

O Custo Social da Energia Hidrelétrica e uma Política de Tarifa Social Ótima para o Setor Elétrico

José Carrera Fernandez

- Professor do Curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia;
- Ph.D pela University of Chicago;
- Mestre em Economia.

Rogério Pereira

- Professor do Curso de Administração da Universidade do Estado da Bahia e Mestre pela Universidade Federal da Bahia;
- Mestre e Ph.D em Economia Agrícola;
- Universidade Federal do Ceará, Departamento de Economia Agrícola, Campus do Pici.

Resumo

Chama a atenção para os custos que a geração hidráulica de eletricidade impõe à sociedade e analisa a melhor forma de internalizar esses custos às tarifas de energia elétrica. Apresenta uma solução alternativa que, além de levar os agentes econômicos a utilizar a energia elétrica de forma mais eficiente, é capaz de minimizar as distorções na economia e sinalizar para o mercado os verdadeiros custos desse recurso. Por depender das elasticidades-preço, a alternativa proposta exigiu que fossem obtidas as funções de demanda por energia elétrica, para cada classe de consumo, as quais foram estimadas através dos procedimentos de Johansen para combinações lineares de variáveis integradas. O sistema proposto de tarifas sociais ótimas, ao praticar tarifas e reajustes diferenciados – em consonância com a teoria do *second best* –, minimiza as distorções na economia e cumpre eficientemente o seu papel. Como resultado, as classes de consumidores com maiores condições de suportar tal acréscimo (menor elasticidade preço da demanda) teriam um maior reajuste tarifário, enquanto que aquelas com menores condições (maior elasticidade) sofreriam um menor reajuste.

Palavras-chave:

Custo Social; Tarifa Social; Energia Elétrica; Demandas por Energia Elétrica; Cobrança pelo Uso da Água.

1 – INTRODUÇÃO

Até o final da década de 1950, quando surge na literatura econômica a teoria do *second best*, existiam apenas dois pontos de vista distintos, e até certo ponto conflitantes, de encarar os objetivos de uma política de preço público ou tarifa. O primeiro deles, fundamentado na teoria econômica e, portanto, mais amplo, estabelecia que a função do preço público ou tarifa era buscar a eficiência na alocação dos recursos públicos, o que só poderia ser conseguido através da maximização do bem-estar social. O segundo ponto de vista, mais restrito que o primeiro, estabelecia que o seu objetivo seria cobrir os custos de produção, cobrando-se de cada usuário uma proporção “justa” destes custos. A consequência do primeiro era ter o preço ou tarifa refletindo o custo marginal de produção, enquanto a do segundo era fazer com que o preço ou tarifa cobrisse o custo médio de produção.

Em uma indústria que apresenta economias de escala, como é o caso do setor de energia elétrica, a implicação de uma política de tarifas refletindo o custo marginal de produção (primeiro ponto de vista) é a presença sistemática de prejuízos, uma vez que o custo é maior que a receita. Isto significa que a formação de tarifas igual ao custo marginal cria efeitos redistributivos negativos na economia, inaceitáveis tanto sob o ponto de vista privado quanto social. Em decorrência de sua própria tecnologia, o setor de energia elétrica é caracterizado por custos médios elevados (os quais são compostos na sua maior parte por custos fixos), mas com custos marginais pequenos, principalmente na geração hidrelétrica. Isso implica que, ao se adotar a tarifa igual ao custo marginal, o setor estaria incorrendo em perdas financeiras, com reflexos negativos para toda a sociedade e, portanto, inadmissíveis sob o ponto de vista distributivo. A ineficiência distributiva ocorre porque os prejuízos terão que ser forçosamente pagos pelos contribuintes, os quais estariam, em conjunto, subsidiando os usuários de energia elétrica, dentre eles os consumidores estrangeiros que, ao importar os produtos brasileiros, estariam também se beneficiando da energia elétrica subsidiada.

A política de tarifas de energia elétrica com base no custo médio de produção, embora seja uma alter-

nativa fácil de ser implementada pelo setor elétrico, cria distorções na utilização desse recurso ou amplia as já existentes. Essas distorções no consumo de energia elétrica, que são também inaceitáveis sob o ponto de vista social, acontecem porque o nível alcançado de utilização desse recurso na economia estaria acima do nível socialmente ótimo¹.

Embora a política de tarifas igual ao custo marginal seja economicamente eficiente – ao garantir uma alocação ótima da energia elétrica na economia –, ela não é socialmente ótima, tendo em vista que essa política tarifária introduz distorções distributivas. Por outro lado, a despeito de a política de tarifa igual ao custo médio ser eficiente em termos distributivos – ao prever que o usuário de energia elétrica pagaria uma proporção justa dos custos de geração –, tal política de tarifa não é economicamente eficiente, uma vez que esta ampliaria ou introduziria novas distorções na alocação desse recurso. Parece surgir, então, um dilema difícil de ser resolvido pelo setor elétrico.

Uma solução alternativa encontrada pelo setor elétrico francês, para resolver esse dilema e evitar, assim, os problemas distributivos associados com uma política de preço público igual ao custo marginal, foi utilizar como referencial de preços o custo marginal de longo prazo. Nessa solução, o diferencial entre o preço de energia elétrica efetivamente cobrado e o custo marginal de curto prazo era considerado como uma renda (ou quase-renda) econômica², atribuída à escassez de energia elétrica. Essa diferença seria, então, adicionada ao custo marginal de curto prazo e seria considerada como componente do custo marginal de longo prazo. Esse novo componente se justificaria como forma de garantir os recursos necessários para futuros investimentos no setor, indispensáveis para aumentar a capacidade instalada do sistema elétrico. Segundo os defensores dessa política de preço, entre eles o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), preço igual ao custo marginal de

1 Nível estabelecido pelo custo marginal social de produção.

2 Renda ou quase-renda econômica é o pagamento a um fator de produção que excede o pagamento mínimo necessário para ter aquele fator suprido pelo mercado.

longo prazo sinaliza para a sociedade a necessidade de investimentos futuros, indispensáveis para suprir o crescimento de demanda. Essa política tarifária foi introduzida no Brasil a partir de 1982, com o Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1991³.

No entanto, se existe a impossibilidade de se obter eficiência na alocação de recursos em uma parte da economia, a busca para o resto da economia das condições-padrão de eficiência (ou seja, preços refletindo custo marginal de produção) não seria mais relevante. Isso significa que, em uma economia caracteristicamente marcada pela existência de mercados regulamentados, com retornos crescentes de escala e externalidades tecnológicas, com mercados que não operam sob as condições-padrão do bem-estar econômico, não é mais socialmente ótimo ter preços refletindo custos marginais de produção para alguns mercados, mas não para todos. Isso porque a economia pode-se afastar ainda mais das condições Pareto-ótimo de bem-estar social. Portanto, por mais paradoxal que pareça, uma economia com menos mercados operando com preços que reflitam custos marginais pode ser socialmente preferível. A intuição por trás desse resultado, que até certo ponto é surpreendente, está fundamentada na teoria do *second best*.

