

Formação e controle de preços de energia elétrica no contexto da economia brasileira

OSVALDO DE FREITAS BORGES

Chefe da Divisão de Estudos Gerenciais da ELETROBRÁS, Economista pela Universidade Federal Fluminense, mestrado em Economia pela Fundação Getúlio Vargas, professor pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, foi chefe da Assessoria Econômica do CIPE e economista da ELETROBRÁS.

A formação do preço da energia elétrica envolve todos os órgãos de uma concessionária de energia elétrica. A Diretoria responsável pelo estudo e análise tarifária é o fulcro de informações das diversas áreas da empresa. Assim, ao serem calculadas sobre estimativas e previsões, sua implementação tem repercussões na área de planejamento, pois as previsões de mercado permitem avaliar o efeito do preço final da energia elétrica sobre os kWh a serem vendidos, e conseqüentemente nos investimentos a serem realizados. Na área técnica, a interação com o setor de tarifas mede a influência que as obras em execução ou em fase de planejamento poderão ter no custo do serviço e, por conseguinte, na tarifa a ser fixada.

A legislação tarifária representa a superestrutura legal sob a qual se processa a determinação dos níveis de preços dos serviços de eletricidade do país.

1. Evolução da Legislação e Critérios de Formação de Preços

A evolução da metodologia e dos critérios de cálculos tarifários, através das modificações de seus diversos componentes tem por base legal, o arcabouço jurídico descrito a seguir.

No início do século a Lei nº 1.145, de 31/12/1903 e Decreto nº 5.704 de 10/12/1904, regulamentaram, em termos gerais, a concessão dos serviços de eletricidade, quando se destinassem ao fornecimento a serviços públicos federais. As empresas prestavam serviços de energia elétrica sob o regime contratual de tarifas fixas. Operavam sob a ótica privada como empresas de risco, não ha-

vido garantia por parte do Poder Concedente, da remuneração do investimento, amortização e depreciação dos bens e instalações. Em 1934, através do Decreto nº 24643, foi outorgado o Código de Águas, com o intuito de dotar o país de medidas que facilitassem e garantissem o aproveitamento racional da energia hidráulica. Pelo artigo 180 do referido Código seriam fixadas, trienalmente, tarifas adequadas sob a forma do serviço pelo custo.

Posteriormente, a legislação evoluiu de forma a prover o Brasil de serviços de eletricidade tecnicamente adequados de forma a eliminar os estrangulamentos da oferta que constituíam-se em óbices ao desenvolvimento econômico e social. Assim o Decreto-Lei nº 3.128, de 19/03/1941 regulamentou o tombamento dos bens das empresas de eletricidade, representando o primeiro passo para a normalização dos serviços, pois objetivava conhecer, através de inventário, o investimento das concessionárias.

A situação contratual das empresas foi regulamentada pelo Decreto-Lei nº 5.764, de 19/08/1943, que instituiu o controle governamental de preços no setor, pelo critério de "semelhança e razoabilidade".

Em 1950, o Decreto nº 28.545, de 26/08/1950 criou um plano de contas específico, uniformizando a contabilidade das empresas concessionárias. Com a aceleração do processo de industrialização e urbanização na década e a insuficiência de recursos para investir, no montante requerido pelas transformações econômicas que se verificava, veio à luz o Decreto nº 41.019, de 26/02/1957. Foram definidos os componentes do custo de serviço, introduziu-se o conceito de excesso ou insuficiência de lucros em relação à taxa de remuneração do investimento e criou-se adicionais tarifários.

Em termos econômicos, pelo ato de concessão a União estabelece um monopólio técnico, de entrada fechada. Como este monopólio é outorgado ao concessionário, compete ao Poder Público zelar para que sejam observadas condições mínimas de eficiência na prestação do serviço, tais como:

a) manutenção de condições técnico-operacionais que garantam a excelência do serviço em quantidade e qualidade;

b) otimizar, economicamente, a utilização das instalações; e

c) a expansão do serviço deve acompanhar a evolução do mercado consumidor.

O caráter de bem público e o montante do investimento requerido nos empreendimentos elétricos, aliados ao longo prazo de retorno, faz com que a rentabilidade, sob a ótica privada, seja baixa, embora altíssima do ponto de vista da avaliação social. Estas características, justificam em termos mundiais, a presença estatal nessa atividade, constituindo-se sempre em preocupação dos legisladores, a estabilidade econômico-financeira das empresas de energia elétrica.

Assim o Decreto nº 41.019 já determinava que o regime legal e regulamentar de exploração dos serviços de energia elétrica tivesse por objetivo:

— assegurar um serviço tecnicamente adequado às necessidades do país e dos consumidores;

— estabelecer tarifas razoáveis para sua remuneração; e

— garantir a estabilidade econômica e financeira das empresas.

Pretendia-se dessa forma, garantir taxa de remuneração do capital que propiciasse os investimentos necessários e assegurasse a cobertura das despesas de exploração. Esses dois objetivos só podem ser atendidos com a determinação do preço de venda da energia, através de tarifas justas. Logo as tarifas devem obedecer o critério do serviço pelo custo, vedando-se no entanto a discriminação entre consumidores dentro da mesma classificação e condições de serviços.

Até 1964, a remuneração do investimento das empresas produtoras de energia elétrica foi calculada com base nos custos históricos o que, trouxe prejuízos àquelas empresas que, não só ficaram em precárias condições financeiras mas, também sem condições de cumprir sua programação de obras, imprescindível ao atendimento da demanda solicitada. A partir de novembro de 1964, os decretos nºs 54.936, 54937 e 54938

reforçaram a sistemática da correção monetária anual. Em 1968, o Decreto nº 62724 dispôs sobre normas gerais de tarifação, estabelecendo a classificação geral dos consumidores e a estrutura básica das tarifas. A legislação viria a ser modificada novamente em 1971 através do Decreto-Lei nº 5.655 que dispôs sobre remuneração legal dos investimentos das empresas de eletricidade. Em dezembro do mesmo ano foi baixada o Decreto nº 69721, legislando sobre a quota de reversão a ser computada no custo de serviço e regulou a aplicação da Reserva Global de Reversão. Em 1973, o Decreto nº 73102, regulamentou os artigos da lei que dispôs sobre a aquisição de energia de Itaipu, instituindo também os Grupos Coordenadores para Operação Interligada - GCOI e a Conta de Consumo dos Combustíveis - CCC. Em dezembro de 1974, criou-se a quota de garantia, através do Decreto-Lei nº 1.383, estabelecendo-se a equalização tarifária em todo território nacional,

utilizando-se a Reserva Global de Garantia como instrumento para sua efetivação.

O Decreto-Lei nº 1.506 de 23/12/76, adequou às novas exigências a sistemática para o cálculo do custo de serviço, adotando o critério de capitalização **pro rata tempore**. Em 1978, estabeleceu-se o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica (Decreto nº 82962), adequando a contabilidade das concessionárias à legislação comercial e fiscal do país. Com a criação da SEAP - Secretaria Especial de Abastecimentos e Preços, em 1979, o reajustamento das tarifas, passou a depender de prévia aprovação desse órgão de assessoramento e supervisão da política nacional de abastecimento e preços.

