp a tarifa de consumo verde no período seco e no horário fora de ponta (\$/kWh).

O consumo anual medido no período úmido e no horário de ponta é obtido pela equação:

$$CMup = DM.TFdp.NDu. \frac{5}{7} \quad (16)$$

sendo TFdp o tempo médio de funcionamento diário do sistema elevatório no horário de ponta (h) e NDu o número de dias de funcionamento do sistema elevatório no período úmido do ano.

O consumo anual medido no período úmido e no horário fora de ponta é obtido pela equação:

$$CMufp = DM. \left( TFdfp + TFdp. \frac{2}{5} \right). NDu \quad (17)$$

sendo TFdfp o tempo médio de funcionamento diário do sistema elevatório no horário fora de ponta (h).

O consumo anual medido no período seco e no horário de ponta é obtido pela equação:

$$CMsp = DM.TFdp.NDs. \frac{5}{7} \quad (18)$$

sendo NDs o número de dias de funcionamento do sistema adutor no período seco do ano.

O consumo anual medido no período seco no horário fora de ponta é obtido pela equação:

$$CMsfp = DM \left( TFdfp + TFdp. \frac{2}{7} \right). NDs \quad (19)$$

O faturamento do consumo com o benefício da Portaria 105 do DNAEE é obtido pela equação:

$$FC = CMup.TCvup + (CMufp - CMuhe.fdtc).TCvufp + CMsp.TCvsp + (CMsfp - CMshe.fdtc).TCvsfp \quad (20)$$

sendo CMuhe o consumo anual medido (kWh) no período úmido e no horário especial para irrigantes, obtido por:

$$CMuhe = DM.TFdhe.NDu \quad (21)$$

e CMshe o consumo anual medido (kWh) no período seco no horário especial para irrigantes, obtido por:

$$CMshe = DM.TFdhe.NDs \quad (22)$$

## Tarifa azul

É aplicada compulsoriamente às unidades consumidoras do Grupo A atendidas em: i) tensão igual ou superior a 69 kV; ii) tensão inferior a 69 kV, com demanda de potência igual ou superior a 500 kW, desde que não façam opção pela tarifa verde. Também é aplicada em caráter opcional às unidades consumidoras do Grupo A atendidas em tensão inferior a 69 kV com demanda de potência entre 50 kW e 500 kW. A estrutura tarifária é a seguinte:

1. Demanda (kW):
  - um preço para o horário de ponta;
  - um preço para o horário fora de ponta.
2. Consumo (kWh):
  - um preço para o horário de ponta em período úmido;
  - um preço para o horário fora de ponta em período úmido;
  - um preço para o horário de ponta em período seco;
  - um preço para o horário fora de ponta em período seco.

O faturamento da demanda é obtido pela equação:

$$\begin{aligned} FD = & (5 - \text{dup})[DCup.TDap + (DM - DCup).TUap] + \\ & 0,10.\text{dup}.DM.TDap + \\ & (5 - \text{dufp})[DCufp.TDafp + (DM - DCufp).TUafp] + \\ & 0,10.\text{dufp}.DM.TDafp + \\ & (7 - \text{dsp})[DCsp.TDap + (DM - DCsp).TUap] + \\ & 0,10.\text{dsp}.DM.TDap + \\ & (7 - \text{dsfp})[DCsfp.TDafp + (DM - DCsfp).TUafp] + \\ & 0,10.\text{dsfp}.DM.TDafp \end{aligned} \quad (23)$$

sendo: DCup a demanda contratada no período úmido no horário de ponta (kW); DCufp a demanda contratada no período úmido no horário fora de ponta (kW), que não poderá ser inferior a DCup; DCsp a demanda contratada no período seco no horário de ponta (kW), que não poderá ser superior

a DCup; DCsfp a demanda contratada no período seco no horário fora de ponta (kW), que não poderá ser inferior a DCsp, e também não poderá ser superior a DCufp; TDap a tarifa de demanda azul no horário de ponta (\$/kW); TDafp a tarifa de demanda azul no horário fora de ponta (\$/kW); TUap a tarifa de ultrapassagem de demanda azul no horário de ponta (\$/kW); TUafp a tarifa de ultrapassagem de demanda azul no horário fora de ponta (\$/kW); dup o número de meses completos que o sistema elevatório fica desligado no período úmido do ano, em horário de ponta e, com isso, ocorre faturamento de demanda correspondente a 10% da maior demanda medida nos últimos 11 meses neste segmento (horário de ponta), ou seja, DM. Porém, se a DCup for igual a zero, tal faturamento não ocorre; dufp o número de meses completos que o sistema elevatório fica desligado no período úmido do ano, em horário fora de ponta e, com isso, ocorre faturamento de demanda correspondente a 10% da maior demanda medida nos últimos 11 meses neste segmento (horário fora de ponta), ou seja, DM; dsp o número de meses completos que o sistema elevatório fica desligado no período seco do ano, em horário de ponta e, com isso, ocorre faturamento de demanda correspondente a 10% da maior demanda medida nos últimos 11 meses neste segmento (horário de ponta), ou seja, DM. Porém, se a DCsp for igual a zero, tal faturamento não ocorre e; dsfp o número de meses completos que o sistema elevatório fica desligado no período seco do ano, em horário fora de ponta e, com isso, ocorre faturamento de demanda correspondente a 10% da maior demanda medida nos últimos 11 meses neste segmento (horário fora de ponta), ou seja, DM. Porém, se a DCsfp for igual a zero, tal faturamento não ocorre.