A despeito de a geração hidráulica de energia elétrica ser considerada como uso não consuntivo dos recursos hídricos, essa geração impõe custos sociais de sustentabilidade aos sistemas hídricos por três razões básicas. A primeira sucede porque a geração hidrelétrica restringe, na bacia, o uso dos recursos hídricos a montante da geração, indisponibilizando grandes quantidades desses recursos que poderiam estar sendo utilizados em outras finalidades. A segunda razão é que esta geração provoca perdas por evaporação nos reservatórios de regularização da vazão, reduzindo conseqüentemente a disponibilidade hídrica do sistema a jusante. A

3 Frente às crises financeiras por que tem passado o setor elétrico nacional nas duas últimas décadas, tudo leva a crer que a renda econômica embutida na tarifa de energia elétrica brasileira, estabelecida pelo custo marginal de longo prazo, não foi suficiente para garantir os investimentos necessários à expansão do sistema. A prova disto é a dificuldade enfrentada pelo setor para expandir a capacidade de oferta do sistema e atender satisfatoriamente a crescente demanda por energia elétrica.

terceira e última razão sucede porque a produção de energia hidrelétrica altera o padrão de escoamento a jusante, principalmente para aquelas usinas que trabalham no pico de consumo. O problema é que tais custos não têm sido levados em consideração pelo setor elétrico na formação de suas tarifas, significando que a tarifa de energia elétrica tem sido tradicionalmente subavaliada pelo mercado. Esse fato tem acarretado uma alocação ineficiente dos recursos na economia, no sentido de que os agentes econômicos estão sendo induzidos a utilizar a energia hidrelétrica mais intensivamente do que o seu nível socialmente ótimo⁴, com graves reflexos negativos para toda a economia.

Objetivando avaliar o impacto negativo que a geração hidráulica de energia no Nordeste causa a toda a sociedade, Carrera-Fernandez (2001) quantificou tais custos sociais. Ressalte-se que esses custos representam cerca de 41% da tarifa média de suprimento da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) e 16% da tarifa média de fornecimento de energia no Brasil. Utilizando essa estimativa do custo social da geração hidrelétrica, este trabalho analisa a melhor forma de internalizar esse custo às tarifas de energia elétrica e apresenta uma solução alternativa que, além de levar os agentes econômicos (nas suas decisões de consumo e produção) a utilizarem esse recurso de forma mais eficiente, é capaz de minimizar as distorções na economia.

A solução alternativa apresentada a seguir, além de estar de acordo com a nova postura regulatória estabelecida para o setor, não apresenta as desvantagens da formação das tarifas pelo custo médio ou pelo custo marginal. Essa solução é eficiente à medida que maximiza a diferença entre os benefícios e custos sociais, além do que minimiza os impactos distributivos na economia. Isto é, a política de tarifas sociais ótimas não gera ganhos ou perdas financeiras – tão comuns na política de tarifa igual ao custo marginal de curto prazo – e não corre o risco de levar a economia a se afastar ainda

4 O nível socialmente ótimo é aquele definido no ponto onde o custo marginal social de produção de energia elétrica, que além do custo marginal privado inclui todos os efeitos externos tecnológicos, se iguala ao benefício marginal social gerado pelo recurso.

mais da fronteira Pareto-ótimo – tão provável com a política de tarifa igual ao custo marginal de longo prazo. Além do mais, a política de tarifas sociais ótimas não cria ou amplia as distorções na utilização desse recurso, que, seguramente, ocorreriam com a política de tarifas baseada no custo médio.

Além dessa introdução, este trabalho contém mais cinco seções. Na segunda seção, apresentam-se a fundamentação teórica e a estimativa do custo social da energia hidrelétrica, tomando-se como pano de fundo o estudo elaborado por Carrera-Fernandez (2001) para o Nordeste. Objetivando implementar o reajuste das tarifas de energia elétrica, que é absolutamente necessário para internalizar o custo social que a geração hidráulica de energia elétrica causa a toda a sociedade, na seção seguinte, propõe-se um modelo tarifário “ótimo”. Fundamentado na teoria do *second best*, esse modelo permite contabilizar o verdadeiro valor da energia elétrica, ao tempo que minimiza as distorções na economia. Visando obter as elasticidades-preço, estimam-se, na quarta seção, as funções de demanda por energia elétrica, para cada classe de consumo. Para tais ajustamentos, fez-se uso das técnicas de Johansen para vetores co-integrados. Na quinta seção, determinam-se os reajustes tarifários ótimos, de modo que as tarifas de energia elétrica reflitam os verdadeiros custos para a sociedade com impactos mínimos na economia, tomando-se por base a estrutura de tarifas sociais ótimas desenvolvida na terceira seção. Por último, apresentam-se as conclusões e considerações finais deste trabalho, esperando que ele possa contribuir para melhorar as políticas públicas na área de energia elétrica.

2 – O CUSTO SOCIAL DA ENERGIA ELÉTRICA NO NORDESTE

A expansão da geração hidrelétrica que se verificou durante todo o século XX tornou o setor elétrico brasileiro fortemente dependente da base nacional de recursos hídricos. Além de representar um potencial para perigosos conflitos entre usuários múltiplos pelo uso da água, o crescimento da geração hidráulica de energia no país tem impedido o crescimento sustentável de certas regiões, principalmente pela restrição imposta à expansão

da agricultura irrigada. Esse é o caso específico da bacia hidrográfica do rio São Francisco, cujas usinas hidrelétricas aí construídas inviabilizam a exploração de uma extensa área de terras potencialmente irrigáveis, exclusivamente pelos riscos que tais projetos imporiam à geração de energia elétrica. Além do mais, mantida nos níveis atuais, a produção de energia elétrica pode tornar inviável qualquer projeto de transposição de suas águas para o Nordeste setentrional.

Em rigor, a escassez relativa dos recursos hídricos e a incompatibilidade na utilização múltipla de tais recursos sinalizam para que haja uma rápida mudança na política brasileira no que tange à base de geração de energia elétrica no país. A forte dependência do setor elétrico em relação à base nacional de recursos hídricos exige que se busque ampliar as fontes energéticas alternativas, por exemplo, a térmica ou mesmo a nuclear, de modo a liberar os recursos hídricos para outros setores usuários, tais como a irrigação, o abastecimento humano e o abastecimento industrial. A adoção de fontes alternativas de geração, embora possa implicar custos mais altos de produção, permitiria liberar e disponibilizar tais recursos para outros setores usuários, possibilitando que estes obtenham maiores benefícios sociais líquidos, com ganhos para toda a sociedade. Essa mudança na política brasileira de geração de energia elétrica possibilitaria implementar nos vários sistemas de bacias o princípio dos usos múltiplos dos recursos hídricos, um dos maiores pleitos do setor de recursos hídricos.