2. Formação de Preços - Considerações e Estrutura Simplificada da Tarifa

A tarifação da energia elétrica consiste na execução de uma série de cálculos previstos em legislação específica, que

permitem organizar tabelas de valores referentes às diversas classes de serviço oferecidos aos consumidores. Evidentemente, vários são os fatores influentes para o cálculo das tarifas de energia elétrica, que o tornam bem mais difícil e complexo em relação aos cálculos de preços para outros produtos em geral.

A indústria de energia elétrica tem características muito peculiares, quer sob o aspecto financeiro, quer sob o da operação. Sua capitalização é predominantemente elevada para uma rentabilidade restrita agravada por uma estrutura pouco flexível, advindo, portanto, a importância de justas e apropriadas tarifas. Outra característica da empresa de energia elétrica, e que a destaca de qualquer outro tipo de indústria é o fato de que a eletricidade tem que ser produzida e consumida simultaneamente.

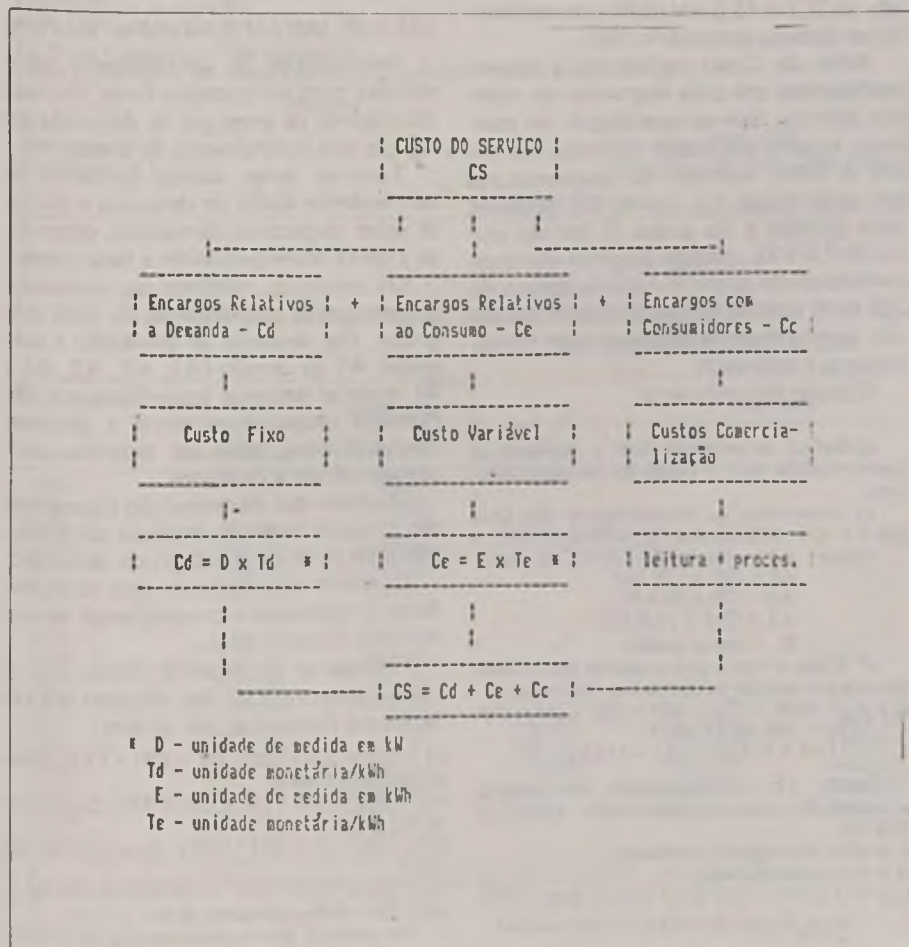
Isto significa que, uma vez que os consumidores estejam ligados ao sistema da empresa, esta será responsável pelo atendimento da carga solicitada a qualquer instante. Acresce-se, ainda, que são distintas as quantidades de energia e as características dos consumidores, o que pode ocasionar fortes variações na potência posta à disposição dos mesmos ao longo do período de fornecimento. Assim o preço ou tarifa (T) pode ser definido como função do mercado (M), do investimento (I), e da política governamental (G), sendo as despesas operativas consideradas como função do investimento: $I = (M, I, G)$.

Simplificadamente pode-se compreender a estrutura tarifária, definindo-se inicialmente o Custo do Serviço e o Investimento. - O Custo do Serviço de uma empresa concessionária de energia elétrica é constituído, basicamente, de três componentes de custos, proporcionais à capacidade do sistema, à energia produzida e ao número de consumidores, segundo o esquema da Figura 1.

Assim, os componentes dos custos de fornecimento de energia elétrica, podem ser definidos da seguinte forma:

a) Encargos relativos à demanda (Cd), que compreendem os custos provenientes do atendimento, por parte do concessionário, das demandas máximas simultâneas de potência solicitadas pelos consumidores. Tal componente reunirá os custos fixos, isto é, os custos provenientes do investimento necessário à instalação da capacidade de geração do sistema. A cobertura dos custos atribuídos a este componente pode ser expressa pela seguinte relação:

FIGURA 1



$C_d = D \times T_d$, onde (1)

C_d = encargos de demanda em um determinado período;

D = somatório das potências demandadas faturáveis no período (normalmente medida em kW);

T_d = tarifa de demanda, ou seja, o custo unitário do kW no período (geralmente um mês).

b) Encargos relativos ao consumo (CE),

que compreendem os custos devidos aos requisitos de energia por parte dos consumidores. Este componente reunirá os custos variáveis de operação, isto é, aqueles proporcionais à produção de energia e relacionados como despesas operacionais.

A cobertura dos custos atribuídos a este componente pode ser expressa pela seguinte relação:

$C_e = E \times T_e$, sendo: (2)

C_e = encargos atribuídos ao consumo de um determinado período;

E = quantidade de energia consumida no período (normalmente medida em kW), e

T_e = tarifa de consumo, ou seja, o custo unitário do kW no período (geralmente um mês).

Ressalta-se aqui que as empresas de energia elétrica consideram, como custo variável, aqueles que não se relacionam com o investimento, nem dizem respeito aos encargos com consumidores, pois estes merecem um tratamento especial.

c) Encargos com Consumidores (C_c), que compreendem os custos devidos no trato direto com os consumidores atendidos pelo sistema da empresa, como por exemplo os realizados com leitura de medidores, extração de contas, horas alugadas de computador para o cálculo e emissão de faturas, etc.

O custo unitário deste componente (T_c), é resultante da relação dos encargos pelo número de consumidores ligados ao sistema, independente, portanto, da quantidade de energia fornecida. Nos cálculos tarifários, este componente é insignificante se comparado com Encargos de Demanda e de Consumo. É usual, então, fazer-se um rateio dos encargos com consumidores pelos outros componentes, ou incluí-los totalmente nos Encargos relativos ao Consumo.

d) Custo Total.