A tarifa de ultrapassagem de demanda azul tanto no horário de ponta quanto no horário fora de ponta será aplicada somente se: i) a demanda medida em um ou ambos os casos for superior a 10% da demanda contratada para o segmento fora de ponta, quando a demanda contratada no respectivo segmento for superior a 100 kW; ii) a demanda medida em um ou ambos os casos for superior a 20% da demanda contratada para o segmento fora de ponta, quando a demanda contratada no respectivo segmento for de 50 kW a 100 kW.

Como procedimento geral, é recomendada a contratação de demanda somente no(s) segmento(s) horo-sazonal(is) que o sistema tenha sido projetado para operar, embora esta contratação deva satisfazer as restrições já descritas que: DCup < DCufp > DCsfp > DCsp. Caso o mesmo venha a ser operado em segmento horo-sazonal

não contratado, mesmo que esporadicamente, o faturamento da demanda será calculado pela ultrapassagem de demanda, que apresenta tarifa expressivamente superior (aproximadamente o triplo). Considerando a primeira afirmativa e sabendo-se que os equipamentos elétricos do sistema são exclusivos para o motor que aciona a bomba hidráulica, a DCup, DCufp, DCsp e DCsfp são iguais a DM. Com isso, na Equação (23) não há aplicação da tarifa de ultrapassagem de demanda, tornando-se:

$$\begin{aligned} FD = & (5 - \text{dup}).DM.TDap + 0,10.\text{dup}.DM.TDap + \\ & (5 - \text{dufp}).DM.TDafp + 0,10.\text{dufp}.DM.TDafp + \\ & (7 - \text{dsp}).DM.TDap + 0,10.\text{dsp}.DM.TDap + \\ & (7 - \text{dsfp}).DM.TDafp + 0,10.\text{dsfp}.DM.TDafp \quad (24) \end{aligned}$$

Em conformidade com o último parágrafo, as restrições à aplicação da Equação (24) são as seguintes:

- se dufp = 5, então a Equação (24) não se aplica;
- se dup = 5, então os termos: "0,10.dup.DM.TDap" e "(7 - dsp).DM.TDap + 0,10.dsp.DM.TDap" não se aplicam;
- se dsfp = 7, então os termos: "0,10.dsfp.DM.TDafp" e "(7 - dsp).DM.TDap + 0,10.dsp.DM.TDap" não se aplicam;
- se dsp = 7, então o termo: "0,10.dsp.DM.TDap" não se aplica.

O faturamento do consumo sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE é obtido pela equação:

$$FC = CMup.TCaup + CMufp.TCaup + CMsp.TCasp + CMsfp.TCasfp \quad (25)$$

sendo: TCaup a tarifa de consumo azul no período úmido no horário de ponta (\$/kWh); TCaup a tarifa de consumo azul no período úmido no horário fora de ponta (\$/kWh); TCasp a tarifa de consumo azul no período seco no horário de ponta (\$/kWh) e; TCasfp a tarifa de consumo azul no período seco no horário fora de ponta (\$/kWh).

O faturamento do consumo com o benefício da Portaria 105 do DNAEE é obtido pela equação:

$$FC = CM_{up}TC_{aup} + (CM_{ufp} - CM_{uhe.fdtc})TC_{aufp} + CM_{sp}TC_{asp} + (CM_{sfp} - CM_{she.fdtc})TC_{asfp} \quad (26)$$

## SIMULAÇÕES DOS CUSTOS DE UM SISTEMA ELEVATÓRIO

As equações apresentadas foram aplicadas nas simulações dos custos de um sistema elevatório para suprimento de um equipamento de irrigação do tipo pivô central, possibilitando, desta maneira, selecionar o diâmetro da tubulação de recalque ( $\phi$ ) e a modalidade de tarifação de energia elétrica mais adequada para o caso.