Conforme mencionado anteriormente, a geração hidráulica de energia elétrica, embora seja considerada como uso não-consuntivo dos recursos hídricos, impõe custos sociais de sustentabilidade para os sistemas hídricos, os quais não têm sido levados em consideração pelo setor elétrico na formação das tarifas de energia elétrica. Carrera-Fernandez (2001) quantificou os custos sociais que o setor elétrico impõe à sociedade ao: (i) restringir nessa bacia o uso dos recursos hídricos a montante da geração, indisponibilizando grandes quantidades desses recursos que poderiam estar sendo utilizados em outras finalidades; (ii) provocar perdas por evaporação nos reservatórios de regularização da

vazão, além de alterar a vazão a jusante das hidrelétricas. Na sua avaliação, Carrera-Fernandez (2001) mostrou que o máximo valor que a sociedade estaria disposta a pagar para ter uma pequena redução das restrições à agricultura irrigada, impostas pelo setor de energia elétrica, seria correspondente ao acréscimo marginal nos lucros da atividade agrícola de irrigação. Essa variação marginal nos lucros seria resultante do acréscimo da produção agrícola irrigada, propiciado pelo aumento da disponibilidade hídrica do sistema.

Para efeitos práticos, o custo de oportunidade da água na geração de energia elétrica foi avaliado com base no preço de reserva da água na atividade agrícola de irrigação. O preço de reserva seria o máximo valor que os irrigantes, em conjunto, estariam dispostos a pagar por cada metro cúbico adicional de água na produção agrícola de irrigação e permanecerem indiferentes entre irrigarem suas lavouras ou produzirem em sequeiro. Esse máximo valor seria o lucro adicional que tais produtores poderiam obter, se estes ampliassem a irrigação de suas lavouras com uma maior disponibilidade hídrica do sistema. O preço de reserva da água na agricultura irrigada, w_a^r , foi, então, avaliado através da seguinte expressão:

$$w_a^r = (P_i - P_s)S_i/x_a \quad (2.1)$$

onde x_a é o volume de água que seria disponibilizado pelo setor elétrico para irrigação por unidade de tempo, S_i é a expansão na área irrigada com essa maior disponibilidade hídrica, P_i é o preço da terra nua irrigável por unidade de área e P_s é o preço da terra nua em sequeiro (não-irrigável) por unidade de área. Deve-se ressaltar que o diferencial de preços ($P_i - P_s$) nessa expressão representa a renda ou quase-renda da terra irrigável em relação à terra não-irrigável, a qual é apropriada pelos proprietários das terras irrigáveis em relação àquelas menos produtivas de sequeiro.

A estimativa do preço de reserva permitiu avaliar o custo social, CS_e , que a geração de energia elétrica impõe à sociedade, ao restringir e indisponibilizar os recursos hídricos aos demais usuários do sistema hídrico, da seguinte forma:

$$CS_e = w_a^r x_e / q \quad (2.2)$$

sendo que x_e é a restrição total de vazão que o setor elétrico impõe ao sistema hídrico (indisponibilidades a montante e perdas a jusante) e q é a potência instalada com base no potencial hidrológico-topográfico para geração de energia hidrelétrica. Nessa expressão, o numerador representa o custo marginal social total de utilização da água para geração de energia hidrelétrica, enquanto o denominador expressa o requerimento técnico do potencial hidrelétrico para produção de energia elétrica.

Admitindo que as usinas hidrelétricas aí instaladas continuarão produzindo de acordo com os níveis atuais⁵, Carrera-Fernandez (2001) estimou que o custo social médio da energia elétrica para a bacia do rio São Francisco corresponde a R\$ 13,32 por MWh⁶. Esse é o custo social de oportunidade da água ao se produzir cada MWh de energia hidrelétrica, ao restringir o seu uso a montante da geração e indisponibilizar tal recurso a jusante, devido às perdas por evaporação nos reservatórios de regularização da vazão.

A tarifa social da energia elétrica é o valor que internaliza o efeito externo negativo que o setor de energia elétrica impõe a toda a sociedade e especialmente à atividade agrícola de irrigação, que poderia, de outro modo, utilizar esses recursos hídricos na produção. Em outras palavras, a tarifa social da energia elétrica é o valor que induz os agentes econômicos (consumidores e produtores) a utilizarem a energia elétrica no nível socialmente ótimo. No entanto, conforme será visto a seguir, o

5 A bacia do São Francisco apresenta um potencial hidroenergético da ordem de 11.554 MW, dos quais 10.370, ou quase 90%, estão implantados e em operação na usina de Três Marias, da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), e nas usinas de Sobradinho, Itaparica, Complexo Moxotó-Paulo Afonso e Xingó, da Chesf.

6 Vale ressaltar que, em algumas bacias hidrográficas, os supracitados custos são menores, principalmente na região Norte do país – onde a disponibilidade dos recursos da água supera, na maioria do tempo, a sua demanda. No entanto, em outras bacias, os custos sociais são ainda maiores, especificamente nas regiões Sul e Sudeste, as quais apresentam grandes conflitos pelo uso da água. Nesse sentido, os custos aí avaliados podem ser considerados como uma média dos custos observados nacionalmente e, portanto, uma boa *proxy* para os verdadeiros custos sociais.

estabelecimento da tarifa social de energia elétrica não significa penalizar todos os consumidores da mesma forma. É importante ressaltar que, ao incorporar esse custo social à estrutura tarifária de energia elétrica, o setor elétrico brasileiro estaria sinalizando para seus usuários o verdadeiro custo desta para a sociedade⁷. Em outras palavras, ao ser contabilizado esse custo social, as tarifas de energia elétrica estariam induzindo os agentes econômicos (nas suas decisões de consumo e produção) a utilizarem esse recurso de forma mais eficiente, no nível socialmente ótimo.

Embora seja absolutamente necessário internalizar os efeitos externos negativos que a geração de energia elétrica causa a toda a sociedade, é importante ressaltar que os recursos adicionais advindos da cobrança desse custo social, por via do reajuste das tarifas de energia elétrica, não devem ser apropriados exclusivamente pelo setor elétrico. Apenas parte desses recursos deveria permanecer com o setor elétrico, que seria justificada como forma de financiar os investimentos futuros do setor no que tange ao processo de substituição da fonte hidrelétrica por outras fontes alternativas de geração de energia elétrica poupadoras de recursos hídricos. A absorção desses recursos financeiros pelo setor elétrico deveria ser mantida até o ponto em que fosse alcançada uma utilização ótima dos recursos hídricos nessa atividade de geração de energia elétrica.

A outra parcela dos recursos advindos da cobrança do custo social deveria ser destinada às instituições ou órgãos gestores dos recursos hídricos em cada bacia hidrográfica. Essa parcela se justificaria como forma de pagamento pelo uso da água na geração de energia elétrica⁸. Isto é, tais recursos serviriam como mecanismo de financiamento do custeio do próprio gerenciamento dos recursos hídricos nas várias bacias

⁷ Ao fundamentarem suas decisões de investimento nessas tarifas (sociais), os agentes econômicos estariam alocando os recursos de forma eficiente. De fato, a incorporação desse custo social às tarifas funcionaria como mecanismo de correção das divergências entre os preços de mercado e os preços sociais, orientando eficientemente as ações de investimento na economia.