Considerando que todos os componentes de custos (de demanda, de consumo e com consumidores), deverão ser cobertos pelos consumidores, a equação para a receita da concessionária, será: $R = C_d + C_e + C_c$, sendo R = Receita Total. (3)

Por sua vez, o custo total (custo de serviço) é a soma dos componentes de custo. Daí vem:

$CS = C_d + C_e + C_c$, logo (4)
 $R = C_s$ (5)

Se os Encargos com Consumidores estão incluídos em um único ou em ambos os encargos, de demanda e/ou de consumo, a equação será:

$R = C_d + C_e$ (6)

Pelas equações (1) e (2) tem-se:

$R = D \cdot T_d + E \cdot T_e$ (7)

| | | | | | |
|------------------------------|----|---|---------------------------------------|---|-----|
| Inv. na produção e sub-grupo | A1 | = | I1A1 + | = | IA1 |
| Inv. no sub-grupo | A2 | = | I1A2 + | = | IA2 |
| Inv. no sub-grupo | A3 | = | I1A3 + I2A3 + I3A3 + | = | IA3 |
| Inv. no sub-grupo | A4 | = | I1A4 + I2A4 + I3A4 + I4A4 | = | IA4 |
| Inv. no sub-grupo | B | = | I1B + I2B + I3B + I4B + I5B | = | IB |
| | | | | | IT |

O investimento compreende os desembolsos ou usos dos recursos em geração ou produção (G/P), em transmissão na tensão de 230 kV ou mais (T1), em transmissão na tensão de 88 a 138 kV (T2), em transmissão na tensão de 20 a 69 kV (T3), e transmissão na tensão de 2,3 a 13,8 kV (SP) e investimento no sistema secundário (SS).

Além do Custo do Serviço e dos investimentos em cada segmento do sistema elétrico, tem-se que dispor do mercado total e por classe de consumo em kW e kWh, número de consumidores em cada classe e o rateio das despesas com geração e do grupo A (tensão acima de 2,3 kV), mais as despesas dos consumidores do grupo B (tensão abaixo de 2,3 kV), mais as despesas de administração geral e mais as despesas com consumidores e cobrança.

O passo seguinte seria:

a) Definir os encargos fixos e variáveis, de conformidade com o Custo do Serviço calculado.

b) Determinar os Investimentos dos Grupos A1 (I1), A2(I2), A3(I3), A4(I4) e B (IB), e
 Sendo A1 = alta tensão 230 kV ou mais)
 A2 = (88 a 138 kV)
 A3 = (20 a 69 kV)
 A4 = (2,3 a 13,8 kV)
 B = baixa tensão

c) Fazer o rateio proporcional dos Investimentos em relação às demandas faturadas:
 $C.1 = I1 (G/P + T1) / (D1 + D2 + D4 + DB) = FP1$, kW de A1 até B
 $= I1A1 + I1A2 + I1A3 + I1A4 + B$

Sendo: I1 o investimento em geração e produção mais a transmissão acima de 230 kV;
 F o fator de proporcionalidade;
 D a demanda faturada.
 $C.2 = I2(T2) / (D2 + D3 + D4 + DB) = FP2$. kW de A2 até B = I2A2 + I2A3 + I2A4 + I2B

Sendo I2, o investimento de transmissão até 138 kV
 $C.3 = I3 (T3) / (D3 + D4 + DB) = FP3$. kW de A3 até B = I3A3 + I3A4 + I3B

Sendo I3, o investimento de transmissão até 69 kV
 $C.4 = I4 / (D4 + D5) = FP4$. kW de A4 e B = I4A4 + I4B

Sendo I4, o investimento de transmissão no sistema primário
 $C.5 = IB / DB = FP5$. kW de B = ISB
 Sendo IB, o investimento no sistema secundário.

d) O investimento correspondente a cada classe, ou seja, os encargos de demanda seriam:

Onde a soma vertical dá o investimento por classe e a soma horizontal, o investimento por tensão; IT: investimento total.

A seguir estabelece-se, em percentagem, a relação entre o investimento total e o de cada classe:

$IA1 / IT$; $IA2 / IT$; $IA4 / IT$ e IB / IT (%)

Relaciona-se as percentagens assim obtidas com os encargos fixos. Ou seja, distribui-se os encargos de demanda em função dos investimento de classe.

Toma-se estes custos unitários de demanda ou tarifa de demanda e divide-se pelas respectivas demandas, obtendo-se a tarifa correspondente a cada classe.

Os encargos relativos ao consumo, constituem-se das despesas de cada sub-grupo, das despesas de produção e sub-grupo A1 de tensão (A1, A2, A3, A4 e B), mais as despesas específicas que são rateadas proporcionalmente a despesas contabilizadas, mais as despesas com consumidores e cobrança.

O rateio das despesas não específicas são proporcionais às despesas de produção mais as de cada sub-grupo de tensão.

O rateio das despesas com consumidores e cobrança é proporcional ao número de consumidores.

Procede-se do seguinte modo para o rateio proporcional das despesas em relação aos consumos, por grupos:

$d1 / (C1 + C2 + C3 + C4 + CB) = FP1$. Consumos de A1 até B
 $d2 / (C2 + C3 + C4 + CB) = FP2$. Consumos de A2 até B
 $d3 / (C3 + C4 + CB) = FP3$. Consumos de A3 até B
 $d4 / (C4 + CB) = FP4$. Consumos de A4 até B
 $dB / CB = FP5$. Consumo de B

Finalmente têm-se os encargos de Consumo (D)

Sub-grupo A1 = d1A1 = D A 1
 Sub-grupo A2 = d1A2 + d2A2 = D A 2
 Sub-grupo A3 = d1A3 + d2A3 + d3A3 = D A 3
 Sub-grupo A4 = d1A4 + d2A4 + d3A4 +
 d4A4 = D A 4
 Sub-grupo B = d1B + d2B + d3B + d4B +
 d5B = D B

Os custos unitários relativos ao consumo ou tarifa de consumo são então determinados:

D A 1 / kWhA1; D A 2 / kWhA2; D A 3 / kWhA3; DA4 / kWh4 e D B / kWhB

A seguir tem-se um exemplo da estrutura tarifária de uma empresa geradora de energia elétrica:

3. Evolução Histórica dos Principais índices

A legislação do setor elétrico que estabeleceu as bases que possibilitou o crescimento do setor foi o Código de Águas, normalizando a utilização dos aproveitamentos elétricos e a forma de remuneração do investimento. Conseqüentemente, a ser observado este diploma legal e suas adequações posteriores, defin-se endogenamente o patamar tarifário que permite a remuneração necessária e legal, para fazer face às exi-

gências de expansão do sistema elétrico em condições adequadas aos requisitos do desenvolvimento econômico e social do Brasil, remuneração esta que deve variar entre 10 e 12%.

Na história recente do setor, sua formação de preços sofreu mutações compatibilizando-se à política econômica global de cada ciclo econômico particular.

Até meados da década de 70 a tarifa obedeceu criteriosamente o princípio do custo do serviço. O crescimento econômico acelerado, então experimentado pela economia brasileira, com requisitos mais que proporcionais de energia, orientou o setor para atender à expansão do mercado a uma velocidade tal, cujo objetivo era:

a) eliminar a demanda reprimida então existente;

b) evitar o racionamento ostensivo, via interrupção de fornecimento, ou velado, via redução de tensão e voltagem; e

c) prover a energia necessária ao elevado crescimento observado de forma que o estrangulamento energético não se constituísse em óbices do desenvolvimento acelerado, então observado.

