

Economia nos custos de energia elétrica em obras sanitárias através da escolha adequada das tarifas

ALMIRO CASSIANO FILHO

Engenheiro da Superintendência de Desenvolvimento Operacional (ID), Diretoria do Interior da Sabesp.

MILTON TOMOYUKI TSUTIYA

Professor da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Depto. de Engenharia Hidráulica e Sanitária, engenheiro Coordenador de Planejamento da Superintendência de Planejamento Técnico (ET), Diretoria de Engenharia da Sabesp.

Em 1977, o custo de energia elétrica representava para a Sabesp 4 por cento do orçamento de despesas, embora a utilização de energia elétrica para o fornecimento de 1m³ de água tenha se mantido na ordem de 0,6 kwh, as despesas aumentaram para 13 por cento em 1990. Isto significou que o custo da energia elétrica transformou-se no terceiro item mais importante do orçamento relativo às despesas de exploração. Disso decorre a importância deste trabalho, onde inicialmente são tecidas algumas considerações sobre a classificação dos consumidores de energia elétrica por atividade, os grupos de faturamento e várias definições utilizadas no estudo. Apresenta o sistema tarifário, define o conceito de fator de carga e são elaborados gráficos, onde pode ser calculado o preço médio do kwh em função do fator de carga e da estrutura tarifária escolhida. Apresenta as situações em que é adequado cada tipo de tarifa e salienta a necessidade do controle de energia dentro da empresa.

Diante da perspectiva de crise no fornecimento de energia elétrica, o seu custo tem sido cada vez mais elevado. Para a Sabesp, em 1977, o custo de energia elétrica representava 4% do orçamento de despesas. Embora a utilização de energia

elétrica para o fornecimento de 1m³ de água tenha se mantido na ordem de 0,6 kwh, as despesas em 1990 aumentaram para 13%, transformando o custo da energia elétrica no terceiro item importante do orçamento de despesas.

A retirada gradativa do subsídio que era concedido nas tarifas de energia elétrica para os serviços públicos de abastecimento de água e disposição de esgotos e o aumento das tarifas dessa energia, acima dos índices inflacionários, foram as principais causas para o aumento de despesas com esse item. Até junho de 1968, era concedido um subsídio de 80% nas tarifas de energia elétrica; todavia, esse desconto, com o passar do tempo, foi gradualmente reduzido, chegando a 15% em 1990.

A Figura 1 mostra a diminuição do desconto, com o passar dos anos, para as tarifas de energia elétrica cobradas pela Cesp e Eletropaulo. Atualmente, todas as companhias energéticas que atuam no Estado de São Paulo, tem a mesma porcentagem de desconto.

Outro motivo que onerou o custo de energia foi a introdução do ICMS — Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação, que no início de 1989 era de 17% e atualmente (1990) é de 18% sobre o total da conta, o que representa 20,4% de aumento sobre o fornecimento de energia.

A figura 2 apresenta o índice da variação percentual acumulada no período de 1977 a 1988 para a tarifa de energia elétrica (tarifa de consumo — subgrupo A 4), para o Índice Geral de Preços (IGP), para a tarifa de água e para obras de construção civil (reservatório e adutora).

Pelo que se observa na Figura 2, ao longo dos anos a evolução dos índices de água, do reservatório e da adutora, não sofreu grandes variações em relação ao IGP. O mesmo não aconteceu com a energia elétrica, principalmente no que se refere à energia para abastecimento de água e disposição de esgotos, que teve crescimento maior que o índice de energia elétrica propriamente dito, devido à diminuição do desconto já citado.

O estudo visando a redução do custo de energia elétrica em obra sanitária deve ser iniciado pela análise das contas mensais de fornecimento de energia, o que permite verificar várias opções de economia e elaborar um programa de diminuição de despesas com eletricidade.

O conhecimento detalhado das características do sistema tarifário constitui, de imediato, a primeira alternativa a ser estudada, visando a redução nos custos de energia elétrica, pois é necessário verificar se a forma de cobrança da energia elétrica de uma determinada instalação é a mais adequada.

Neste trabalho, tecem-se inicialmente algumas considerações sobre a classificação dos consumidores de energia elétrica por atividade, os grupos de faturamento, e várias definições a serem utilizadas no estudo, para em seguida ser apresentados seus objetivos principais:

■ Sistema tarifário — apresentação dos vários tipos de tarifas e as condições em que cada uma delas possa ser utilizada.

■ Conceito de fator de carga e preço da energia elétrica em função do fator de carga.

■ Exemplos de cálculo com a utilização de várias tarifas.

■ Controle de energia na Empresa através da Gestão Energética.

2. CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES POR ATIVIDADE

As tarifas de energia elétrica são determinadas através das portarias do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) que estabelece também os critérios de classificação dos consumidores e as formas de cobrança da energia elétrica.

Uma unidade consumidora é classificada em função da atividade exercida, ou seja:

- Residencial
- Industrial
- Comercial, serviços e outras atividades
- Rural
- Poder Público
- Iluminação pública
- Serviço Público
- Consumo próprio

Dentro de cada classe existem as subclasses, e a subclasse relativa à água, esgoto e saneamento enquadra-se na de serviço público.

3. GRUPOS DE FATURAMENTO

Apesar das diversas classes e subclasses existentes, para efeito de faturamento, os consumidores são divididos em apenas dois grupos: grupo A (Alta Tensão) e grupo B (Baixa Tensão).

Os consumidores do grupo A são faturados com componentes de demanda de potência e outra de consumo de energia ativa. A cobrança das tarifas pode ser feita segundo dois sistemas: o convencional e o horo-sazonal (azul ou verde).

O grupo A está dividido em função da tensão ou localização, uma vez que estes fatores influem no valor da tarifa de energia elétrica. Os subgrupos estão divididos em:

- A1: consumidores ligados em tensão igual ou superior a 230 kV;
- A2: consumidores ligados em tensão de 88 kV a 138 kV;
- A3: consumidores ligados em tensão de 69 kV;
- A3a: consumidores ligados em tensão de 30 kV a 44 kV;
- A4: consumidores ligados em tensão de 2,3 kV a 25 kV;
- AS: consumidores ligados em baixa tensão que estejam localizados em área de distribuição subterrânea, ou que tenham previsão de vir a sê-lo, e que atenda à condição de consumo mensal igual ou superior a 30.000 kWh, no mínimo, em três meses consecutivos no semestre anterior à opção, ou então, celebração de contrato de fornecimento, fixando demanda igual ou superior a 150 kW.

Os consumidores do grupo B atendidos com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV são faturados somente com a componente de consumo de energia ativa. Pertencem a este grupo consumidores que possuem potência instalada inferior a 75 kVA. O grupo B está dividido, em função da classificação, uma vez que esta classificação é que influi na tarifa de energia elétrica, portanto estão divididas em:

- B1: consumidores residenciais;
- B2: consumidores rurais;
- B3: Consumidores industriais, comerciais, serviços e outras atividades, poder público e serviços públicos;
- B4: Iluminação pública.

4. DEFINIÇÕES TÉCNICAS

A seguir, são apresentadas algumas definições básicas, em linguagem simples e resumida, que serão utilizadas para a melhor compreensão das análises que serão feitas adiante.