⁸ Importante instrumento de gestão dos recursos hídricos previsto na legislação brasileira que regulamenta o setor.

hidrográficas utilizadas para geração de energia elétrica. Esses recursos deveriam ser suficientes para cobrir todos os custos de operação, manutenção e investimento de cada sistema hídrico. Embora a nova legislação brasileira preveja um percentual fixo sobre o valor comercial da energia elétrica gerada, a título de pagamento pelo uso dos recursos hídricos, uma distribuição eficiente exigiria que esse pagamento fosse avaliado com base no preço pelo uso (ou custo de oportunidade) da água para geração de energia elétrica, o qual varia de bacia para bacia.

Quando analisados sob o ponto de vista social, os benefícios provenientes da internalização desse custo social seriam mais do que suficientes para justificar os custos incorridos com a substituição gradual da fonte hidrelétrica por outras fontes alternativas de geração, mas poupadoras de recursos hídricos. Essa substituição tecnológica teria necessariamente que priorizar fontes que produzissem os maiores benefícios sociais líquidos e minimizassem os impactos negativos na economia, dando-se prioridade obviamente àquelas que fazem uso de energia renovável. Portanto, além de fazer com que os usuários de energia elétrica e a sociedade como um todo percebam o verdadeiro valor social da água, a internalização desse custo social serviria para consolidar a implementação do instrumento de cobrança pelo uso da água no Brasil, bem como levaria a sociedade brasileira a obter uma base energética dos recursos hídricos mais apropriada para a sua realidade.

Tomando o custo social de oportunidade da água por base, tradicionalmente desconsiderado pelo setor elétrico na formação das tarifas de energia elétrica, a próxima seção apresenta uma solução alternativa de implementar uma política explícita de tarifas sociais.

3 – O REAJUSTE ÓTIMO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Esta seção analisa a melhor forma de implementar o reajuste das tarifas de energia elétrica, de modo a fazer com que estas reflitam os verdadeiros custos incorridos pela sociedade, ao mesmo tempo

em que minimizam as distorções na economia. O reajuste tarifário é justificado como forma de internalizar o custo social que a geração de energia elétrica impõe aos demais usuários da água e à sociedade como um todo. Isso porque, ao contabilizar esse custo social, o setor elétrico brasileiro estaria estabelecendo um mecanismo de correção das divergências entre os preços de mercado e os preços sociais, além de sinalizar para as concessionárias a adoção de níveis tarifários compatíveis com as novas condições de concorrência e tecnologia que o setor deverá enfrentar, com ganhos para toda a sociedade.

A metodologia utilizada neste ensaio para nortear os reajustes tarifários necessários para imputar o custo social da energia elétrica é a de tarifas ótimas. Fundamentada na teoria do *second best*, a metodologia de tarifas ótimas minimiza os impactos distributivos do reajuste tarifário entre as diferentes classes de consumidores de energia elétrica. A política de tarifas ótimas, detalhada a seguir, não leva a economia a se afastar da fronteira Pareto-ótimo, tão provável em uma política tarifária norteadada pelo custo marginal de longo prazo, nem tampouco cria ou amplia as distorções na utilização dos recursos hídricos, que ocorrem com tarifas baseadas no custo médio de produção.

A política de tarifas ótimas pode ser derivada a partir da função de utilidade indireta de bem-estar da sociedade:

$$v = v(t, M), \text{ com } \partial v / \partial t < 0 \text{ e } \partial v / \partial M > 0 \quad (3.1)$$

fazendo uso da função de restrição orçamentária da sociedade (ou excedente econômico), a qual é definida por:

$$M(t) = \sum_j t_j e_j(t) - \sum_j c_j [e_j(t)] \quad (3.2)$$

onde $t = (t_1, t_2, \dots, t_p, \dots, t_n)$ é o vetor de tarifas; $c = (c_1, c_2, \dots, c_p, \dots, c_n)$ é o custo de produção, o qual depende do vetor de consumo $e = (e_1, e_2, \dots, e_p, \dots, e_n)$; e $M(t)$ é a renda da comunidade, a qual depende do vetor de tarifas. As tarifas ótimas são escolhidas de modo a maximizar a função de utilidade indireta, sujeita à restrição de que $M(t) = 0$. Resolvendo-se esse problema de otimização condicionada, obtém-

se a seguinte condição necessária para um ótimo interior⁹:

$$\partial v / \partial t_j + \mu [t_j (\partial e_j / \partial t_j) + e_j - (\partial c / \partial e_j) (\partial e_j / \partial t_j)] = 0, \quad \forall j \quad (3.3)$$

em que μ é o multiplicador de Lagrange, que pode ser interpretado como sendo a utilidade marginal da renda. Fazendo-se uso da identidade de Roy, a qual estabelece que $(\partial v / \partial t_j) / (\partial v / \partial M) = -e_j$, essa expressão pode ser reescrita, após algumas manipulações algébricas, da seguinte forma:

$$-e_j (\partial v / \partial M) + \mu e_j + \mu e_j \{ [t_j - (\partial c / \partial e_j)] / t_j \} \varepsilon_j = 0, \quad \forall j \quad (3.4)$$

sendo que $\varepsilon_j = (\partial e_j / \partial t_j) (t_j / e_j) < 0$ é a elasticidade-preço da demanda por energia da classe de consumo j . Alternativamente, a equação acima pode ser reescrita, de forma mais sugestiva, da seguinte maneira:

$$(t_j - CMg_j) / t_j = \alpha (1 / \varepsilon_j), \quad \forall j \quad (3.5)$$

onde $\alpha = 1 - (\partial v / \partial M) / \mu$ é uma constante de proporcionalidade que reflete a diferença relativa entre benefícios e custos marginais.

Essa condição apresenta um resultado interessante para a definição da estrutura de tarifas ótimas. Ela estabelece que a variação percentual da tarifa de energia elétrica para a classe de consumo j , em relação ao seu custo marginal, é inversamente proporcional ao valor absoluto da demanda. Do exposto, pode-se inferir que, quanto menor for a elasticidade-preço da demanda (em valor absoluto) para a classe de consumo j , maior a tarifa que esse grupo de consumidores deverá pagar em relação ao custo marginal e vice-versa. Portanto, é reajustando as tarifas de forma diferenciada que a distorção no consumo e na produção, em relação aos seus níveis ótimos, é minimizada.

A intuição por trás desse resultado, que, até certo ponto, é surpreendente, está fundamentada na teoria do *second best* de Lypsei e Lancaster (1956), a qual estabelece que, na impossibilidade

⁹ Supõe-se que a condição suficiente para um ótimo interior é também satisfeita.

de se alcançar a eficiência na alocação de recursos em uma parte da economia, a busca para o resto da economia das condições-padrão de eficiência (tarifas refletindo o custo marginal de produção) pode não ser mais desejável, pois a economia pode-se afastar ainda mais das condições Pareto-ótimo. Isso significa que uma economia com um número menor de mercados operando com preços que reflitam custos marginais pode ser socialmente preferível.