O sistema elevatório deve possuir as seguintes características:

### i) Gerais:

1. vazão: 0,075 m<sup>3</sup>/s (270,00 m<sup>3</sup>/h);
2. altura de recalque: 30 m;
3. carga manométrica necessária no final da adutora: 25 m;
4. comprimento da linha de sucção: 18 m, sendo de aço galvanizado flangeado ( $C_s = 120$ ) com diâmetro ( $\phi_s$ ) fixado em 300 mm;
5. comprimento da linha de recalque: 1200 m, sendo o material PVC ( $C_r = 150$ ) e o diâmetro a melhor opção entre três valores, ou seja, 200, 250 e 300 mm. Considerando-se as perdas de carga localizadas na sucção e recalque iguais a 5% das respectivas perdas ao longo das tubulações, os valores das alturas manométricas para os respectivos diâmetros da tubulação de recalque são: 81,31 m, 60,93 m e 55,72 m. Sendo assim, as bombas hidráulicas selecionadas, que possuem mesma marca e modelo, apresentam rendimentos iguais a 81,5%, 79,2% e 78,0%, respectivamente;
6. fração do custo da tubulação de sucção e recalque e da bomba hidráulica gasto com acessórios hidráulicos e montagem geral dos componentes hidráulicos: 10%;
7. área da casa de bomba: 9,00 m<sup>2</sup>;
8. comprimento da linha de alta tensão necessária: 500 m;
9. fração do custo dos equipamentos elétricos gasto com os acessórios: 15%;
10. fração gasta na montagem geral dos equipamentos elétricos: 20%.

### ii) Operacionais:

1. tempo de funcionamento diário: 20 h (em funcionamento contínuo);
2. horário do início de funcionamento: 23 h;
3. número de dias de funcionamento no período seco do ano (maio a novembro): 100;
4. número de dias de funcionamento no período úmido do ano (dezembro a abril): 20.

Obs: assume-se que o sistema será operado pelo menos um dia em cada mês do ano, sendo que os valores das tarifas de energia elétrica utilizados encontram-se na Tabela 2.

## Investimento inicial

Na Tabela 3 pode-se verificar os custos de aquisição e montagem do sistema elevatório em cada diâmetro da tubulação de recalque. Infelizmente, esse tem sido o principal parâmetro, quando não o único, de decisão sobre o diâmetro utilizado na tubulação de recalque. Sendo assim, diante desses valores, selecionaria-se o diâmetro de 200 mm, que é o de menor investimento inicial (R\$ 67.982,06).

## Custo anual fixo

A Tabela 4 mostra os valores dos custos anuais fixos do sistema elevatório. Nestes cálculos, foram considerados juros ( $r$ ) de 12% ao ano, valor de resgate dos equipamentos ( $R$ ) igual a 10% do novo e as seguintes vidas úteis dos equipamentos: tubulação de sucção com acessórios igual a 15 anos; tubulação de recalque com acessórios igual a 25 anos; bomba hidráulica com acessórios igual a 15 anos; motor elétrico com acessórios igual a 15 anos; demais componentes elétricos igual a 25 anos; casa de bombas e estruturas anexas igual a 15 anos.

## Custo anual de manutenção e reparos

A Tabela 5 mostra os custos anuais de manutenção e reparos do sistema elevatório. Nos cálculos foram utilizados os seguintes percentuais médios anuais sobre o valor de compra dos equipamentos:

1. tubulação e acessórios: 0,5% para cada 2000 horas de operação (Brasil, 1987);



**Tabela 2. Preços das tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores do Subgrupo A4 (consumidores rurais) nas modalidades horo-sazonais e convencional.**

Modalidade	Período	Horário	Consumo R\$/kWh	Demanda R\$/kW	Ultrapassagem de demanda R\$/kW
Verde	Úmido	Ponta	0,37748	4,31	12,94
		Fora de Ponta	0,03564	4,31	12,94
	Seco	Ponta	0,38378	4,31	12,94
		Fora de Ponta	0,04032	4,31	12,94
Azul	Úmido	Ponta	0,07849	12,94	38,80
		Fora de Ponta	0,03564	4,31	12,94
	Seco	Ponta	0,08484	12,94	38,80
		Fora de Ponta	0,04032	4,31	12,94
Convencional A4	Úmido e Seco	Ponta e Fora de Ponta	0,07164	4,89	Isento

**Tabela 3. Investimento inicial do sistema elevatório.**

Item Sistema	Investimento inicial (R\$)		
	$\phi = 200 \text{ mm}$	$\phi = 250 \text{ mm}$	$\phi = 300 \text{ mm}$
Tubulação de sucção com acessórios	604,80	604,80	604,80
Tubulação de recalque com acessórios	42.308,70	63.088,20	89.604,90
Bomba hidráulica com acessórios	1.270,50	1.270,50	1.270,50
Montagem 1 (componentes hidráulicos)	4.418,40	6.496,35	9.148,02
Motor elétrico com acessórios	3.264,03	2.811,32	2.811,32
Banco de capacitores com acessórios	238,79	238,79	238,79
Comando de partida com acessórios	4.946,90	4.127,70	4.127,70
Transformador elétrico com acessórios	2.800,00	2.090,00	2.090,00
Montagem 2 (equipamentos elétricos)	2.249,94	1.853,56	1.853,56
Linha de alta tensão (500 m)	3.900,00	3.900,00	3.900,00
Casa bomba e anexos	1.980,00	1.980,00	1.980,00
Total	67.982,06	88.461,22	117.629,59

2. bomba hidráulica: 4% para cada 2000 horas de operação (Brasil, 1987);
3. casa de bombas e estruturas anexas: 1% para cada 2000 horas de operação (Brasil, 1987);
4. equipamentos elétricos: 2% para cada 2000 horas de operação (Brasil, 1987);
5. linha de alta tensão: 1% (Schreiber, 1987).

horário especial para irrigantes (23 as 5 h), pois assume-se que o sistema elevatório será instalado na região sudeste.