• Energia ativa (ou consumo): é a energia capaz de produzir trabalho; é calculada pelo produto da potência ativa (kW) pelo número de horas de utilização (h), portanto, a unidade é o quilowatt. hora (kWh). Normalmente é medido a cada trinta dias pelas concessionárias e cobrado tanto em baixa como em alta tensão.

• Energia reativa: é a energia solicitada pelos equipamentos elétricos necessários à manutenção dos fluxos magnéticos; não produz trabalho útil, e é calculada pelo produto da potência reativa (kVAr) pelo número de horas de utilização, sendo a unidade de medida ou quilo-volt-ampère-reactivo-hora (kVArh). Medido a cada trinta dias pelas concessionárias nas instalações de alta tensão; entretanto, quando a instalação é composta de motores, também pode ser medido em baixa tensão.

• Potência ativa: é a quantidade de energia solicitada na unidade de tempo. A unidade comumente usada é o quilowatt (kW).

• Demanda: é a potência ativa média durante qualquer intervalo de tempo medida por aparelho integrador. Esse intervalo de tempo, definido pelo DNAEE e atualmente utilizado pelas concessionárias, é de 15 minutos.

• Demanda contratada: é a demanda a ser obrigatória e continuamente colocada à disposição por parte da concessionária ao consumidor, conforme valor e período de vigência fixados em contrato de alta tensão, e obrigatoriamente paga mensalmente pelo consumidor em sua totalidade, mesmo como valor mínimo, independentemente de ser ou não utilizada.

• Fator de potência: é a relação entre a potência ativa e a total, e o seu valor é determinado através da divisão da energia ativa pela raiz quadrada da soma dos quadrados da energia ativa e reativa, ou seja:

$$FP = \frac{EA}{(EA)^2 + (ER)^2} \quad (1)$$

É conhecido também como cosseno φ . Quando esse fator resulta abaixo de 0,85, é cobrado um ajuste em função da energia ativa consumida e da demanda registrada no mês, conforme determinação do DNAEE.

SISTEMA TARIFÁRIO

Existem vários tipos de tarifas, permitindo, muitas vezes, que a escolha seja do próprio consumidor. A seguir, estão relacionadas as possíveis opções.

Tarifa convencional

Aplicável às unidades consumidoras dos grupos A e B.

• **Baixa tensão** (grupo B) — Normalmente utilizada para instalações alimentadas com até 440 V. Se a instalação estiver localizada em área de distribuição subterrânea atual ou futura, pode ter como opção a tarifa convencional subterrânea, desde que atenda às considerações anteriormente citadas.

• **Alta tensão** (grupo A) — Utilizada para instalações alimentadas com até 69 kV e com demanda máxima registrada de 500 kW. Podem ter como opções, a tarifa convencional de baixa tensão, a tarifa horo-sazonal azul e a horo-sazonal verde.

Tarifa horo-sazonal

Aplicável somente às unidades consumidoras do grupo A.

• Definições dos conceitos e terminologias da estrutura tarifária horo-sazonal.

Tarifa Azul (horo-sazonal): modalidade tarifária, estruturada para aplicação de preços diferenciados de demanda de potência e consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano.

Tarifa verde (horo-sazonal): modalidade tarifária estruturada para aplicação de um preço único de demanda de potência e de preços diferenciados de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano.

Horário de ponta (P): será composto por três horas consecutivas, situadas no intervalo compreendido, diariamente, entre 17:00 e 22:00 horas, exceção feita aos sábados e domingos. No Estado de São Paulo, o intervalo de três horas é das 17:30 às 20:30 horas.

Horário fora de ponta (F): será o conjunto das horas complementares às três horas consecutivas definidas no horário de ponta.

Período úmido (U): será de cinco meses consecutivos, compreendendo as leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Período seco (S): será de sete meses consecutivos, compreendendo as leituras de maio a novembro.

• **Tarifa Verde** — Aplicar-se-á, por opção, às unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kv, e que satisfaçam as condições a seguir estabelecidas:

Para unidades consumidoras enquadradas na Tarifa Azul ou que tenham apresentado nos últimos 11 meses, no mínimo, três registros de demanda máximas mensais medidas e integralizadas iguais ou superior a:

- 100 kw: a partir de julho de 1990;
- 50 kw: a partir de julho de 1991.
- Também, poderão exercer a opção pela Tarifa Verde, todas as unidades consumidoras que, a partir das datas mencionadas anteriormente, contratarem, no mínimo, os valores de demanda correspondentes.

A Tarifa Verde será aplicada considerando-se a seguinte estrutura:

Demanda de potência (kw)

- Um preço único (independe de período e horário)

Consumo de energia (kwh)

- Um preço para ponta em período úmido (PU);
- Um preço para fora de ponta em período úmido (FU);
- Um preço para ponta em período seco (PS);
- Um preço para fora de ponta em período seco (FS).

• **Tarifa Azul** — Aplicar-se-á às unidades consumidoras do grupo A, conforme as condições a seguir estabelecidas:

- Atendidas em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kv;

— Atendidas em tensão de fornecimento, inferior a 69 kv, sempre que for contratada demanda igual ou superior a 500 kw, ou que apresentarem nos últimos 11 meses, três ou mais registros de demandas máximas mensais, medidas e integralizadas, iguais ou superiores a 500 kw;

— Poderá ser feita opção pela Tarifa Azul, a partir das datas abaixo relacionadas, desde que tenham apresentado nos últimos 11 meses, anteriores à opção, três ou mais registros de demandas medidas e integralizadas iguais ou superiores a:

100 kw — a partir de julho de 1990;

50 kw — a partir de julho de 1991.

— Também, poderão exercer a opção pela Tarifa Azul, todas as unidades consumidoras que, a partir das datas mencionadas anteriormente, contratarem, no mínimo, os valores de demanda correspondentes.

A Tarifa Azul será aplicada, considerando-se a seguinte estrutura:

Demanda de potência (kw)

- Um preço para ponta (P) — (independe de período);
- Um preço para fora de ponta (F) — (independe de período).

Consumo de energia (kwh)

- Um preço para ponta em período úmido (PU);
- Um preço para fora de ponta em período úmido (FU);
- Um preço para ponta em período seco (PS);
- Um preço para fora de ponta em período seco (FS).

FATOR DE CARGA

Como visto até o momento, é fundamental, para se ter uma economia no custo da energia elétrica, que se conheça a estrutura tarifária, bem como classificação de consumidores, tensão de alimentação, demandas a serem contratadas etc., a fim de que se possa ter essa economia, independentemente do modo de operação da instalação.

No entanto, existem indicadores que mostram se a instalação — seja de água, esgoto, industrial etc. — está operando com aproveitamento bom ou ruim de sua energia. Dentre os vários indicadores que podem ser utilizados, destaca-se o fator de carga que, no caso de elevatórias, serve para se verificar o nível de utilização dos conjuntos motor-bomba. Isto significa que é melhor operar um motor de 100 cv, 24 horas/dia (o que corresponde a um fator de carga igual a 1,00, ou seja, 100% de utilização da potência continuamente), do que utilizar um motor de 400 cv, 6 horas/dia originando um fator de carga igual a 0,25, o que significaria, em termos de energia, praticamente o mesmo consumo em ambos os casos.