Assim, as tarifas ótimas de energia elétrica são determinadas a partir da solução do seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} (t_j^* - CMg_j)/t_j^* = \alpha/|\varepsilon_j|, \quad \forall j = 1, \dots, n & (3.6) \\ \sum_j t_j^* e_j - C = 0 & (3.7) \end{cases}$$

onde t_j^* é a tarifa ótima de energia elétrica para a classe de uso j ; e_j é a respectivo consumo (ou quantidade demandada) de energia elétrica; CMg_j é o custo marginal de produção para essa classe de consumo; $|\varepsilon_j|$ é a elasticidade-preço da demanda por energia elétrica da classe j , em valor absoluto; C é o custo total da energia elétrica, o qual inclui o custo social da energia elétrica¹⁰; e α é uma constante de proporcionalidade que reflete a diferença relativa entre benefícios e custos marginais, a ser determinada.

Admitindo-se que o custo marginal da classe de consumo j pode ser aproximado pela sua tarifa, $CMg_j = t_j$, e que o preço ótimo pode ser expresso em função da sua tarifa, $t_j^* = (1 + \gamma_j^*) t_j$, então, o sistema acima pode ser reescrito da seguinte forma:

$$\begin{cases} \gamma_j^*/(1 + \gamma_j^*) = \alpha/|\varepsilon_j|, \quad \forall j = 1, \dots, n & (3.8) \\ \sum_j \gamma_j^* t_j s_j - CS_e = 0 & (3.9) \end{cases}$$

em que γ_j^* é a alíquota ótima de reajuste de energia elétrica para a classe de uso j , a ser determinada; $s_j = e_j/e$ é a proporção do consumo de energia elétrica da classe de uso j no total; e CS_e é o custo social da energia elétrica a ser internalizado à estrutura tarifária. Essas equações formam um sistema

¹⁰ Deve-se ressaltar que $C = \sum_j t_j e_j + eCS_e$, onde e é o consumo total de energia elétrica.

de $n+1$ equações (n classes de consumidores mais a equação de restrição) e ($n+1$) incógnitas (n alíquotas de reajuste e a constante de proporcionalidade α), cuja solução fornece o conjunto de n percentuais de reajuste ótimos de energia elétrica.

Portanto, ao se reajustarem mais as tarifas dos consumidores que mais condições têm de suportar tal custo, assim como reajustando menos aqueles com menos condições, o modelo de reajuste ótimo de tarifas sociais minimiza as distorções na economia.

Visando obter as estimativas das elasticidades preço da demanda por energia elétrica para os vários usuários, estimam-se, a seguir, as funções de demanda por energia elétrica por classe de consumo.

4 – AS FUNÇÕES DE DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA

Os modelos de previsão para o consumo de energia elétrica têm evoluído muito nos últimos anos, particularmente aqueles que utilizam técnicas especiais capazes de estimar, em uma perspectiva de longo prazo, a demanda por energia elétrica de um sistema socioeconômico. Neste aspecto, destacam-se os modelos em séries temporais e os modelos econométricos estáticos e dinâmicos, que conseguem captar os efeitos de variações econômicas ao longo de diferentes períodos de tempo. No que concerne aos trabalhos de previsão de consumo para o Brasil com a aplicação de modelos econométricos dinâmicos, alguns têm chamado a atenção pelos resultados distintos encontrados. Dentre esses, destacam-se os de Modiano (1984); Andrade e Lobão (1997); Carrera-Fernandez e Pereira (2002) e Schmidt e Lima (2004). Em todos esses trabalhos foram obtidas estimativas para as elasticidades-preço da demanda de longo prazo, para os principais setores usuários, com o auxílio dos métodos de vetores co-integrados. Um sumário dessas estimativas pode ser encontrado na Tabela 1.

Os resultados dispostos nesse quadro mostram que as maiores estimativas das elasticidades foram obtidas exatamente no trabalho em que os dados foram tomados em séries mensais. Esse resultado, que até

Tabela 1 – Resultados das Elasticidades – Preço de Demanda para o Consumo de Energia Elétrica no Brasil

Autores	Dados	Elasticidades-preço da demanda		
		Industrial	Comercial	Residencial
Modiano (1984)	Anuais de 1963 a 1981	-0,222	-0,183	-0,403
Andrade e Lobão (1997)	Anuais de 1963 a 1995	---	---	-0,051
Carrera-Fernandez e Pereira (2002)	Mensais de 1996 a 1998	-0,415	- 0,722	---
Schmidt e Lima (2004)	Anuais de 1969 a 2000	-0,129	- 0,174	- 0,085

Fonte: Elaboração Própria dos Autores.

certo ponto é surpreendente, pode estar relacionado à disposição dos dados, tendo em vista que ocorrem algumas variações nas séries mensais, resultantes mais por motivos técnicos (ruídos) do que por características puramente econômicas. Nas séries anuais, as estimativas das elasticidades-preço das demandas nos vários estudos variaram de 60% a 790%.

Dada a necessidade de estimativas para as elasticidades-preço da demanda que sejam mais precisas e que englobem uma completa gama de setores usuários de energia elétrica, serão estimadas funções de demanda com dados em séries anuais para o período de 1970 a 2003. (BRASIL, 2008). Os dados mostram que a média do consumo de energia elétrica das diferentes classes de consumidores aumentou cerca de 130% durante esse período, com especial destaque para o setor energético, cujo consumo cresceu 477%. Com relação às tarifas de energia elétrica, constatou-se que a média destas aumentou 89% nesse mesmo período, sendo que a tarifa do setor industrial foi aquela que mais aumentou (178%) ao longo da série. O Produto Interno Bruto (PIB) dos diferentes setores consumidores de energia, por sua vez, apresentou um crescimento médio de 316% no mesmo período, com maior destaque para o do setor comercial, que cresceu 320%.

As elasticidades-preço da demanda por energia elétrica para cada classe de consumo foram obtidas a partir das estimativas das respectivas funções de demanda, relacionando a quantidade demandada de energia elétrica em cada classe de consumo a um conjunto de variáveis independentes (explicativas). Os setores usuários utilizados nessas estimativas foram: industrial, residencial, comercial, público, agropecuário, transportes e energético. Em termos

genéricos, essas curvas de demanda por energia elétrica podem ser expressas da seguinte forma:

$$Ce_t = f(Te_t, R_t, Ta_t, L_t) \quad (4.1)$$

onde Ce_t representa o consumo de uma determinada classe de consumo; Te_t é uma *proxy* da tarifa média praticada em cada uma das diferentes classes de consumidores de energia elétrica; R_t é ao Produto Interno Bruto (PIB) de cada uma das classes de consumo analisadas, *proxy* para a renda do setor usuário, exceto para a demanda do setor público, que se utilizou o PIB brasileiro; Ta_t representa o preço do bem substituto próximo; e L_t é o estoque dos aparelhos eletrodomésticos/eletrointensivos; todas no tempo t .