Verifica-se que com o benefício da Portaria o custo foi inferior 15,7% na tarifa convencional e 13,6% nas horo-sazonais.

Caso o sistema fosse operado acidentalmente no horário de ponta, o que consumiria a ultrapassagem de demanda neste segmento, o faturamento da demanda nas tarifas verde e azul aumentaria, respectivamente, R\$ 774,12 e R\$ 2.321,16, em cada mês que ocorresse a desatenção. Por sua vez, o faturamento do consumo em cada hora extra operada no horário de ponta aumentaria R\$ 22,58 e R\$ 22,96 na tarifa horo-sazonal verde nos períodos úmido e seco, respectivamente; e R\$ 4,70 e R\$ 5,08 na tarifa horo-sazonal azul nos períodos úmido e seco, respectivamente. Com isso, fica evidente que as tarifas

### Custo anual de bombeamento

As Tabelas 6 e 7 mostram, respectivamente, os valores dos custos anuais de bombeamento do sistema elevatório sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE e com o benefício da Portaria 105 do DNAEE, sendo, neste último caso, aplicado um desconto de 70% sobre a tarifa de consumo no

**Tabela 4. Custo anual fixo dos componentes do sistema elevatório.**

Item do sistema	Custo anual fixo (R\$)								
	$\phi = 200$ mm			$\phi = 250$ mm			$\phi = 300$ mm		
	FAR	RAC	Total	FAR	RAC	Total	FAR	RAC	Total
Tub. suc. c/ acess.	14,60	57,66	72,26	14,60	57,66	72,26	14,60	57,66	72,26
Tub. recalq. c/ acess.	285,58	4.067,05	4.352,63	425,84	6.064,54	6.490,38	604,83	8.613,54	9.218,37
Bomba hidr. c/ acess.	30,67	121,13	151,81	30,67	121,13	151,81	30,67	121,13	151,81
Montagem 1	36,76	475,43	512,19	52,35	698,92	751,27	72,23	984,12	1.056,36
Mot. elét. c/ acess.	78,80	311,20	390,00	67,87	268,04	335,91	67,87	268,04	335,91
Banco cap. c/ acess.	1,61	22,95	24,57	1,61	22,95	24,57	1,61	22,95	24,57
Com. part. c/ acess.	33,39	475,54	508,93	27,86	396,79	424,65	27,86	396,79	424,65
Transf. Elét. c/ acess.	18,90	269,16	288,06	14,11	200,91	215,01	14,11	200,91	215,01
Montagem 2	8,14	110,12	118,25	6,69	89,41	96,10	6,69	89,41	96,10
Linha de alta tensão	26,32	374,90	401,22	26,32	374,90	401,22	26,32	374,90	401,22
Casa bomba e anexos	47,80	188,78	236,58	47,80	188,78	236,58	47,80	188,78	236,58
<b>Total</b>	<b>582,58</b>	<b>6.473,92</b>	<b>7.056,50</b>	<b>715,73</b>	<b>8.484,03</b>	<b>9.199,76</b>	<b>914,61</b>	<b>11.318,23</b>	<b>12.232,84</b>

FAR – Fundo anual para reposição dos componentes do sistema e dos serviços de montagem;

RAC – Remuneração anual do capital investido nos componentes do sistema e serviços de montagem.

**Tabela 5. Custo anual de manutenção e reparos do sistema elevatório.**

Item Sistema	Custo anual manutenção e reparos (R\$)		
	$\phi = 200$ mm	$\phi = 250$ mm	$\phi = 300$ mm
Tubulação de sucção c/ acessórios	3,63	3,63	3,63
Tubulação de recalque c/ acessórios	253,85	378,53	537,63
Bomba hidráulica c/ acessórios	60,98	60,98	60,98
Motor elétrico c/ acessórios	78,34	67,47	67,47
Banco de capacitores c/ acessórios	5,73	5,73	5,73
Comando de partida c/ acessórios	118,73	99,06	99,06
Transformador elétrico c/ acessórios	67,20	50,16	50,16
Linha de alta tensão	46,80	46,80	46,80
Casa bomba e anexos	23,76	23,76	23,76
<b>Total</b>	<b>659,02</b>	<b>736,13</b>	<b>895,23</b>