6.1. Conceito de fator de carga

Certa instalação solicita uma potência P ao sistema da concessionária. Por definição, chama-se Fator de Carga (FC) dessa instalação, em um determinado período T, a relação entre a potência média solicitada pela instalação e a demanda de potência máxima ocorrida no período T, ou seja:

$$FC = \frac{P_m}{D_{m\acute{a}x}} \quad (2)$$

O Fator de Carga varia de 0 a 1, e é um indicador que mostra como a energia elétrica está sendo utilizada pelo consumidor.

A Figura 3 ilustra um exemplo de energia efetivamente utilizada e a não utilizada em uma determinada instalação.

A energia consumida em um tempo T é dada por:

$$EAM = \frac{P \times T}{m} \quad (3)$$

Substituindo a expressão (3) em (2), tem-se:

$$FC = \frac{EAM}{T \times D_{\text{máx}}} \quad (4)$$

Onde:

FC = Fator de carga mensal;

EAM = Energia ativa mensal;

$D_{\text{máx}}$ = Demanda de potência máxima no mês.

T = 730 = Número de horas de um mês médio.

6.2. Preço de energia em função do fator de carga

Para os consumidores do grupo B, como não pagam demanda, o preço da energia consumida não varia com o fator de carga.

A tarifa é estabelecida pelo DNAEE, considerando um fator da carga médio brasileiro.

No caso dos consumidores do grupo A, no entanto, o preço da energia consumida varia com o fator de carga, porque é resultante da composição da parcela de demanda e da parcela de consumo.

O custo da energia elétrica é calculado pela seguinte expressão:

$$CMEE = \frac{(TD \times D) + (TEA \times EAM)}{\text{máx}} \quad (5)$$

Onde:

CMEE = Custo mensal da energia elétrica, Cr\$;

TD = Tarifa de Demanda, Cr\$/kW;

TEA = Tarifa de Energia Ativa, Cr\$/kWh;

EAM = Energia Ativa Mensal, kWh;

D = Demanda de potência máxima, kW.

máx

Dividindo a expressão (5) pelo consumo (EAM), tem-se:

$$\frac{CMEE}{EAM} = \frac{TD \times D_{\text{máx}}}{EAM} + \frac{TEA \times EAM}{EAM} \quad (6)$$

como:

$$FC = \frac{EAM}{730 \times D_{\text{máx}}}$$

$$\frac{EAM}{D_{\text{máx}}} = 730 \times FC \quad (8)$$

Substituindo (8) em (6)

$$\frac{CMEE}{EAM} = \frac{TD}{730 \times FC} + TEA \quad (9)$$

A expressão (9) mostra que o preço médio do kWh é inversamente proporcional ao fator de carga. Como a TEA e TD são valores constantes, conclui-se que, quanto maior o fator de carga, melhor será o aproveitamento da energia colocada à disposição do consumidor pela concessionária e, conseqüentemente, menor será o custo específico do kWh consumido naquela instalação.

As figuras 4 e 5 mostram o preço médio de kWh em função do fator de carga para o subgrupo A4 (2,3 kV a 25 kV) e subgrupo B3 (demais classes), considerando as tarifas constantes da Portaria Interministerial nº 53, de 15.03.90. Para o subgrupo A4 foram utilizadas a tarifa convencional e a horo-sazonal (azul e verde) e foi considerada uma tarifa média anual, função do período do ano e da hora de utilização de energia elétrica e também o desconto de 15% nas tarifas e o acréscimo de 18% devido ao ICMS.

Pela análise das figuras 4 e 5, pode-se concluir que:

- Quando a instalação não funciona no horário de ponta ($FC_p = 0,0$), o preço médio do kWh para as tarifas azul e verde são iguais, e sempre menores que a tarifa convencional, independentemente do fator de carga da instalação.
- O preço médio do kWh para a tarifa de baixa tensão é sempre superior à tarifa convencional para fator de carga da instalação maior que 0,1.
- Para instalação que opera a plena carga no horário de ponta ($FC_p = 1,0$), o preço médio do kWh para tarifa verde é sempre superior ao da tarifa azul. Com relação à tarifa convencional, a tarifa verde é superior quando o fator de carga da instalação for menor ou igual a 0,86.
- Para fator de carga na ponta igual ou menor que 0,6 o preço médio do kWh para tarifa verde é sempre inferior ao da tarifa azul.

EXEMPLO DE CÁLCULO DO CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM UMA INSTALAÇÃO

A economia nos custos de energia elétrica através da escolha correta da tarifa será mostrada no exemplo a seguir.

Consideremos uma estação elevatória de água com as seguintes características de carga:

- 02 motores de 50 cv-220 V
- fator de carga da instalação: 0,60
- cargas auxiliares desprezadas (inclusive iluminação)
- Demanda máxima = $2 \times 50 \times 0,736 = 73,6$ kW
- Consumo de energia ativa mensal = $73,6 \times 730 \times 0,6 = 32.237$ kWh
- Curva de carga diária de operação (figura 6).
- Tarifas de energia (tabela 1).

— A instalação, quando da ligação, foi corretamente classificada como Serviços Públicos, subclasse de Água, Esgoto e Saneamento, portanto a mesma gozará do desconto concedido a esta classificação de 15% sobre as tarifas básicas e um acréscimo de 18% de ICMS.

Determinação dos custos de energia através da utilização das figuras

Como os custos são calculados através das figuras 4 e 5, os seus resultados são aproximados.

- *Custo em baixa tensão*

$$\text{CMEE} = \text{EAM} \times \text{TEA}$$

onde:

$$\text{CMEE} = \text{Custo mensal de energia elétrica (Cr\$)}$$

TEA = Tarifa de energia ativa (Cr\$/kWh), extraída das figuras 4 e 5.

Substituindo, temos:

$$\text{CMEE} = 32.237,00 \times 7,60$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 245.001,20$$

- *Custo em alta tensão convencional*

$$\text{CMEE} = \text{EAM} \times \text{TEA}$$

Considerando-se fator de carga 0,6 temos:

$$\text{CMEE} = 32.237,00 \times 4,60$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 148.290,20$$

- *Custo em alta tensão horo-sazonal verde*

$$\text{CMEE} = \text{EAM} \times \text{TEA}$$

Considerando-se fator de carga 0,6 fora de ponta e 0,2 na ponta (calculados em função da Curva de Carga-figura 6), temos:

$$\text{CMEE} = 32.237,00 \times 3,30$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 106.382,10$$

- *Custo em alta tensão horo-sazonal verde, sem utilização de energia na ponta.*

Vamos considerar que a pequena parcela de energia ativa consumida na ponta das 17:30 às 18:00 h, pudesse ser deslocada para fora de ponta, sem afetar o abastecimento (figura 7).