A mutação dos ciclos econômicos refletem-se nas mudanças observadas na formação e estrutura de tarifas no Brasil, notando-se no período de 1964/1984 quatro fases de comportamento relativamente distintos, com oscilações tanto nos preços relativos da eletricidade con-

| | |
|---|---------|
| a) Custo do Serviço (unidades monetárias — u.m.) | |
| Remuneração Legal | 380.000 |
| Quota de Depreciação | 85.000 |
| Quota de Reversão e Garantia | 89.000 |
| Diferença de Câmbio | 13.785 |
| Custo Fixo | 567.785 |
| Despesas Operacionais | 183.275 |
| Despesas Tributárias | 5.720 |
| Custo Variável | 188.995 |
| Total | 756.780 |
| b) Mercado | |
| Demanda — 7.097.312 kW | |
| Consumo — 3.108.623 MWh | |
| Fator de Carga = 60% | |
| Tarifa de Demanda = 1.000. 567.785 u.m./7.097.312 kW = 80 u.m./kW | |
| Tarifa de Consumo = 1.000. 188.995 u.m./3.108.623 MWh = 61 u.m./MWh | |
| Transferência de encargos | |
| Tarifa de Demanda = 98 u.m./kW (fixa) | |
| Tarifa de Consumo = (conseqüência) | |
| 1.000 . 756.780 u.m. — 695.536 u.m./3.108.623 MWh = 20 u.m./MWh | |
| Receita | |
| 1.000 u.m. | |
| Demanda: 91,9 | |
| Consumo: 8,1 | |
| Demanda = 695.536 | |
| Consumo = 61.240 / 756.776 | |
| Conclusão: Receita = Custo do Serviço | |

TABELA 1

BRASIL: TARIFAS MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSE DE CONSUMIDOR (A PREÇOS CORRENTES)

| Tarifa | Residencial | Comércio e Serviços | Industrial | | | | Outras Classes | Média de fornecimento |
|----------|-------------|---------------------|------------|----------|----------|----------|----------------|-----------------------|
| | | | A1 e A2 | A3 | A4 | Total* | | |
| 1968 | 87,51 | 86,36 | — | — | — | 45,03 | 35,26 | 60,03 |
| 1969 | 117,31 | 119,12 | — | — | — | 53,93 | 48,54 | 77,90 |
| 1970 | 156,90 | 157,48 | — | — | — | 65,91 | 65,04 | 100,68 |
| 1971 | 197,57 | 197,09 | — | — | — | 72,45 | 81,47 | 121,78 |
| 1972 | 256,38 | 251,45 | — | — | — | 95,60 | 107,62 | 154,65 |
| 1973 | 293,53 | 283,52 | — | — | — | 109,06 | 128,35 | 176,54 |
| 1974 | 355,52 | 342,17 | — | — | — | 130,30 | 159,75 | 211,73 |
| 1975 | 484,77 | 458,78 | — | — | — | 185,35 | 218,91 | 291,41 |
| 1976 | 620,29 | 584,65 | — | — | — | 237,06 | 264,80 | 368,64 |
| 1977 | 817,95 | 772,68 | — | — | — | 331,90 | 350,67 | 493,81 |
| 1978 | 1048,04 | 1009,15 | — | — | — | 453,47 | 499,25 | 653,35 |
| 1979 | 1533,74 | 1532,59 | 444,61 | 610,59 | 882,12 | 671,68 | 728,57 | 962,45 |
| 1980 | 2648,00 | 3016,51 | 905,70 | 1232,22 | 1759,07 | 1335,00 | 1509,83 | 1831,75 |
| 1981 | 5299,32 | 6688,04 | 2316,35 | 3185,46 | 4462,55 | 3344,68 | 3594,20 | 4213,79 |
| 1982 | 9620,25 | 12458,46 | 4318,34 | 5834,99 | 7913,40 | 6067,38 | 6688,53 | 7733,18 |
| 1983(**) | 21519,41 | 27472,05 | 9545,21 | 13278,53 | 17702,45 | 13350,17 | 15082,91 | 17180,13 |
| 1984(**) | 62911,00 | 75897,73 | — | — | — | 42179,00 | — | 50166,00 |

Fonte: Formulários da Portaria do DNAEE Nº 022/75 — DETA — ELETROBRÁS

* Inclui o Industrial do Grupo B.

** Dados preliminares

sumida pelas diversas classes de consumo quanto na taxa de remuneração do investimento.

Com o programa de ajuste econômico implementado em 1964 – PAEG – foi adotado o “realismo tarifário”, com a correção da defasagem crítica das tarifas. O período seguinte até 1973/1974, respeitou o critério do “serviço pelo custo”. Essa segunda fase coincide com o crescimento acelerado da economia brasileira, liderado pelo setor industrial, caracterizando-se pelo crescimento menos acentuado da tarifa paga pela categoria industrial, comparativamente ao observado nas tarifas das demais categorias.

A tarifa média do consumidor industrial cresceu de 1968 para 1974 cerca de 189%, a tarifa residencial, 306%, a referente a comércio e serviços, 296%, e a tarifa média de fornecimento, 253%, enquanto o Índice Geral de Preços (IGP-DI) variou de 200%.

Como resultado, observa-se a mudança nos preços relativos entre as diversas classes de consumo. A relação entre a tarifa média Residencial e a Industrial evoluiu de 1,94, em 1968, para 2,69, em 1973, e a do Comércio e Serviços que pagava 1,92 vezes a tarifa industrial passa a pagar 2,67 vezes, em 1973. A partir de 1974/75, as modificações conjunturais que se observavam, prenúncio de transformações estruturais da economia, fizeram com que o sistema tarifário, sofresse novas alterações, compatibilizando-se com a política econômica global sob o impacto da crise do balanço de pagamentos e controle inflacionário. Assim passou-se a ter duas restrições fundamentais: uma de longo prazo que era se adequar à política de substituição energética de combustíveis fósseis por energia renovável e outra de curto prazo subordinando-se à política econômica anti-inflacionária. Essa terceira fase, quando a economia evoluiu sob o impacto da crise energética, caracteriza-se por uma significativa mudança no padrão tarifário. A tarifa média industrial cresceu de 415%, de 1974 para 1979, enquanto a Residencial cresceu 331% e a referente a Comércio e Serviços, 348%, observando-se uma considerável inversão na estrutura tarifária, comparativamente ao ciclo anterior. Note-se que o IGP-DI variou 450% entre 1974 e 1979. Como consequência, a relação entre a tarifa média Residencial e a Industrial decresceu de 2,73, em 1974, para 2,28, em 1979 e entre o Comércio e Serviços e a Indústria de 2,67, em 1974, para 2,28, em 1979, havendo uma queda real nos pre-

ços da energia elétrica.

A Tabela 1 apresenta as tarifas médias nas diversas classes de serviços. Observe-se que a tarifa média é obtida pelo quociente entre a receita de fornecimento e os MWh vendidos em cada categoria de consumo. As categorias industrial e Residencial representam cerca de 70% do faturamento total das concessionárias.