**Tabela 6. Custo anual de bombeamento sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE.**

Item da tarifa	Custo Anual de Bombeamento sem o benefício da Portaria 105 DNAEE (R\$)								
	$\phi = 200$ mm			$\phi = 250$ mm			$\phi = 300$ mm		
	Convenc.	Verde	Azul	Convenc.	Verde	Azul	Convenc.	Verde	Azul
FDp	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00
FDfp	-	-	4.320,99	-	-	3.398,90	-	-	3.122,73
FD	4.902,47	4.320,99	4.320,99	3.856,29	3.398,90	3.398,90	3.542,96	3.122,73	3.122,73
FCsp	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00
FCsfp	-	6.737,14	6.737,14	-	5.299,44	5.299,44	-	4.868,86	4.868,86
FCup	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00
FCufp	-	1.191,03	1.191,03	-	936,87	936,87	-	860,74	860,74
FC	14.364,55	7.928,17	7.928,17	11.299,17	6.236,31	6.236,31	10.381,10	5.729,60	5.729,60
<b>Total</b>	<b>19.267,02</b>	<b>12.249,16</b>	<b>12.249,16</b>	<b>15.155,46</b>	<b>9.635,21</b>	<b>9.635,21</b>	<b>13.924,06</b>	<b>8.852,33</b>	<b>8.852,33</b>

**Tabela 7. Custo anual de bombeamento com o benefício da Portaria 105 do DNAEE.**

Item Da Tarifa	Custo Anual de Bombeamento com o benefício da Portaria 105 DNAEE (R\$)								
	$\phi = 200$ mm			$\phi = 250$ mm			$\phi = 300$ mm		
	Convenc.	Verde	Azul	Convenc.	Verde	Azul	Convenc.	Verde	Azul
FDp	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	0,00
FDfp	-	-	4.320,99	-	-	3.398,90	-	-	3.122,73
FD	4.902,47	4.320,99	4.320,99	3.856,29	3.398,90	3.398,90	3.542,96	3.122,73	3.122,73
FCsp	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00
FCsfp	-	4.716,00	4.716,00	-	3.709,61	3.709,61	-	3.408,20	3.408,20
FCshe	-	606,34	606,34	-	476,95	476,95	-	438,00	438,20
FCup	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00
FCufp	-	833,72	833,72	-	655,81	655,81	-	602,52	602,52
FCuhe	-	107,19	107,19	-	84,32	84,32	-	77,47	77,47
FChn	10.055,19	-	-	7.909,42	-	-	7.266,77	-	-
FChe	1.292,81	-	-	1.016,93	-	-	934,30	-	-
FC	11.348,00	6.263,25	6.263,25	8.926,35	4.926,69	4.926,69	8.201,07	4.526,19	4.526,39
Total	16.250,47	10.584,24	10.584,24	12.782,64	8.325,59	8.325,59	11.744,03	7.649,12	7.649,12

horosazonais, embora mais vantajosas, devem ser usadas com muita disciplina.

$$CAT = CABO. \Delta_{TEE} + CAMR + CAF \quad (27)$$

sendo  $\Delta_{TEE}$  a variação (relativa) da tarifa de energia elétrica em relação aos demais custos do sistema.

A análise de sensibilidade foi realizada separadamente nas tarifas convencional e horosazonais (verde e azul) com e sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE, como se segue:

#### **Tarifa convencional com o benefício da Portaria 105 do DNAEE**

- Conforme a Figura 1, verifica-se que com a redução da tarifa de energia elétrica o diâmetro econômico da tubulação de recalque tende a passar de 250 mm para 200 mm, fato que ocorre quando esta redução for superior a 35,97%, proporcionando um custo anual total inferior a R\$ 18.120,31. Por outro lado, com o aumento da tarifa o diâmetro econômico tende a passar de 250 mm para 300 mm, fato que ocorre quando este aumento for superior a 207,35%, proporcionando um custo anual total superior a R\$ 49.223,49. Também é possível verificar que para um aumento da tarifa de 20,11% os diâmetros 200 mm e 300 mm proporcionarão o mesmo custo anual total, ou seja, R\$ 27.233,47.

#### **Sensibilidade do custo anual total em relação à variação da tarifa de energia elétrica**

A sensibilidade do custo anual total do sistema elevatório em relação à variação da tarifa de energia elétrica foi calculada através do modelo:

#### **Tarifa convencional sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE**

- Conforme a Figura 2, verifica-se que, com a redução da tarifa de energia elétrica, o diâmetro econômico da tubulação de recalque tende a passar de 250 mm para 200 mm, fato que ocorre quando esta redução for superior a 46%, proporcionando um custo anual

Tabela 8. Custo anual total do sistema elevatório.