Logo:

$$\text{FC}_p = \text{zero e } \text{FC}_{fp} = 0,6$$

onde:

FC_p = Fator de carga na ponta;

FC_{fp} = Fator de carga fora da ponta

Portanto temos:

$$\text{CMEE} = \text{EAM} \times \text{TEA}$$

$$\text{CMEE} = 32.237,00 \times 2,70$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 87.039,90$$

- *Custo em Alta Tensão Horo-sazonal Azul*

$$\text{CMEE} = \text{EAM} \times \text{TEA}$$

Considerando-se fator de carga 0,6 fora de ponta e 0,2 na ponta (calculados em função da Curva de Carga (figura 6), temos:

$$\text{CMEE} = 32.237,00 \times 4,50$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 145.066,50$$

- *Custo em Alta Tensão Horo-sazonal Azul, sem utilização de energia na ponta.*

Vamos considerar agora que não haverá consumo de energia na ponta (figura 7).

Logo:

$$\text{FC}_p = \text{zero e } \text{FC}_{fp} = 0,6$$

Portanto temos:

$$\text{CMEE} = \text{EAM} \times \text{TEA}$$

$$\text{CMEE} = 32.237,00 \times 2,70$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 87.039,90$$

Cálculo dos custos de energia através do uso das tarifas

Os custos a seguir serão em função dos dados anteriormente mencionados e das tarifas de energia elétrica propriamente dita e mostradas na tabela 1.

Portanto, como os mesmos estão em conformidade com as determinações do DNAEE, os seus resultados são precisos.

- *Custo em Baixa Tensão*

$$\text{CMEE} = \text{EAM} \times \text{TEA}$$

onde:

$$\text{CMEE} = \text{Custo mensal de energia elétrica (Cr\$)}$$

EAM = energia ativa mensal (kWh);

TEA = tarifa de energia ativa (Cr\$/kWh).

Portanto teremos:

$$\text{CMEE} = 32.237 \times 7,59736$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 244.917,07$$

- *Custo em Alta Tensão Convencional*

$$\text{CMEE} = \text{EAM} \times \text{TEA} + \text{DM} \times \text{TD}$$

onde:

DM = demanda mensal (kW);

TD = tarifa de demanda (Cr\$/kW).

Substituindo teremos:

$$\text{CMEE} = 32.237 \times 3,94393 + 73,6 \times 269,40$$

$$\text{CMEE} = 127.140,47 + 19.827,84$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 146.968,31$$

- *Custo em alta tensão horo-sazonal verde*

$$\text{CMEE} = \text{EAMP} \times \text{TEAP} + \text{EAMFP} \times \text{TEAFP} + \text{DM} \times \text{TD}$$

onde:

EAMP = energia ativa mensal na ponta (kWh)

Considerando-se utilização de apenas meia hora na ponta das 17:30 às 18:00h, temos:

$$\text{EAMP} = 73,6 \times 30 \times 1/2 = 1.104 \text{ kWh}$$

TEAP = tarifa de energia ativa na ponta (Cr\$/kWh)

EAMFP = energia ativa mensal fora da ponta (Cr\$/kWh)

Portanto, teremos:

$$\text{EAMFP} = \text{EAM} - \text{EAMP}$$

$$\text{EAMFP} = 32.237 - 1.104 = 31.133$$

$$\text{CMEE} = 1.104 \times 21,12751 + 31.133 \times 2,22002 + 73,6 \times 237,11$$

$$\text{CMEE} = 23.324,77 + 69.115,88 + 17.451,29$$

$$\text{CCMEE} = \text{Cr\$ } 109.891,94$$

- *Custo em alta tensão horo-sazonal verde, sem utilização de energia na ponta.*

Vamos considerar que a pequena parcela de energia ativa consumida na ponta das 17:30 às 18:00h pudesse ser deslocada para fora de ponta, sem afetar o abastecimento (figura 7).

$$\text{CMEE} = \text{EAMP} \times \text{TEAP} + \text{EAMFP} \times \text{TEAFP} + \text{DM} \times \text{TD}$$

$$\text{EAMFP} = \text{EAM}$$

Substituindo:

$$\text{CMEE} = 0 \times 21.12751 + 32.237 \times 2.22002 + 73,6 \times 237,11$$

$$\text{CMEE} = 0 + 71.566,78 + 17.451,29$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 89.018,07$$

• *Custo em alta tensão horo-sazonal azul*

$$\text{CMEE} = \text{EAMP} \times \text{TEAP} + \text{EAMFP} \times \text{TEAFP} + \text{DMP} \times \text{TDP} + \text{DMFP} \times \text{TDFP}$$

onde:

DMP = demanda mensal na ponta (kW):

TDP = tarifa de demanda na ponta (Cr\$/kW):

DMFP = demanda mensal fora da ponta (kW):

TDFP = tarifa de demanda fora da ponta (Cr\$/kW).

Substituindo teremos:

$$\text{CMEE} = 1.104 \times 4.66897 + 31.133 \times 2.22002 + 73,6 \times 711,62 + 73,6 \times 237,11$$

$$\text{CMEE} = 5.154,54 + 69.115,88 + 52.375,23 + 17.451,29$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 144.096,94$$

• *Custo em alta tensão horo-sazonal azul, com utilização de apenas um conjunto motor-bomba no horário de ponta.*

Vamos considerar que, apesar de se manter o consumo de energia ativa na ponta, a demanda caísse pela metade devido à operação de apenas um grupo motor-bomba (figura 8).

Como:

$$\text{EAMP} = 36,8 \times 1 \times 30 = 1.104 \text{ kWh}$$

Temos:

$$\text{CMEE} = 1.104 \times 4.66897 + 31.133 \times 2.22002 + 36,8 \times 711,62 + 73,6 \times 237,11$$

$$\text{CMEE} = 5.154,54 + 69.115,88 + 26.187,62 + 17.451,29$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 117.909,33$$

• *Custo em alta tensão horo-sazonal azul, sem utilização de energia de ponta.*

Vamos considerar agora que não haverá consumo de energia na ponta (figura 7).

Portanto, temos:

$$\text{CMEE} = 0 \times 4.66897 + 32.237 \times 2.22002 + 0 \times 711,62 + 73,6 \times 237,11$$

$$\text{CMEE} = 0 + 71.566,78 + 0 + 17.451,29$$

$$\text{CMEE} = \text{Cr\$ } 89.018,07$$

Comparação de custos com a utilização de várias tarifas.

Pela Tabela 2, se verifica que a diferença entre os custos mensais calculados pelo gráfico e os calculados pela tarifa é desprezível, e que o custo em baixa tensão é sempre superior ao de alta tensão, independentemente da utilização da energia no horário de ponta.

GESTÃO ENERGÉTICA

O controle efetivo nos custos de energia elétrica em uma empresa é de importância significativa, pois, no caso da Sabesp, os custos de

energia representam a terceira maior despesa. É de importância fundamental, portanto, que a empresa tenha um sistema de controle de energia, que será denominado Gestão Energética.

Entende-se como Gestão Energética a execução do conjunto de procedimentos técnicos e administrativos, implementados para alcançar a eficácia na utilização de energia elétrica na empresa, com os seguintes objetivos:

A) Assegurar o pagamento correto da energia consumida na empresa;

B) Minimizar o custo da energia consumida;

C) Aumentar a eficiência na utilização da energia.

Para se alcançar os objetivos propostos são necessários:

- Cadastro das Unidades Consumidoras;
- Histórico das Unidades;
- Análise dos Históricos;
- Institucionalização de ações rotineiras.