Além dos dados obtidos a partir do Balanço Energético de 2004 do Ministério das Minas e Energia Elétrica, também foram utilizadas observações do banco de dados da Fundação Getúlio Vargas (FGVdados). A principal razão para essa escolha se deve ao fato de que a série anual capta melhor os efeitos econômicos, já que os ruídos de períodos atípicos são dissipados na média anual, além de existir homogeneidade e disponibilidade de dados sem nenhuma interrupção dessas séries no tempo. No que concerne ao tratamento das variáveis utilizadas neste estudo, elas foram expressas na forma de índices, adotando-se o ano de 1970 como base. O Quadro 1 mostra os dados, as variáveis e as fontes para cada uma das funções de demanda por energia elétrica estimadas.

Admite-se que o comportamento do setor usuário frente ao consumo de energia elétrica pode ser aproximado por uma função de demanda elasticidade constante, a qual é especificada pela seguinte forma funcional:

$Ce_t^{(1)(2)}$	$Te_t^{(1)(3)(6)}$	$R_t^{(1)(4)}$	$Ta_t^{(1)(3)(7)}$	$L_t^{(5)}$
Demanda industrial (Ce_i)	Tarifa industrial (Te_i)	PIB – industrial (R_i)	Preços do óleo combustível (Ta_o)	IPA – Oferta Geral (L_{og})
Demanda residencial (Ce_r)	Tarifa residencial (Te_r)	PIB – residencial (R_r)	Preços do GLP (Ta_g)	IPA – Disponibilidade Interna (L_{di})
Demanda comercial (Ce_c)	Tarifa industrial (Te_i)	PIB – comercial e outros (R_c)	Preços do óleo combustível (Ta_o)	IPA – Oferta Geral (L_{og})
Demanda Setor Público (Ce_p)	Tarifa industrial (Te_i)	PIB – brasileiro (R)	Preços do óleo combustível (Ta_o)	IPA – Oferta Geral (L_{og})
Demanda Setor Agropecuário (Ce_a)	Tarifa residencial (Te_r)	PIB – agrícola (R_a)	Preços do GLP (Ta_g)	IPA – Oferta Geral (L_{di})
Demanda Setor de Transportes (Ce_t)	Tarifa industrial (Te_i)	PIB – do setor de transportes (R_t)	Preços do óleo combustível (Ta_o)	IPA – Disponibilidade Interna (L_{og})
Demanda Setor Energético (Ce_e)	Tarifa industrial (Te_i)	PIB - do setor energético (R_e)	Preços do óleo combustível (Ta_o)	IPA – Oferta Geral (L_{og})

Quadro 1 – Dados, Variáveis e Fontes Utilizados em Cada uma das Funções de Demanda por Energia Elétrica

Fonte: Brasil (2008).

Unidade: GWh.

Preços Médios Correntes. Moeda Nacional corrente convertida em dólar corrente pela taxa média anual de câmbio.

Unidade: 10⁶US\$ (2003).

Fonte: Fundação... (2005).

Unidade: MWh.

Unidade: toneladas.

$$Ce_t = A Te_t^\alpha R_t^\beta Ta_t^\delta L_t^\phi e^{\mu} \quad (4.2)$$

onde A é uma constante; Te , R , Ta , L são as variáveis explicativas; e e representa os erros aleatórios e os outros efeitos estocásticos, cuja distribuição é supostamente normal.

Objetivando suavizar as séries de dados e obter as elasticidades-preço e renda das demandas diretamente, a equação (4.2) foi linearizada, tomando-se o logaritmo neperiano, ou seja:

$$\ln Ce_t = a + \alpha \ln Te_t + \beta \ln R_t + \delta \ln Ta_t + \phi \ln L_t + \mu \quad (4.3)$$

onde a , α , β , δ , ϕ são os parâmetros a serem estimados e representam, respectivamente, a constante, a elasticidade-preço de demanda, a elasticidade-renda, a elasticidade-preço do bem substituto e a elasticidade-preço do estoque dos aparelhos eletrodomésticos (eletrointensivos).

Para que o modelo (4.3) possa ser estimado, optou-se, primeiramente, pelos testes de raiz unitária, procedimento necessário para a determinação do nível de integração de uma variável. Através desses testes, pode-se determinar se o processo estocástico tem média e variância independentes

do tempo e covariâncias dependentes da diferença entre instantes de tempo, ou seja, se ele é estacionário ou não.

Cabe agora estudar o Processo Gerador de Dados (PGD) na tentativa de decifrar as características determinísticas do processo – os componentes permanentes –, pois, assim, pode-se detectar a presença de raízes unitárias e a não-elaboração de modelos de previsão espúrios, em que a distribuição dos resíduos não segue as características de ruído branco, $N \sim (0, \sigma^2)$.

Neste estudo, admitiu-se que o teste de Dickey e Fuller (1979) aumentado (ADF), com os procedimentos seqüenciais de Holden e Perman (1994), é suficiente para caracterizar o PGD e o nível de integração das variáveis individualmente. (HOLDEN; PERMAN, 1994). Essa técnica resume-se em procedimentos estatísticos a partir da estimação da seguinte equação:

$$\Delta y_t = \mu + \gamma t + \beta_0 y_{t-1} + \sum_{j=1}^k \beta_j \Delta y_{t-j} + \varepsilon_t \quad (4.4)$$

onde Δy_t é a variável tomada em diferença; Δy_{t-j} é a variável em diferença defasada de um período de tempo; y_{t-1} é a variável defasada; t é a tendência

Tabela 2 – Resultados dos Testes de Raiz Unitária – Procedimentos de Holden e Perman