A quarta fase que abrange o período 1979/80 até 1984 é basicamente condicionada pelo duplo choque externo da economia, ou seja, a elevação dos juros internacionais e a segunda alavancagem nos preços do petróleo, fazendo com que se desenhasse um programa econômico para simultaneamente fugir da crise de liquidez do balanço de pagamento e do colapso energético. Nesta fase acentua-se a deterioração dos níveis legais de remuneração, elevando-se o grau de endividamento do setor, com a queda de preços reais (Tabela 2 e Figura 2).

Este ciclo econômico recente de “ajuste econômico” caracteriza-se por um declínio ainda mais acentuado na relação existente entre a tarifa Residencial e a Industrial. Os aumentos estabelecidos para a tarifa média industrial fizeram com que essa tarifa crescesse 5279% de 1979 para 1984, enquanto a Residencial aumentou 4.000% e a de comércio e serviços, cerca de 4.852%, enquanto o IGP-DI, no mesmo período, variou de 6.082%, com nova queda no preço real da eletricidade.

Esta última fase da Política Tarifária caracteriza-se, portanto, por uma maior preocupação com os impactos dos aumentos tarifários das diversas classes de consumo sobre as taxas de inflação. O menor aumento para a tarifa do consumidor residencial reflete essa preocupação na medida em que supõe minimizar o impacto inflacionário do aumento tarifário médio no ICV e IGP. Simultaneamente, a tarifa industrial passa a contemplar diversos mecanismos que propiciam o retardamento energético. A relação entre a tarifa média residencial cai para 1,49, em 1984 e a comércio e serviços e a industrial se estabelece no nível de 1,80, no mesmo ano.

Assim incorporou-se às sistemáticas de tarifação conceitos e critérios que convergissem para os objetivos da terceira fase e também contribuíssem para o retardamento da matriz energética nacional. Com esta orientação instituiu-se o conjunto de tarifas incentivadas: ESNG, EGTD, EPEX, etc.

4. Comparação Internacional de Preços de Energia Elétrica

A política energética implantada após o primeiro “choque do petróleo” e acentuada após 1979/80 como resposta ao simultâneo choque de preços e juros nos mercados internacionais e que aumentaram a deterioração das relações de trocas do país, resultou numa estrutura

TABELA 2

REMUNERAÇÃO E ENDIVIDAMENTO E ÍNDICE REAL DE PREÇOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

| Ano | Detalhamento | Taxa de Remuneração do Investimento % | Grau de Endividamento % | Índice de Preços 1974 = 100(04) |
|------------|--------------|---------------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| 1974 | | 10.4 | 37.6 | 100 |
| 1976 | | 11.4 | 48.2 | 97 |
| 1978 | | 8.6 | 61.8 | 86 |
| 1980 | | 7.7 | 70.0 | 79 |
| 1981 | | 7.9 | 65.7 | 86 |
| 1982 | | 6.6 | 65.9 | 81 |
| 1983** | | 4.0(1) | 47.8(2) | 71 |
| 1984** (3) | | 5.7 | 67.0 | 64 |

Fonte: *SIESE – Dados Econômico-Financeiros – 1974/1983*
DNAEE – Gazeta Mercantil de 20/06/85, p. 13 – 1984

Notas:

* Inclui as principais empresas e a ELETROBRÁS

** Dados preliminares

(1) – Estimativa ELETROBRÁS – Relatório 1984

(2) – Estimativa GTE – Comissão Portaria MME 364/84 – Estudos de Casos

(3) – Estimativa DNAEE

(4) – Índice de preços de energia elétrica calculado sobre a tarifa média de fornecimento deflacionada pelo IGP-DI.

de preços da energia elétrica que analogamente favoreceu o aumento do consumo dessa energia no Brasil.

A análise da política do setor, indica que a partir de 1978 perseguiu-se dois objetivos:

Primeiro, a preocupação com os impactos dos aumentos tarifários sobre a evolução dos índices de preços, que levou à adoção de maiores aumentos nas tarifas industriais do que nas correspondentes aos consumidores residenciais.

Segundo, na introdução de modificações, principalmente a partir de 1981, na estrutura tarifária e que consistiram, basicamente, na concessão de maiores aumentos para as tarifas de consumo em detrimento das demandas, implicando então em maiores acréscimos na tarifa média dos consumidores de mais alto fator de carga.

Para lograr os objetivos citados, as medidas postas em prática fizeram com que a estrutura tarifária brasileira apresentasse a seguinte evolução conforme a Tabela 3.

Esta estrutura tarifária pode ser comparada com as referentes ao rol de países das Tabelas 4 e 5.

Verifica-se que no ano de 1973 a diferença entre as tarifas pagas por esses consumidores no Brasil era a maior entre os países listados, pagando o consumidor residencial, à época, quase cinco vezes mais do que um consumidor industrial com as características supracitadas. Dos países pesquisados apenas a Bélgica apresentava uma relação entre essas tarifas semelhantes à existente no Brasil.

A tarifa industrial paga por um consumidor de 1 MW e fator de carga de 60%, no Brasil, tornou-se superior apenas à referente ao Canadá e à Noruega, sendo inferior às de todos os demais. Nesse caso a diferença paga por esse tipo de consumidor em sete dos países pesquisados atinge a mais de 100% do que era pago no Brasil, e, na Bélgica e na Argentina em torno de 200%. Para o consumidor industrial de maior porte (25 MW de demanda e fator de carga de 90%) houve uma grande ampliação das diferenças das tarifas dos demais países (à exceção do Canadá) em relação à brasileira.

Embora a política tarifária no Brasil tenha passado por mudanças importantes no período 1973/79, dentre as quais se destaca o processo de equalização tarifária em todo o território nacional, a estrutura tarifária brasileira permaneceu semelhante nos anos extremos do período. A relação entre a tarifa

TABELA 3

| Tarifa | EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA | | | | |
|--------|--|----------|-----------------|----------|----------------------------|
| | Industrial 25 MW | | Industrial 1 MW | | Residencial 200 kWh/mês |
| | FC = 90% | FC = 60% | FC = 60% | FC = 30% | |
| 1979 | 100 | 128 | 157 | 256 | 433 |
| 1980 | 100 | 129 | 152 | 247 | 323 |
| 1981 | 100 | 125 | 150 | 234 | 255 |
| 1982 | 100 | 117 | 139 | 209 | 210 |
| 1983 | 100 | 115 | 136 | 200 | 204 |
| 1984 | 100 | 116 | 136 | 200 | 199 |

Fonte: Deta - Eletrobrás.

residencial e a referente a um consumidor industrial de 25 MW de demanda e fator de carga de 90%, embora tenha sofrido uma pequena redução, seu valor (4,33) ainda é o maior da tabela. Além do mais, as relações de preços entre os diferentes tipos de consumidores industriais, no Brasil, mantiveram-se praticamente iguais em 1973 e 1979.

Para 1984 já se observa o estreita-

mento da relação entre a tarifa residencial e a do grande consumidor industrial, situando o Brasil numa posição intermediária no quadro tarifário internacional.

A Tabela 5 evidencia que, em 1973, a tarifa residencial de energia elétrica no Brasil era superior à da grande maioria dos países comparados, fato que não ocorria para as tarifas industriais.