Ações básicas de reduções de custos e consumos de energia

Redução de custo

Sem investimento:

- Classificação
- Estrutura tarifária
- Demanda contratada
- Desativação
- Conferência de leitura

Com investimento:

- Fator de potência
- Alteração de tensão
- Fator de carga

Redução de consumo

Com investimento:

- Revisão de equipamentos
- Aplicação de variadores de velocidade
- Alternativas energéticas

Por meios indiretos:

- Limpeza de tubulação
- Controle operacional
- Índice de perdas

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

■ A tarifa de energia elétrica teve, ao longo dos anos, aumento superior ao índice inflacionário e de outras tarifas, aumento esse ainda maior no que se refere à energia para abastecimento de água e disposição de esgoto, devido à retirada gradativa do desconto autorizado pelo DNAEE. Com a previsão de crise no fornecimento de energia elétrica a curto prazo, a tarifa de energia elétrica deve manter ou até mesmo superar a tendência registrada ao longo dos anos.

■ O custo da energia elétrica para uma estação elevatória alimentada em baixa tensão, operando acima de 10%, fator de carga maior que 0,1, é sempre maior do que se alimentada em alta tensão, podendo o custo no caso de alta tensão horo-sazonal azul chegar a ser apenas de 35% do custo em baixa tensão.

■ Para instalações faturadas em alta tensão, é mais econômico optar-se pelas tarifas horo-sazonal azul ou verde, nos casos em que a instalação não funcione no horário de ponta. Entretanto, se a instalação operar a plena carga no horário de ponta, é mais adequado a opção pela tarifa azul. Para fator de carga na ponta igual ou menor que 0,6, a tarifa verde é sempre inferior à tarifa azul; no entanto, se o fator de carga na ponta for igual ou maior que 0,7, é mais econômica a opção pela tarifa azul.

■ O conhecimento das estruturas tarifárias é essencial para uma redução do custo de energia em obras sanitárias. No entanto, é imprescindível que se proceda a uma Gestão Energética, a fim de se assegurar o pagamento correto, minimizar os custos e aumentar a eficiência.

10. BIBLIOGRAFIA

- 1 — Cassiano Filho, A. — “Redução de custo e consumo de energia elétrica.” Trabalho apresentado na Aesbe — Associação das Empresas de Saneamento Básico Estaduais. Câmara de Desenvolvimento Operacional. São Luís, Maranhão. Junho. 1989.
- 2 — Cesp — “Tarifação Horo-sazonal. Manual orientativo.” São Paulo. 1984
- 3 — Harada K.; Scarpa, M.M.; Godinho, J. — “Utilização de energia elétrica em serviços de esgoto e abastecimento de água.” Agência para Aplicação de Energia. CESP/CPFL/Eletropaulo/Comgás. São Paulo. 1985
- 4 — Tsutiya, M.T. — “Redução do custo de energia elétrica em estações elevatórias de sistemas de abastecimento de água de pequeno e médio portes.” Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 1989.

Figura 1
Porcentagem de desconto concedido ao Saneamento ao longo dos anos

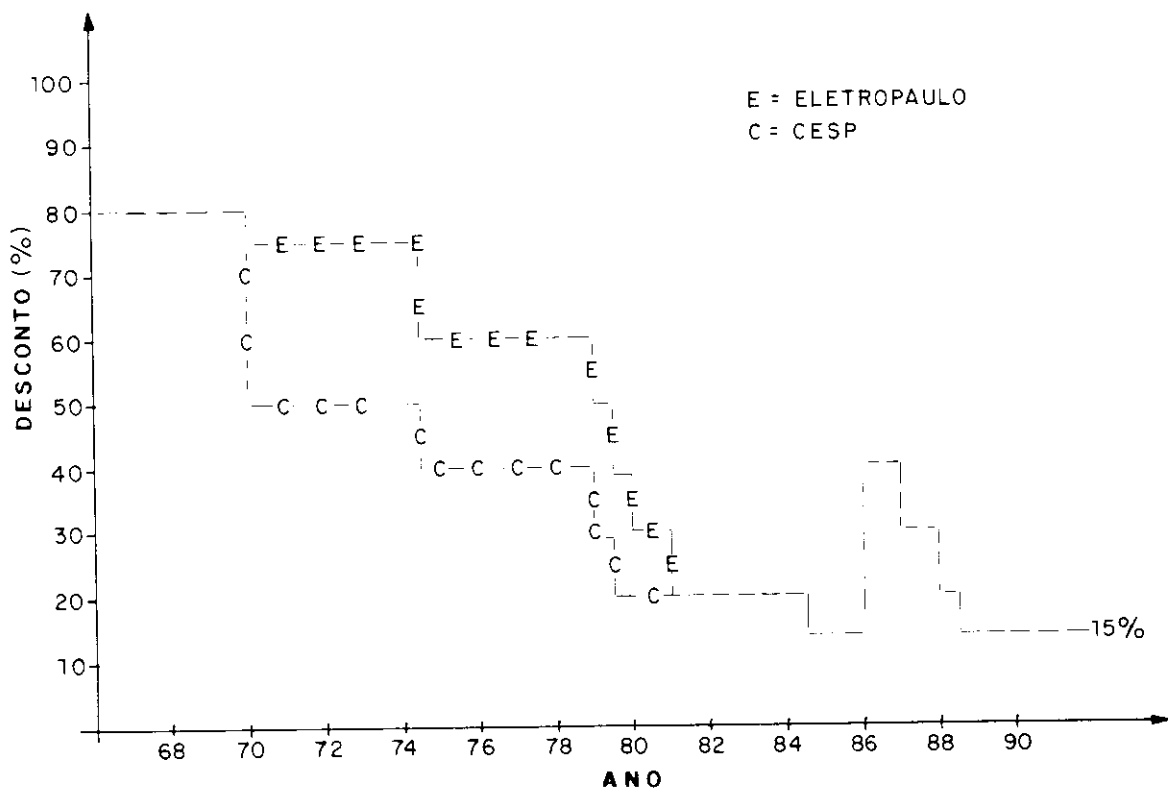


Figura 2
Índice de variação percentual
acumulada de custos ao
longo dos anos.