Custos (R\$)	Tarifação	$\phi = 200 \text{ mm}$		$\phi = 250 \text{ mm}$		$\phi = 300 \text{ mm}$	
		com desc.	sem desc.	com desc.	sem desc.	com desc.	sem desc.
CAF	-	7.056,50	7.056,50	9.199,76	9.199,76	12.232,84	12.232,84
CAMR	-	659,02	659,02	736,13	736,13	895,23	895,23
CABO	Convenc.	16.250,47	19.267,02	12.782,64	15.155,46	11.744,03	13.924,06
CAT	-	23.965,99	26.982,54	22.718,53	25.091,35	24.872,10	27.052,13
CAF	-	7.056,50	7.056,50	9.199,76	9.199,76	12.232,84	12.232,84
CAMR	-	659,02	659,02	736,13	736,13	895,23	895,23
CABO	Verde	10.584,24	12.249,16	8.325,59	9.635,21	7.649,12	8.852,33
CAT	-	18.299,76	19.964,68	18.261,48	19.571,10	20.777,19	21.980,40
CAF	-	7.056,50	7.056,50	9.199,76	9.199,76	12.232,84	12.232,84
CAMR	-	659,02	659,02	736,13	736,13	895,23	895,23
CABO	Azul	10.584,24	12.249,16	8.325,59	9.635,21	7.649,12	8.852,33
CAT	-	18.299,76	19.964,68	18.261,48	19.571,10	20.777,19	21.980,40

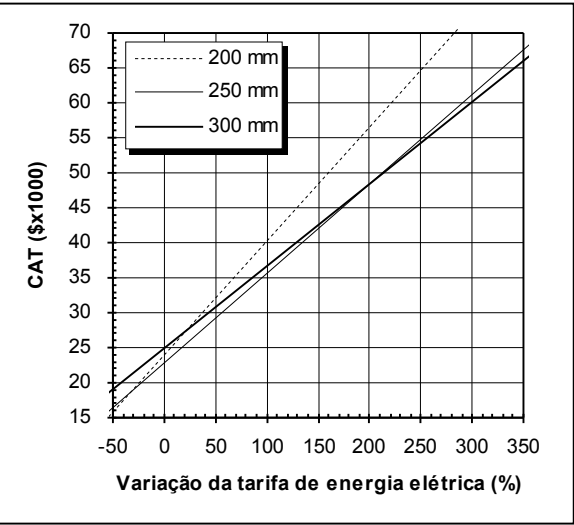


Figura 1. Sensibilidade do custo anual total do sistema elevatório na tarifa convencional de energia elétrica com o benefício da Portaria 105 do DNAEE.

total inferior a R\$ 18.120,31. Por outro lado, com o aumento da tarifa, o diâmetro econômico tende a passar de 250 mm para 300 mm, fato que ocorre quando este aumento for superior a 159,23%, proporcionando um custo anual total superior a R\$ 49.223,49. Também é possível verificar que para um aumento da tarifa de 1,30% os diâmetros 200 mm e 300 mm proporcionarão o mesmo custo anual total, ou seja, R\$ 27.233,47.

Comparando-se as Figuras 1 e 2 pode-se observar que os custos anuais totais foram iguais nos cruzamentos das retas, porém as variações da tarifa de energia elétrica foram diferentes. Isso ocorreu devido ao desconto de 70% que foi conce-

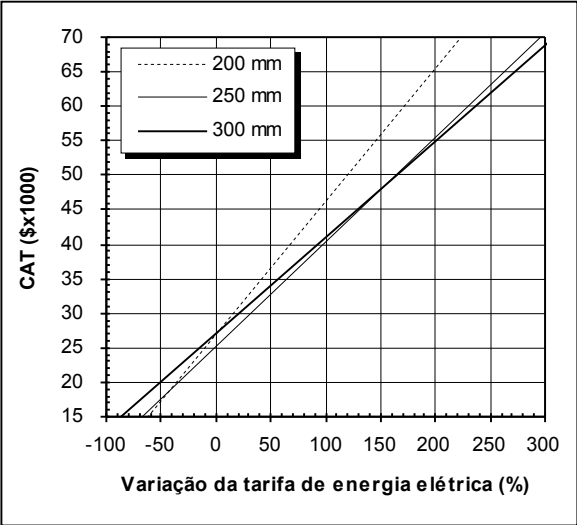


Figura 2. Sensibilidade do custo anual total do sistema elevatório na tarifa convencional de energia elétrica sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE.

dido sobre o faturamento do consumo no horário especial para irrigantes, o que permitiu um deslocamento das retas de custo anual total para a direita na Figura 1 em relação à Figura 2.

### Tarifas horo-sazonais com o benefício da Portaria 105 do DNAEE -

Como os custos do sistema na tarifa horo-sazonal verde foram iguais aos da tarifa horo-sazonal azul neste perfil de operação, a análise de sensibilidade do custo anual total é válida para ambas, somente diferenciando o uso ou não do desconto especial para irrigantes (Portaria 105 do DNAEE).

Conforme a Figura 3, verifica-se que, com a redução da tarifa de energia elétrica, o diâmetro econômico da tubulação de recalque tende a passar de 250 mm para 200 mm quando esta redução for superior a 1,69%, proporcionando um custo anual total inferior a R\$ 18.120,31. Por outro lado, com o aumento da tarifa, o diâmetro econômico tende a passar de 250 mm para 300 mm quando este aumento for superior a 371,89%, o que proporcionaria um custo anual total superior a R\$ 49.223,49. Também é possível verificar que para um aumento da tarifa de 84,41% os diâmetros 200 mm e 300 mm proporcionarão o mesmo custo anual total, ou seja, R\$ 27.233,47.