FIGURA 2

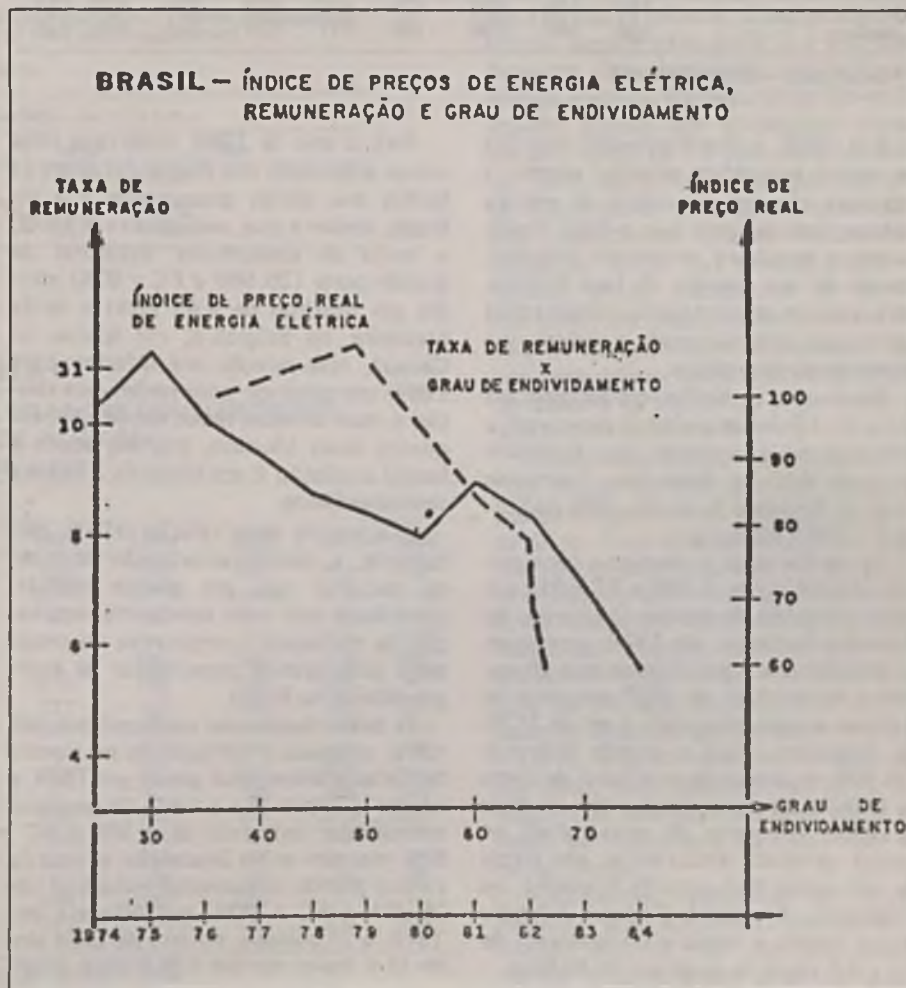


TABELA 4

**COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS
DE ENERGIA ELÉTRICA
INDÚSTRIA DE 25 MW e FC de 90% = 100**

| País | Tarifa/Ano | | Industrial | | | | Residencial | | |
|------------------|------------|------|--------------|------|-------------|------|-------------|------|-----|
| | | | 25 MW FC 90% | | 1 MW FC 60% | | 200 kWh/mês | | |
| | 1973 | 1979 | 1973 | 1979 | 1984 | 1973 | 1979 | 1984 | |
| Brasil | 100 | 100 | 100 | 154 | 157 | 136 | 475 | 433 | 199 |
| Noruega | 100 | 100 | 100 | 121 | 121 | 108 | 183 | 168 | 114 |
| Canadá | 100 | 100 | 100 | 167 | 168 | 157 | 383 | 308 | 287 |
| Ghana | 100 | 100 | 100 | 139 | 115 | 110 | 207 | 108 | 108 |
| Estados Unidos | 100 | 100 | 100 | 133 | 119 | 174 | 400 | 176 | 141 |
| México | 100 | 100 | 100 | 115 | 128 | 127 | 253 | 302 | 193 |
| Argentina | 100 | 100 | 100 | 189 | 189 | 177 | 267 | 229 | 210 |
| Chile | 100 | 100 | 100 | 122 | 109 | 115 | 320 | 245 | 243 |
| Uruguai | 100 | 100 | 100 | 107 | 104 | 104 | 179 | 185 | 179 |
| Alemanha Federal | 100 | 100 | 100 | 140 | 138 | 135 | 233 | 227 | 216 |
| Bélgica | 100 | 100 | 100 | 172 | 102 | 128 | 474 | 228 | 253 |
| França | 100 | 100 | 100 | 175 | 157 | 134 | 379 | 299 | 238 |
| Irlanda | 100 | 100 | 100 | 133 | 112 | 110 | 243 | 172 | 191 |
| Itália | 100 | 100 | 100 | 135 | 158 | 198 | 260 | 175 | 248 |
| Reino Unido | 100 | 100 | 100 | 117 | 118 | 119 | 200 | 196 | 217 |
| Áustria | 100 | 100 | 100 | 108 | 106 | 108 | 146 | 148 | 147 |
| Espanha | 100 | 100 | 100 | 108 | 123 | 131 | 318 | 262 | 184 |
| Portugal | — | 100 | 100 | — | 121 | 119 | — | 228 | 189 |
| Suécia | 100 | 100 | 100 | 137 | 134 | 136 | 231 | 213 | 178 |
| Suíça | 100 | 100 | 100 | 191 | 191 | 172 | 352 | 367 | 315 |
| Austrália | 100 | 100 | 100 | 135 | 132 | 132 | 289 | 392 | 177 |
| Israel | 100 | 100 | 100 | 121 | 110 | 103 | 321 | 137 | 121 |
| Japão | 100 | 100 | 100 | 128 | 117 | 122 | 344 | 174 | 189 |

Fonte: Deta — ELETROBRÁS

Em 1979, a transformação ocorrida na matriz energética mundial alterou a estrutura mundial dos custos de energia elétrica fazendo com que o Brasil modificasse a estrutura de preços relativos, devido ser sua energia, de base hídrica, para valer-se de vantagens comparativas nas trocas internacionais e reduzir sua dependência energética.

Neste ano as tarifas residenciais em cerca de 13 desses países já superaram a brasileira em percentuais que alcançam cerca de 40% na Argentina, Alemanha Federal, França e Austrália, 76% na Suíça, e 137% na Bélgica.

As tarifas para o pequeno consumidor industrial (de 1 MW e FC 60%) em todos os países do quadro (à exceção do Canadá e Noruega), em 1979, superaram as brasileiras em percentuais que chegaram a atingir mais de 100% em cerca de 9 desses países, chegando a ser de 212% na Argentina. Para a grande indústria (25 MW de demanda com fator de carga de 90%) esses percentuais eram de mais de 100% em cerca de onze países, os preços relativos situavam-se em torno de três vezes mais a tarifa brasileira, na Argentina, Alemanha Federal, Irlanda, Reino Unido e Japão e no intervalo de 3,5 a 4,5 vezes na Áustria e na Bélgica.