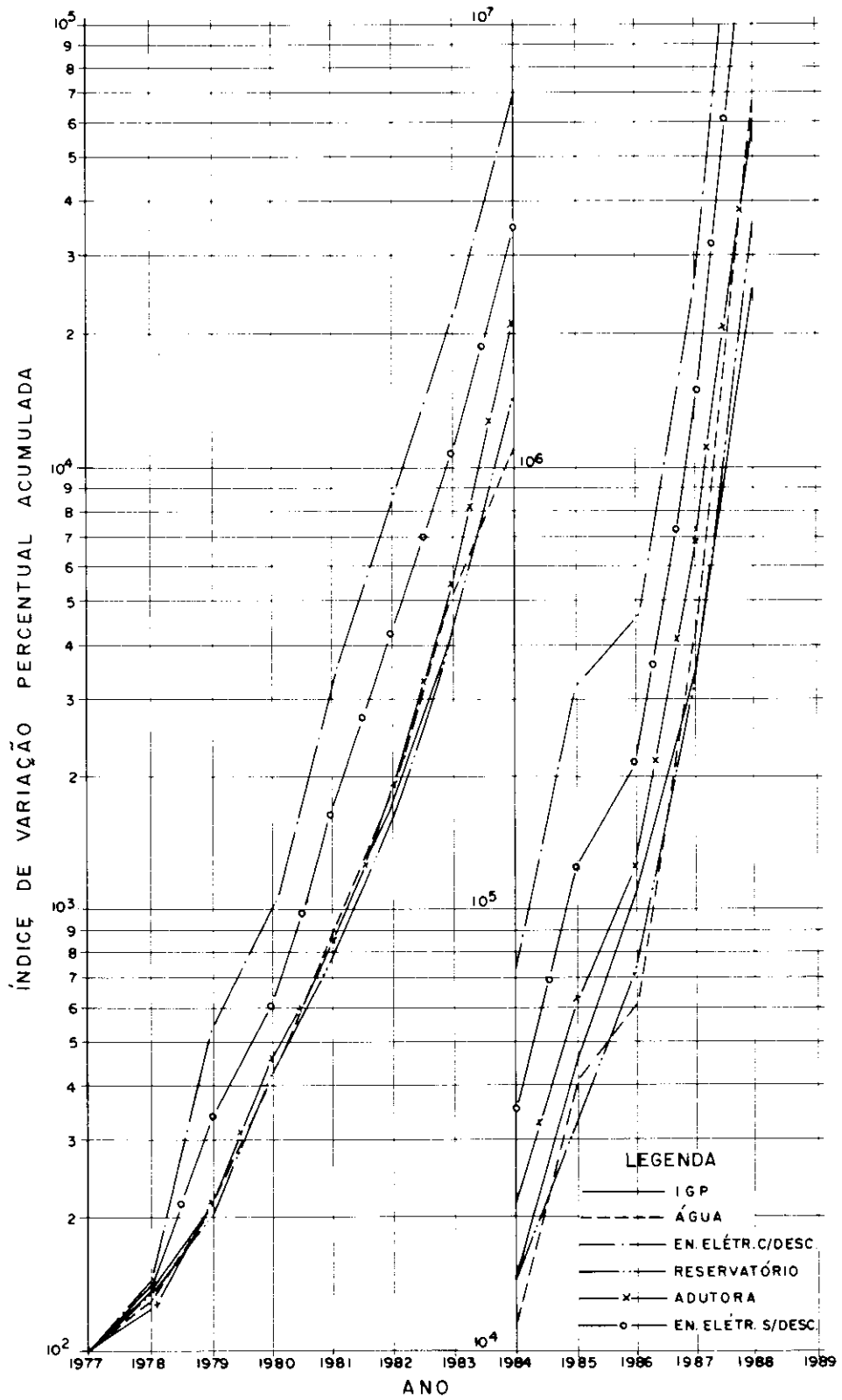


Figura 3
Curva de Carga

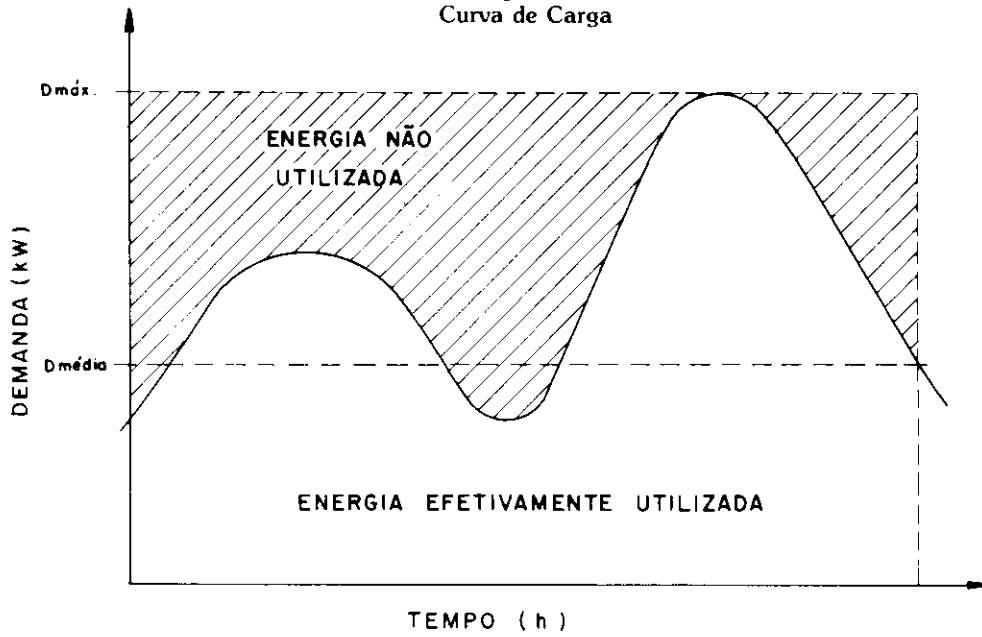


Figura 4
Preço médio do kWh em função do Fator de Carga da instalação e do Fator de Carga na ponta, considerando uma tarifa média anual (Tarifa vigente em 15.03.90).