#### **Tarifas horo-sazonais sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE -**

Conforme a Figura 4, verifica-se que com a redução da tarifa de energia elétrica superior a 15,06% o diâmetro econômico da tubulação de recalque tende a passar de 250 mm para 200 mm, proporcionando um custo anual total inferior a R\$ 18.120,31. Por outro lado, com o aumento da tarifa o diâmetro econômico tende a passar de 250 mm para 300 mm quando este aumento for superior a 307,75%, proporcionando um custo anual total superior a R\$ 49.223,49. Também é possível verificar que, para um aumento da tarifa de 59,34%, os diâmetros 200 mm e 300 mm proporcionarão o mesmo custo anual total, ou seja, R\$ 27.233,47.

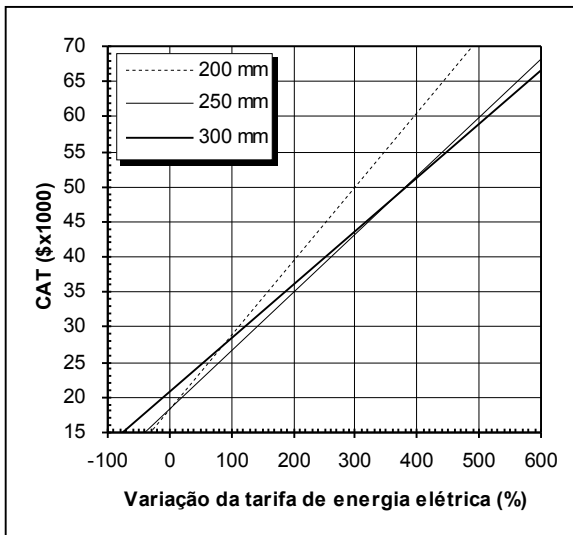
Comparando-se as Figuras 3 e 4 pode-se observar que os custos anuais totais foram iguais nos cruzamentos das retas, porém as variações da tarifa de energia elétrica foram diferentes. Isso ocorreu devido ao desconto de 70% que foi concedido sobre o faturamento do consumo no horário especial para irrigantes, o que permitiu um deslocamento das retas de custo anual total para a direita na Figura 3 em relação à Figura 4.

Por sua vez, comparando-se as Figuras 1 e 2 com as Figuras 3 e 4 pode-se notar também que os custos anuais totais foram iguais nos cruzamentos das retas, porém as variações da tarifa de energia elétrica foram diferentes devido à maneira de elaboração dos faturamentos de demanda e consumo entre as tarifas convencional e horo-sazonais, o que permitiu um deslocamento das retas de custo anual total para a direita nas tarifas horo-sazonais em relação à convencional.

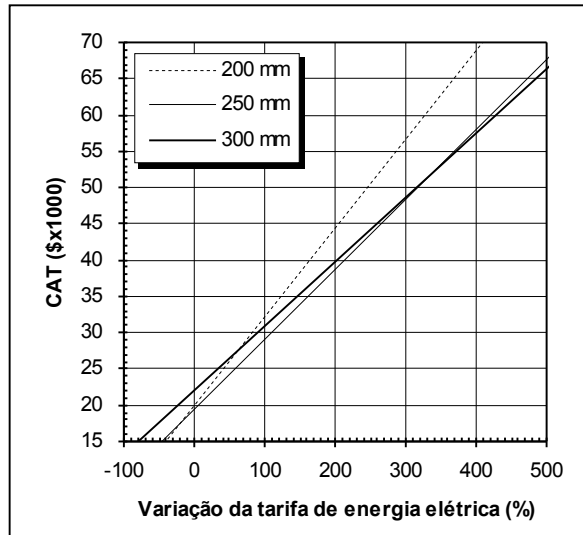
### **CONCLUSÕES**

Conforme as proposições do trabalho, metodologia adotada e condições consideradas, pode-se concluir que:

- Embora o investimento inicial seja adotado freqüentemente como um parâmetro decisivo na configuração do sistema elevatório, a análise econômica com base no custo



**Figura 3. Sensibilidade do custo anual total do sistema elevatório nas tarifas horo-sazonais de energia elétrica com o benefício da Portaria 105 do DNAEE.**



**Figura 4. Sensibilidade do custo anual total do sistema elevatório nas tarifas horo-sazonais de energia elétrica sem o benefício da Portaria 105 do DNAEE.**

anual total é mais completa, pois pondera os custos de operação com o investimento inicial, permitindo selecionar a melhor modalidade de tarifação da energia elétrica em cada situação, bem como fazer projeções dos custos em função das variações das tarifas de energia elétrica.