Teste de Dickey & Fuller Expandido									
<i>Ce</i>	T- stat β_0 (p value)	Teste F	Lags ⁽¹⁾	I	<i>Ce</i>	T- stat β_0 (p value)	Teste F	Lags ⁽¹⁾	I
ΔCe_I	-2.431 (0.023)	5.292	3	I (2)	$\Delta\Delta Te_R$	-2.697 (0.012)	10.792**	2	I (0)
ΔCe_R	-1.370 (0.021)	3.112	10	I (2)	$\Delta\Delta R_I$	-3.820 (0.001)	5.208	1	I (1)
ΔCe_C	-2.638 (0.014)	1.797	2	I (2)	$\Delta\Delta R_R$	-3.799 (0.003)	6.450	9	I (1)
ΔCe_P	-2.602 (0.015)	1.822	2	I (2)	$\Delta\Delta R_C$	-3.573 (0.004)	5.574	9	I (1)
ΔCe_A	-1.091 (0.285)	11.851	2	I (2)	$\Delta\Delta R$	-2.686 (0.015)	3.530	5	I (1)
ΔCe_T	-0.248 (0.806)	1.770	4	I (2)	$\Delta\Delta R_A$	-4.466 (0.000)	10.993**	1	I (0)
ΔCe_E	-2.144 (0.42)	0.835	3	I (2)	$\Delta\Delta R_T$	-2.487 (0.027)	3.269	8	I (1)
ΔTe_I	-2.239 (0.034)	1.761	2	I (1)	$\Delta\Delta R_E$	-3.007 (0.006)	3.045	3	I (1)
ΔTe_R	-1.688 (0.103)	1.229	2	I (1)	$\Delta\Delta Ta_O$	-2.666 (0.014)	3.765	3	I (1)
ΔR_I	-1.406 (0.185)	0.887	9	I (2)	$\Delta\Delta Ta_G$	-2.581 (0.016)	9.777**	2	I (0)
ΔR_R	-3.203 (0.009)	5.008	10	I (2)	$\Delta\Delta L_{OG}$	-1.462 (0.156)	1.115	2	I (1)
ΔR_C	-2.409 (0.024)	2.392	3	I (2)	$\Delta\Delta L_{DI}$	-1.454 (0.158)	1.119	2	I (1)
ΔR	-1.820 (0.099)	2.958	10	I (2)	$\Delta\Delta\Delta Ce_I$	-2.789 (0.012)	11.691**	5	I (0)
ΔR_A	-2.189 (0.038)	1.438	2	I (1)	$\Delta\Delta\Delta Ce_R$	-2.031 (0.077)	10.724**	10	I (0)
ΔR_T	-1.406 (0.185)	0.887	9	I (2)	$\Delta\Delta\Delta Ce_C$	-3.188 (0.006)	10.640**	6	I (0)
ΔR_E	-2.409 (0.024)	2.392	3	I (2)	$\Delta\Delta\Delta Ce_P$	-3.152 (0.014)	7.923*	10	I (0)
ΔTa_O	-2.144 (0.042)	2.211	3	I (2)	$\Delta\Delta\Delta Ce_A$	-3.439 (0.002)	8.308**	4	I (0)
ΔTa_G	-2.322 (0.039)	1.922	9	I (1)	$\Delta\Delta\Delta Ce_T$	-2.426 (0.036)	8.202**	9	I (0)
ΔL_{OG}	-2.468 (0.023)	7.110	6	I (2)	$\Delta\Delta\Delta Ce_E$	-3.050 (0.008)	9.894**	6	I (0)
ΔL_{DI}	-2.473 (0.024)	7.140	6	I (2)	$\Delta\Delta\Delta R_I$	-3.897 (0.001)	8.021**	3	I (0)
$\Delta\Delta Ce_I$	-2.769 (0.010)	4.778	2	I (1)	$\Delta\Delta\Delta R_R$	-2.794 (0.023)	10.011**	10	I (0)
$\Delta\Delta Ce_R$	-2.881 (0.018)	5.456	10	I (1)	$\Delta\Delta\Delta R$	-1.883 (0.089)	12.642**	9	I (0)
$\Delta\Delta Ce_C$	-2.862 (0.008)	5.532	2	I (1)	$\Delta\Delta\Delta R_C$	-2.883 (0.020)	9.385**	10	I (0)
$\Delta\Delta Ce_P$	-2.657 (0.014)	5.863	2	I (1)	$\Delta\Delta\Delta R_T$	-3.318 (0.003)	18.826	3	I (0)
$\Delta\Delta Ce_A$	-2.501 (0.019)	3.629	2	I (1)	$\Delta\Delta\Delta R_E$	-2.770 (0.011)	7.534*	3	I (0)
$\Delta\Delta Ce_T$	-3.908 (0.011)	5.464	10	I (1)	$\Delta\Delta\Delta Ta_O$	-3.917 (0.001)	8.987**	4	I (0)
$\Delta\Delta Ce_E$	-3.334 (0.003)	6.930	2	I (1)	$\Delta\Delta\Delta L_{OG}$	-4.422 (0.000)	8.154**	2	I (0)
$\Delta\Delta Te_I$	-3.992 (0.001)	10.375**	2	I (0)	$\Delta\Delta\Delta L_{DI}$	-4.383 (0.000)	8.040**	2	I (0)

Fonte: Elaboração Própria dos Autores.

Nota: As variáveis em diferença são indicadas pela letra Δ . ⁽¹⁾ indica o número de defasagens da variável dependente em diferença utilizada durante a regressão para que não exista autocorrelação dos resíduos, utilizando-se do valor mínimo do teste AIC. * Nível de 95% de confiança; e **, nível de 99% de confiança.

temporal; e ε_t é o termo aleatório. Deve-se acrescentar que a regressão possui tantas defasagens da variável em diferença quantas forem necessárias para que não exista autocorrelação dos resíduos na regressão. Para a escolha das defasagens, utilizou-se o Akaike Information Criterion (AIC).

A partir dessa estimação, utiliza-se o teste F (GREENE, 1997), para testar a hipótese $H_0: (\mu, \gamma, \beta_0) = (\mu, 0, 1)$. Caso a hipótese H_0 seja rejeitada, utiliza-se o teste t-student para testar $H_0: \beta_0 = 1$. Caso essa nova hipótese nula não seja rejeitada, admite-se que γ não é zero e β_0 é igual a um, ou seja, supõe-se que as séries possuem raiz unitária e são sem tendência, mas com uma possível constante.

Os resultados dos testes de raiz unitária de Dickey & Fuller Expandido para as variáveis utilizadas neste estudo são apresentados na Tabela 2. Os testes de raiz unitária indicam que as variáveis estudadas são integradas de ordem um ou de ordem dois. A partir daí, admite-se que as variáveis se comportem com média e variância independentes do tempo e covariâncias dependentes da diferença entre instantes de tempo. Aplicaram-se os testes de Johansen e Juselius (1990) para detectar se existem combinações lineares de variáveis integradas.

No que concerne ao teste de co-integração, o teste sugerido por Johansen e Juselius (1990) tenta avaliar não apenas a presença de um único vetor co-integrado, mas, sim, a existência de mais de um vetor co-integrado dentro de um modelo dinâmico de vetores auto-regressivos (VAR) de mais de duas variáveis. (ENDERS, 1995).

O primeiro passo deste teste é estimar o número de defasagens exigidas pelo modelo, e se cabe inserir constante e tendência. Para tanto, utilizou-se do modelo VAR, especificado da seguinte forma:

$$x_t = A_0 + A_1 x_{t-1} + A_2 x_{t-2} + A_3 x_{t-3} + \varepsilon_{1t} \quad (4.5)$$

$$x_t = A_0 + A_1 x_{t-1} + \varepsilon_{2t} \quad (4.6)$$

Nas formas acima, x_t é o vetor de variáveis ($n \times 1$); A_0 é o vetor dos interceptos ($n \times 1$); A_1 é a matriz ($n \times n$) de coeficientes; e, ε_{1t} e ε_{2t} são os vetores ($n \times 1$) de erros. A partir do modelo estimado e utilizando-se o critério de Akaike Information Criterion (AIC), chega-se ao número de defasagens a ser adotado.