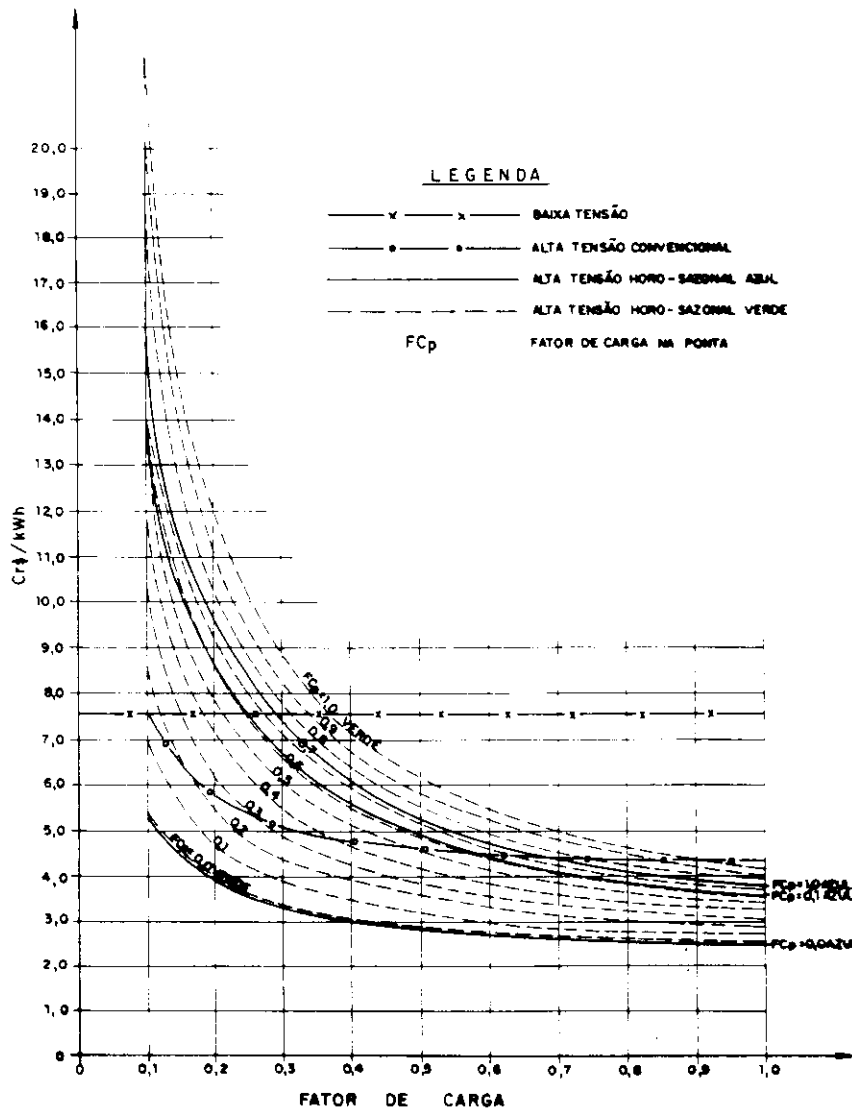


Figura 5
 Preço médio do kWh em função do Fator de Carga da instalação
 e do Fator de Carga na ponta variando de 0,0 a 1,0, considerando
 uma tarifa média anual (Tarifa vigente em 15.03.90)

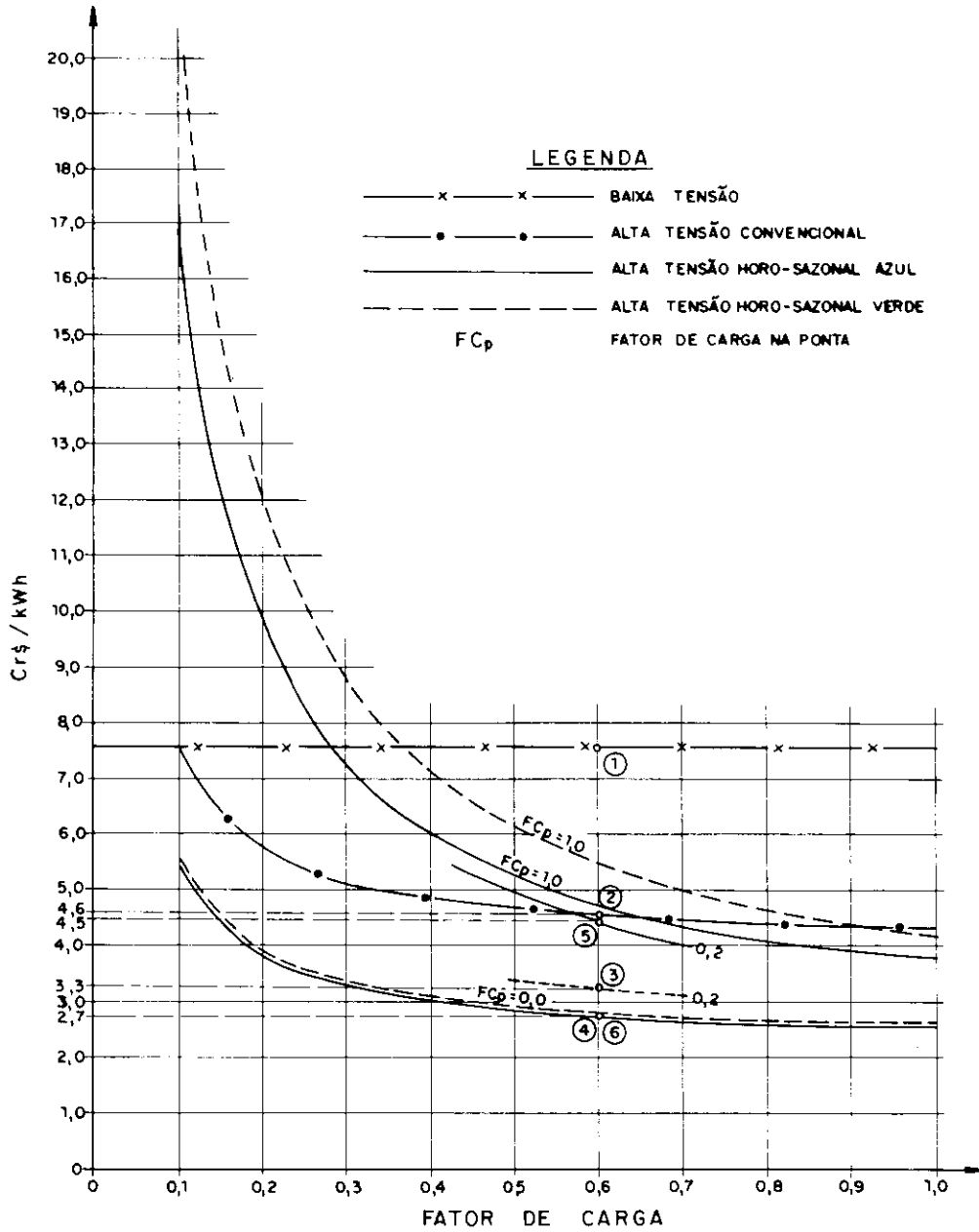


Figura 6
Curva de carga diária de operação da instalação.