Para o ano de 1984, observa-se uma nítida ampliação das diferenças entre as tarifas dos países pesquisados e a do Brasil. Assim é que, enquanto em 1979, a tarifa do consumidor industrial de grande porte (25 MW e FC = 90%) atingia um máximo de 4,49 vezes a tarifa brasileira, na Bélgica e, em apenas no Canadá, essa relação era inferior; para 1984, em cerca de onze países essa relação é mais de duas vezes, sendo que, em quatro deles (Áustria, Irlanda, Japão e Israel) a relação é em torno de 3 vezes a tarifa brasileira.

O aumento dessa relação reflete, certamente, a maxidesvalorização da moeda nacional que, em grande medida, contribuiu para uma substancial ampliação da vantagem comparativa do preço pago pelo grande consumidor de energia elétrica no Brasil.

A tarifa residencial no Brasil que, em 1979, ocupava a 10ª posição no quadro tarifário internacional passa, em 1984, a ocupar a 3ª posição; a tarifa do pequeno consumidor industrial de 1 MW e FC = 60% mantém-se na 3ª posição, e, a tarifa para o grande consumidor industrial (de 25 MW e FC = 90%) que ocupava, em 1979, a 2ª posição, no ano de 1984 ainda só é maior do que a da Suécia, ficando

do abaixo das referentes a todos os demais pesquisados, inclusive, sendo ultrapassada pelo Canadá.

Dessa forma se mantém em níveis bastante elevados a vantagem comparativa do preço pago pelo grande consumidor industrial de energia elétrica no Brasil.

Visando manter essa vantagem, durante o ciclo econômico mais recente mas, compatibilizando-o com os interesses do setor e da economia, o Ministério das Minas e Energia do Brasil através das portarias 1.654 e 1.655, de 13 de agosto de 1979, autoriza, pela primeira, que a ELETRONORTE venha a celebrar contratos de fornecimento de energia elétrica para a redução de alumínio, com tarifas reduzidas de 15% em relação às normais do sub-grupo A.1, assegurando ao investidor que durante 20 anos o dispêndio com energia elétrica, na redução de alumínio, não seria superior a 20% do preço do produto no mercado internacional.

A segunda portaria autoriza a celebração de contratos de fornecimento às indústrias que venham a se estabelecer junto aos futuros aproveitamentos hidrelétricos, com tarifas reduzidas de 15% em relação às normais, desde que os contratos sejam firmados com a antecedência necessária.

Em 31/03/82, a portaria nº 493, do Ministério das Minas e Energia também autorizou os concessionários de serviços públicos de energia elétrica a contratarem fornecimentos, com tarifas reduzidas em até 15% em relação às normais, para unidades consumidores industriais que venham a se estabelecer junto a futuras usinas termelétricas a carvão.

A Tabela 6 fornece evolução relativa do preço da energia, em termos mundiais, para a redução do alumínio.

5. Impacto dos Aumentos Tarifários nos Índices de Inflação

Em estudo recente a Fundação João Pinheiro, de Belo Horizonte, desenvolveu trabalho sobre o tema, ampliando pesquisa já elaborada para a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Foram realizadas simulações visando estimar os impactos de elevações dos preços da energia elétrica no Índice de Custo de Vida, no Índice de Custo da Construção — ambos para a cidade do Rio de Janeiro, e no Índice de Preços no Atacado no conceito de Disponibilidade Interna — IPA — DI, e conseqüentemente no Índice Geral de Preços no conceito

TABELA 5

COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS
DE ENERGIA ELÉTRICA
BRASIL = 100

| País | Residencial | | | Industrial | | | | | |
|------------------|-------------|------|------|-------------|------|------|--------------|------|------|
| | | | | 1 MW FC 80% | | | 25 MW FC 90% | | |
| | 1973 | 1979 | 1984 | 1973 | 1979 | 1984 | 1973 | 1979 | 1984 |
| Brasil | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Noruega | 29 | 47 | 99 | 60 | 93 | 137 | 76 | 121 | 173 |
| Canadá | 37 | 60 | 146 | 50 | 91 | 118 | 46 | 85 | 102 |
| Ghana | 34 | 38 | 202 | 71 | 111 | 302 | 79 | 173 | 373 |
| Estados Unidos | 64 | 64 | 210 | 65 | 118 | 381 | 76 | 157 | 297 |
| México | 66 | 105 | 101 | 92 | 123 | 98 | 124 | 151 | 105 |
| Argentina | 44 | 137 | 130 | 96 | 312 | 163 | 79 | 260 | 124 |
| Chile | 36 | 104 | 224 | 42 | 127 | 156 | 53 | 184 | 184 |
| Uruguai | 54 | 91 | 150 | 101 | 141 | 129 | 145 | 213 | 168 |
| Alemanha Federal | 83 | 144 | 221 | 154 | 241 | 203 | 169 | 275 | 204 |
| Bélgica | 110 | 237 | 276 | 123 | 290 | 205 | 110 | 449 | 218 |
| França | 86 | 140 | 197 | 123 | 203 | 163 | 108 | 203 | 165 |
| Irlanda | 56 | 120 | 306 | 95 | 215 | 259 | 110 | 301 | 319 |
| Itália | 59 | 79 | 189 | 94 | 197 | 222 | 108 | 197 | 152 |
| Reino Unido | 59 | 133 | 253 | 107 | 220 | 203 | 140 | 294 | 231 |
| Áustria | 73 | 129 | 218 | 167 | 253 | 236 | 237 | 377 | 296 |
| Espanha | 83 | 104 | 203 | 88 | 134 | 211 | 125 | 172 | 219 |
| Portugal | — | 85 | 237 | — | 124 | 217 | — | 161 | 249 |
| Suécia | 50 | 85 | 82 | 91 | 146 | 92 | 102 | 172 | 92 |
| Suíça | 88 | 176 | 259 | 148 | 252 | 207 | 119 | 208 | 164 |
| Austrália | 101 | 143 | 202 | 145 | 133 | 222 | 166 | 158 | 227 |
| Israel | 41 | 69 | 181 | 47 | 151 | 226 | 60 | 216 | 298 |
| Japão | 83 | 113 | 316 | 96 | 209 | 298 | 115 | 281 | 333 |

Fonte: Data — ELETROBRÁS

Observações:

1) A categoria residencial está representada por um consumidor de consumo médio de 200 kWh/mês.

2) Para a pequena indústria é considerado um consumidor de 1 MW de demanda e 60% de fator de carga, e para a grande indústria de 25 MW e fator de carga de 90%.

3) Preços relativos a junho de cada ano.