- Na aplicação do modelo de simulação, o diâmetro da tubulação de recalque que propiciou o menor custo anual total do sistema foi de 250 mm, qualquer que fosse a modalidade de tarifação; enquanto que se a seleção fosse baseada somente no investimento inicial, o diâmetro econômico seria 200 mm.
- Os custos de bombeamento nas modalidades horo-sazonais (verde e azul) foram inferiores à convencional, em média, 36,4%, sendo portanto as recomendadas para a situação apresentada. Contudo, exige-se disciplina na operação do sistema fora do horário de ponta, sob o risco de perder a vantagem e até mesmo invertê-la.
- Sempre que possível o irrigante deve usufruir do benefício da Portaria 105 do DNAEE, pois os descontos sobre o consumo no horário especial são elevados (de 70 até 90%). No presente caso, a economia no custo de bombeamento com tal benefício foi de aproximadamente 14,3%; sem considerar também, os benefícios decorrentes da maior eficiência da irrigação nesse período.
- As análises de sensibilidade do custo anual total evidenciam que, se continuar a tendência de aumento das tarifas de energia elétrica superior ao de aumento dos componentes do sistema, o diâmetro econômico da tubulação de recalque passará de 250 mm para 300 mm, quando estes aumentos forem de 159,23% e 207,35% para as tarifas convencional sem e com o benefício da Portaria 105 do DNAEE; 307,75% e 371,89% para as horo-sazonais sem e com o benefício da Portaria.

## AGRADECIMENTO

Este artigo é parte do projeto “Modelo para Estimativa de Custos e Otimização de Sistemas Elevatórios de Água”, financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP, a qual os autores agradecem.

## REFERÊNCIAS

- AZEVEDO NETO, J. M. (1991). *Manual de hidráulica*. 7º ed. São Paulo: Edgard Blücher, v2.
- BABBITT, H. E. (1973). *Abastecimento de água*. Trad. de Z. C. Branco. São Paulo: Edgard Blücher; Brasília: INL, p592.
- BRASIL (1993). Ministério da Infra-estrutura. Secretaria Nacional de Energia. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Portaria nº 105, de 3 de abril de 1992. *Diário Oficial*, 06 fev.
- BRASIL (1987). Ministério da Irrigação. Programa Nacional de Irrigação - PRONI. *Tempo de irrigar: manual do irrigante*. São Paulo: Mater, p160.
- CAMP, T. R. (1952). Water distribution. In: DAVIS, C. V. *Handbook of applied hydraulics*. New York: McGraw-Hill, cap.20, p881-944.
- COELHO, S. T. (1979). *Matemática financeira e análise de investimentos*. São Paulo: EDUSP, p279.
- COIADO, E. M.; RIVELLI JUNIOR (1993). A influência da evolução do custo da energia elétrica no diâmetro econômico de uma instalação de recalque de água de abastecimento. *Revista Brasileira de Engenharia - Caderno de Recursos Hídricos*, v.11, nº 2, p27-48, dez.
- COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (1988). *Tarifas horo-sazonais: manual de orientação ao consumidor*. Rio de Janeiro, p28.
- CUOMO, A. R.; VILLELA, S. M. (1961). Dimensionamento econômico de tubulações em recalque. São Carlos: EESC, (Publicação 46).
- DEB, A. K. (1978). Optimization in design of pumping systems. *Journal of the environmental engineering division - ASCE*, v.104, nº EE1, p127-136, Feb.
- FOLHA DE SÃO PAULO (1997). Novo hábito pode reduzir 15% do consumo. *Folha de São Paulo*, São Paulo, 29 abr., Cotidiano, p8.
- HOFFMANN, R.; ENGLER, J. J. C.; SERRANO, O.; THAME, A. C. M.; NEVES, E. M. (1987). *Administração da empresa agrícola*. 5º ed. São Paulo: Pioneira, p325.
- SCHREIBER, G. P. (1987). *Usinas hidrelétricas*. Rio de Janeiro: Edgard Blücher, p238.
- SENTELHAS, P. C.; FIGUEIREDO, S. F.; COELHO, R. D. (1997). *Viabilidade econômica do uso da tarifação noturna de energia elétrica para irrigação em regiões com diferentes demandas evapotranspirativas*. (compact

- disc). In: Congresso Brasileiro de Engenharia Rural, 26. Campina Grande: SBEA.
- TSUTIYA, M. T. (1989). *Redução do custo de energia elétrica em estações elevatórias de sistemas de abastecimento de água de pequeno e médio portes*. São Paulo, p207. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.
- ZOCOLER, J. L. (1998). *Modelo para dimensionamento econômico de sistemas de recalque em projetos hidroagrícolas*. Piracicaba, p107. Tese (Doutorado) - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Universidade de São Paulo.

**Cost Analysis of a Water Pumping System Considering Pipeline Diameter and Application Modalities for Electric Energy Tariffs**

**ABSTRACT**

*In this paper were analyzed the costs of an electric power water pumping system to supply center pivot irrigation systems. The independent variables were: i) pipeline diameter; ii) application modalities of electric energy tariffs with and without the special discount for irrigation done between 11 PM and 5 AM. Finally, a sensitivity analysis of the total annual cost in relation to the electric energy tariff variation was considered. The cost simulations enabled the selection of the best system configuration, contributing to the rational use of electric energy.*