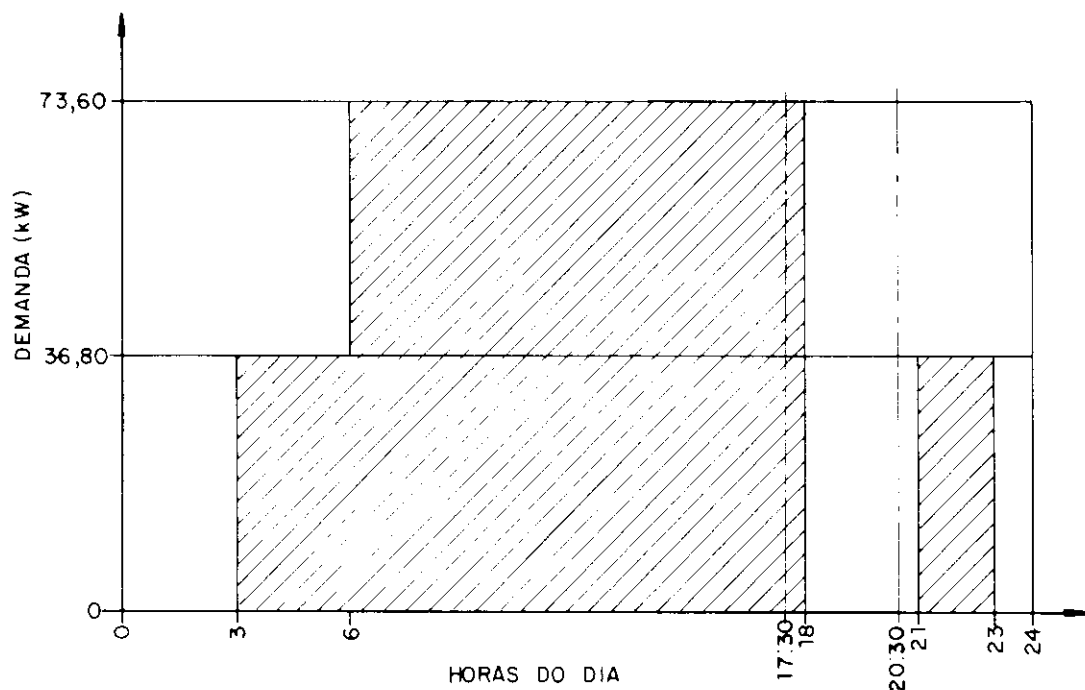


Figura 7
Curva de carga diária, sem utilização de energia na ponta

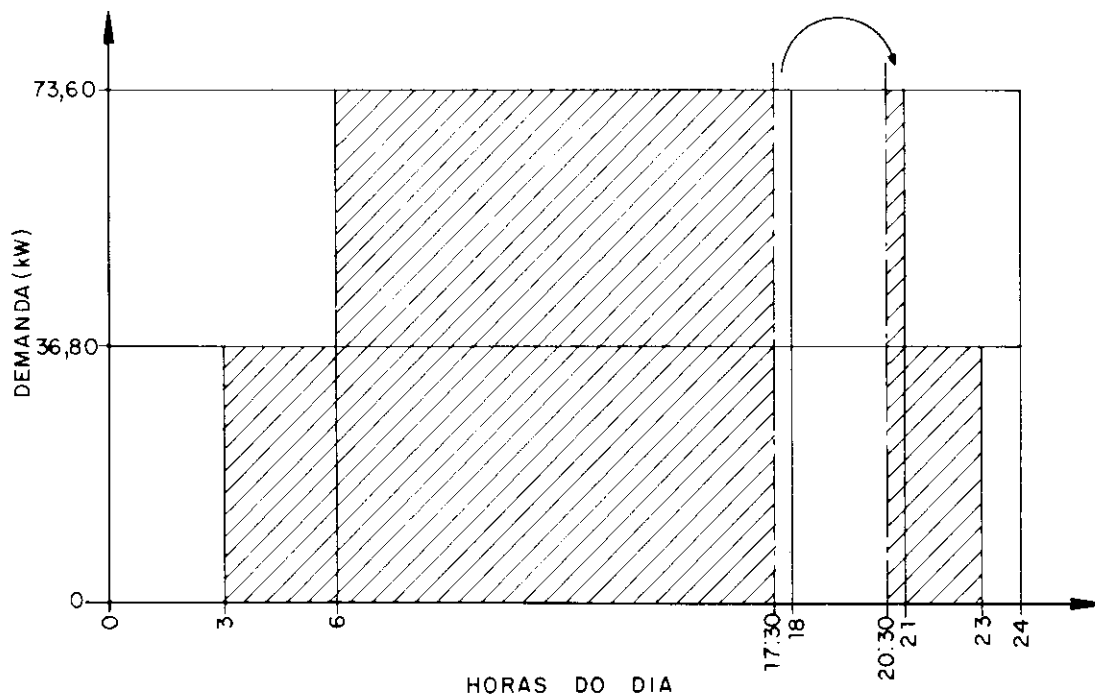


Figura 8
Curva de carga diária, com utilização
de um conjunto motor-bomba na ponta.

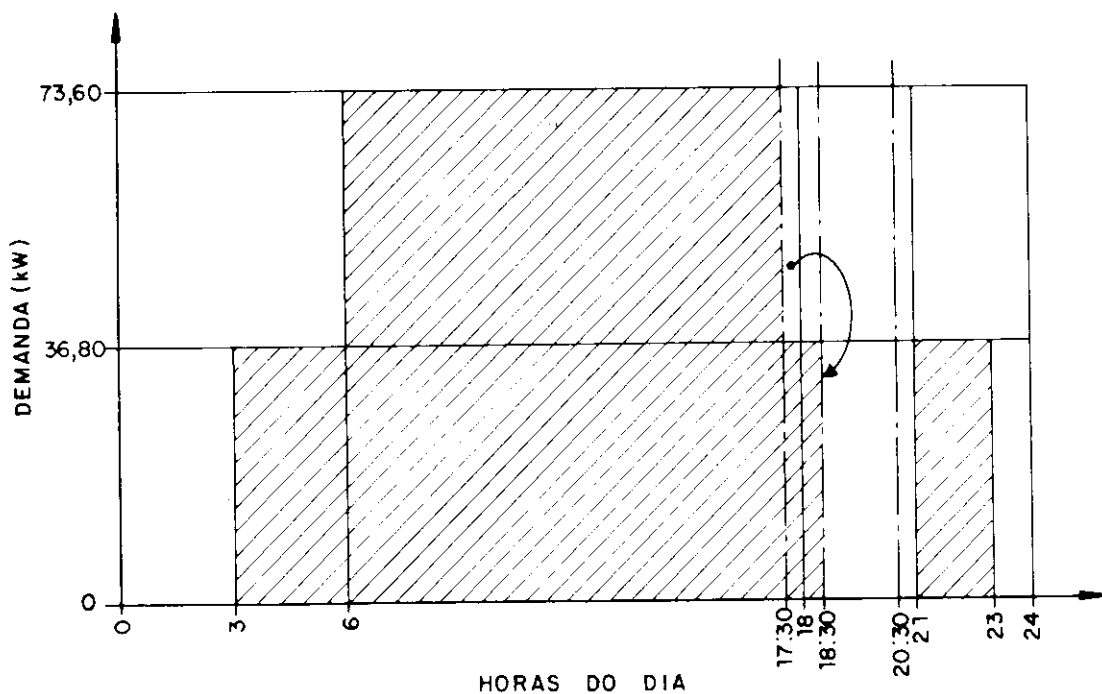


Tabela 1
Tarifa de energia elétrica, conforme Portaria nº 53 de 15/03/90
(inclui desconto de 15% e ICMS de 18%).

| GRUPO (Subgrupo) | TARIFA DE ENERGIA ATIVA (Cr\$/kWh) | TARIFA DE DEMANDA (Cr\$/kW) |
|------------------------------------|---|--|
| Baixa Tensão Convencional (B3) | 7,59739 | -X- |
| Alta Tensão Convencional (A4) | 3,94393 | 269,40 |
| Alta Tensão Horo-sazonal (A4) | ponta: 21,12751 fora de ponta: 2,22002 | 237,11 |
| Alta Tensão Horo-sazonal Azul (A4) | ponta: 4,66897 fora de ponta: 2,22002 | ponta: 711,62 fora de ponta: 237,11 |

Tabela 2. Tabela comparativa de custos

| DESCRIÇÃO | | CMEE (Cr\$) | |
|-------------------|---|---------------|----------------|
| | | PELAS FIGURAS | PELAS TARIFFAS |
| BAIXA TENSÃO | | 245.001,20 | 244.917,07 |
| | CONVENCIONAL | 148.290,20 | 146.968,31 |
| ALTA TENSÃO | HORO-SAZONAL VERDE | 106.382,10 | 109.891,94 |
| | | | |
| | com consumo de energia ativa na ponta | | |
| | sem consumo na ponta | 87.039,90 | 89.018,07 |
| HORO-SAZONAL AZUL | | 145.066,50 | 144.096,94 |
| | com consumo e demanda de dois grupos na ponta | | |
| | com consumo e demanda de um grupo na ponta | -x- | 117.909,33 |
| | sem consumo e demanda na ponta | 87.039,90 | 89.018,07 |