4) Brasil: PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA

| Mills US\$ correntes/kWh — em 1º de junho | | | |
|---|-------|-------|-------|
| Consumidor | 1973 | 1979 | 1984 |
| Residencial | 54,59 | 58,43 | 36,55 |
| Industrial | | | |
| — 25 MW FC 90% | 11,48 | 13,49 | 18,34 |
| — 1 MW FC 60% | 17,70 | 21,24 | 24,91 |

TABELA 6

TARIFAS ESPECIAIS PARA GRANDES CONSUMIDORES
INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO
BRASIL = 100

| País | Tarifa/Ano | em 1º de junho | | | | | | |
|------------------|------------|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 1973 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
| Brasil | | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Mills US\$/kWh | | 11,48 | 13,49 | 15,51 | 19,38 | 23,88 | 17,41 | 14,24 |
| Canadá | | 63 | 97 | 92 | 81 | 73 | 99 | 130 |
| Argentina | | — | — | — | — | 54 | 109 | 136 |
| Chile | | — | — | — | 194 | 196 | 210 | 236 |
| Alemanha Federal | | 169 | 275 | 270 | 195 | 168 | 201 | — |
| França | | 107 | 202 | 227 | 156 | 147 | 169 | 191 |
| Irlanda | | 110 | 300 | 381 | 268 | 268 | 339 | 410 |
| Itália | | — | — | — | — | 75 | 100 | 99 |
| Reino Unido | | 140 | 294 | 369 | 291 | 233 | 233 | — |
| Espanha | | — | — | — | — | 90 | 106 | 125 |
| Portugal | | — | 145 | 238 | 183 | 184 | 245 | 260 |
| Suécia | | 130 | 167 | 166 | 127 | 87 | 98 | 117 |
| Austrália | | 118 | 129 | 139 | 127 | 108 | — | — |
| Ghana | | 24 | 34 | 31 | 26 | 21 | 29 | 35 |
| Israel | | 60 | 220 | 385 | 242 | 256 | — | — |
| Japão | | 59 | 241 | 311 | 255 | 190 | 332 | 409 |

Fonte: ELETROBRÁS — DGE/Departamento de Tarifas — Data

de Disponibilidade Interna — IGP — DI. O estudo procura detectar, assim, os possíveis efeitos totais (diretos e indiretos) de elevações das tarifas de energia elétrica nos preços dos produtos de um grande número de setores, no Índice Geral de Preços e nos gastos das famílias de diferentes níveis de renda. Para isso utilizou-se um modelo multisetorial, desagregado em 123 setores produtivos, que permite tratar os preços endogenamente, com base na matriz de Relações Intersetoriais do Brasil para 1975, elaborada pelo IBGE.

A Tabela 7, extraído do relatório final da pesquisa, mostra, para aumentos hipotéticos de 10%, 20%, 50% e 100% nas tarifas de energia elétrica, os efeitos nos índices de preços.

Em relação aos impactos nos preços dos produtos setoriais, o estudo permitiu identificar três tipos de setores: mais sensíveis, menos sensíveis e pouco sensíveis às elevações das tarifas de energia elétrica. No primeiro destacam-se os setores de indústria química, minerais não-metálicos, metalurgia, papel e papelão e extrativa mineral. Esses teriam seus preços aumentados entre 2 a 6%, caso houvesse uma duplicação nas tarifas de energia elétrica. No segundo grupo estão aqueles setores que apresentam impactos em torno de 1% para uma elevação de 100% nas tarifas de energia. Esse grupo compreende tanto setores considerados "tradicionais" quanto "dinâmicos", tornando difícil sua caracterização. O terceiro grupo compreende os setores que sofreriam impactos inferiores a 1%, caso as tarifas fossem duplicadas. Figuram nesse grupo, entre outros, os setores agrícolas e as indústrias processoras de seus produtos e os setores de serviços.

Quanto aos índices de preços, o referido estudo conclui que os maiores impactos recaem sobre o Índice de Custo de Vida. Para uma majoração de 100% nas tarifas de energia elétrica, aquele índice sofreria uma elevação em torno de 4,3%. Conforme Tabela 5, os Índices de Preços por Atacado e de Custo de Construção Civil são ainda menos afetados: para tal elevação nas tarifas de eletricidade os impactos seriam cerca de 1,35% e 1,05%, respectivamente. Em decorrência disso, uma elevação nas tarifas, da magnitude referida, resultaria numa elevação da ordem de 2,20% no Índice Geral de Preços.

Finalmente, conclui-se da aludida pesquisa que aumentos nas tarifas de energia elétrica não exercem grandes efeitos inflacionários, uma vez que os

TABELA 7

**IMPACTOS DE AUMENTOS DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA
NOS ÍNDICES DE PREÇOS**

| Aumentos | 10% | 20% | 50% | 100% |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|
| Índices | | | | |
| Preço por atacado/DI | 0.1352 | 0.2703 | 0.6759 | 1.3518 |
| Custo de Vida/RJ | 0.4252 | 0.8523 | 2.1306 | 4.2607 |
| Construção Civil/RJ | 0.1055 | 0.2110 | 0.5275 | 1.0550 |
| Geral de Preços (IGP) | 0.2192 | 0.4390 | 1.0974 | 2.1947 |

Fonte: Cálculos da Fundação João Pinheiro/DP-1

Índices que compõem o Índice Geral de Preços são pouco sensíveis a essas elevações. O modelo supõe, no entanto, que cada setor só irá repassar aos seus preços finais as elevações decorrentes de aumentos de custos de energia elétrica e aquelas transmitidas pelos demais setores por causa desse aumento inicial. É evidente que nas atuais condições do País — onde as expectativas são um componente importante nas altas dos preços observados — elevações nas tarifas de energia elétrica poderiam gerar maiores impactos do que os identificados no estudo, visto que os agentes econômicos poderiam reagir a esses aumentos, elevando os preços dos produtos de seus respectivos setores acima das variações efetivamente ocorridas em sua estrutura de custos de produção.

No entanto, o controle de preços diretores da economia deve ser exercido, em um contexto mais amplo. Com o auxílio da História Econômica Comparada, observa-se que o Brasil, dentre outros fatores, teve seu processo de industrialização retardado também pela falta de energia. Com base territorial e populacional ampla, faltou carvão mineral na quantidade e qualidade requerida para acionar a transformação dos recursos naturais abundantes disponíveis. Assim o País não dispôs da energia que acionou a revolução industrial das economias plenamente desenvolvidas.

Ainda que se subordine setores estratégicos à política anti-inflacionária de curto prazo, alguns cuidados devem ser observados. Os reajustes de seus preços têm que contemplar um tempo que seja suficientemente longo para evitar a realimentação inflacionária (mais, de caráter psicológico segundo o estudo citado). Ao mesmo tempo, suficientemente curto para evitar a descapitalização das empresas com posterior enfraquecimento do setor e conseqüente elevação da dependência energética externa.

BIBLIOGRAFIA

- ELETROBRÁS — Curso de Tarifas — Módulo I (DERH/DVTD)
- ELETROBRÁS — Boletim de Tarifas — DETA/DGE
- ELETROPAULO — Boletim Tarifário de Fornecimento — BTF — 04/84
- mentos das Tarifas de Energia Elétrica — Relatório Final — Belo Horizonte — 1985
- R. ALMEIDA, DENIZART — Política Tarifária e Financeira do Setor de Energia Elétrica no Brasil — Estudo e Análise da Análise da Evolução Recente — Tese de Mestrado submetida a COPPE — UFRJ — 1983
- SERRA, M.T. e BORGES, O.F. — Crescimento do Produto Interno Bruto — 1948-2010 — DEME (NT-21, julho de 1983) — ELETROBRÁS
- ELETROBRÁS — Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica — DETA/DGE — 1985.