Após a determinação do número de defasagens, utiliza-se do procedimento anterior para um modelo sem constante e sem tendência, para, depois, inserir a constante e; por último, a constante e a tendência, escolhendo o modelo segundo o mesmo critério AIC. Os resultados dessas estimações podem ser visualizados na Tabela 3.

Uma análise dos resultados dispostos na Tabela 4 indica que a maioria das funções apresentou-se com três defasagens, exclusive a função de demanda do setor residencial e do setor energético. Com relação à inserção da constante e da tendência, constatou-se que a maioria das funções comporta tanto a constante quanto a tendência, não sendo possível observar o mesmo nas funções de demanda dos setores comercial e agropecuário, nas quais apenas a constante aparece significativa.

Tabela 3 – Número de Defasagens e Inserção de Constante e Tendência para o Modelo Var

Setor usuário	Nº de defasagens do VAR			Constante e Tendência		
	Uma	Duas	Três	Somente as variáveis	Constante	Constante e tendência
Industrial	-6.731	-7.060	-7.507	-5.894	-6.095	-6.495
Residencial	-6.669	-7.807	-7.457	-6.668	-7.101	-7.471
Comercial	-4.161	-5.189	-5.895	-4.160	-4.260	-4.237
Público	-5.370	-6.276	-7.352	-5.369	-5.508	-5.726
Agrícola	-5.354	-6.480	-6.728	-3.865	-4.572	-4.494
Transportes	-3.481	-5.371	-5.993	-3.481	-4.065	-4.102
Energético	-4.310	-5.516	-5.147	-4.310	-4.475	-5.283

Fonte: Elaboração Própria dos Autores.

Determinada a melhor especificação do modelo VAR, utilizou-se do teste $\lambda_{\text{traço}}$, cujos resultados alcançados são mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 – Teste λ -Traço

Setor usuário	Estatística do Teste		
	Nenhuma	Máx 1	Máx 2
Industrial	76.697***	24.610	6.356
Residencial	82.428***	31.004**	8.883
Comercial	85.476***	35.285	15.421
Público	67.427***	26.447	11.163
Agropecuário	47.376*	17.996	9.957
Transportes	69.230***	25.242	9.652
Energético	54.486***	28.242*	9.730

Fonte: Elaboração Própria dos Autores.

* Valores críticos de 5% e ** valores críticos de 1%.

O teste $\lambda_{\text{traço}}$ indica que os modelos possuem mais de um vetor co-integrado e, no máximo, um vetor co-integrado, mesmo no caso da função de consumo residencial, já que a estatística não é suficiente para rejeitar a hipótese H_0 a 97,5% e 99%. Os resultados dessas estimativas são mostrados na Tabela 5.

Assim, tomando-se como referência o modelo amplo, partiu-se para o modelo restrito, cujos resultados são apresentados a seguir, em que os números entre parênteses são os desvios-padrões:

$$Cei = -0.295Te + 0.932R + 0.351Ta + 0.018Lt \quad (4.7)$$

$$(0.103)^{***} \quad (0,107)^{***} \quad (0,046)^{***} \quad (0.006)^{***}$$

$$Cer = -0.213Te + 1.176R - 0.007Ta + 0.026Lt \quad (4.8)$$

$$(0.056)^{***} \quad (0,035)^{***} \quad (0,054) \quad (0.001)^{***}$$

$$Cec = -0.545Te + 1.548R - 0.048Ta + 0.034Lt \quad (4.9)$$

$$(0.175)^{***} \quad (0,192)^{***} \quad (0,095) \quad (0.010)^{***}$$

$$Cep = -0.554Te + 1.423R + 0.103Ta + 0.033Lt \quad (4.10)$$

$$(0.116)^{***} \quad (0,124)^{***} \quad (0,058)^{***} \quad (0.006)^{***}$$

$$Cea = -0.962Te + 2.195R - 0.123Ta + 0.090Lt \quad (4.11)$$

$$(0.357)^{**} \quad (0,284)^{***} \quad (0,046) \quad (0.021)^{***}$$

$$Cet = 2.647 - 0,023t - 0.323Te + 0.438R + 0.254Ta + 0.024Lt \quad (4.12)$$

$$(0.628)^{***} \quad (0,015) \quad (0,173)^* \quad (0.205)^{**} \quad (0.089)^{***} \quad (0.012)^{**}$$

$$Cee = 2.595 - 0.179Te + 0.388R + 0.218Ta + 0.018Lt \quad (4.13)$$

$$(0.415)^{***} \quad (0,080)^{**} \quad (0,063)^* \quad (0.044)^{***} \quad (0.008)^{***}$$

Tabela 5 – Coeficientes do Modelo Amplo

Setor usuário	Estimativas					
	Constante	Tendência	α	β	δ	ϕ
Industrial	0.207 (0.864)	0.032 (0.015)	-0.029 (0.149)	0.757 (0.246)***	0.221 (0.071)***	-0.015 (0.011)
Residencial	-0.293 (0.623)	0.064 (0.011)	-0.089 (0.098)	1.162 (0.133)***	-0.044 (0.069)	0.018 (0.006)
Comercial	0.183 (1.446)	---	-0.561 (0.218)**	1.513 (0.336)**	-0.036 (0.139)	0.035 (0.020)***
Público	3.453 (1.142)***	0.091 (0.019)***	-0.023 (0.060)	0.345 (0.310)	0.076 (0.070)	-0.020 (0.011)*
Agrícola	-4.466 (3.603)	---	-0.670 (0.455)	3.025 (0.726)***	-0.359 (0.385)	0.797 (0.011)***
Transportes	2.647 (0.628)***	-0.023 (0.015)	0.323 (0.173)*	0.438 (0.205)**	0.254 (0.089)***	0.024 (0.012)**
Setor Energético	3.857 (0.584)***	0.037 (0.013)***	-0.128 (0.074)*	0.117 (0.112)	0.168 (0.044)**	0.001 (0.001)

Fonte: Elaboração Própria dos Autores.

Nota: *, ** e *** são as estatísticas t a 10%, 5% e 1% de significância, respectivamente.

Os resultados obtidos estão de acordo com a teoria e próximos dos valores já encontrados em outros trabalhos, conforme pode ser constatado ao inspecionar-se a tabela para aqueles setores usuários que têm correspondência direta.

5 – DETERMINAÇÃO DOS REAJUSTES TARIFÁRIOS ÓTIMOS

Com base na estrutura de tarifas sociais ótimas desenvolvida na terceira seção, esta seção aplica as correções às tarifas de mercado da energia elétrica, de modo que estas possam refletir os custos realmente incorridos pela sociedade. Vale lembrar que a tarifa social é o valor que induz os agentes econômicos a utilizarem a energia elétrica no nível socialmente ótimo, ou seja, é a tarifa que internaliza o efeito externo negativo que o setor de energia elétrica impõe a toda a sociedade, especialmente à atividade agrícola de irrigação, que poderia, de outro modo, utilizar esses recursos hídricos na produção.

A Tabela 6 contém as tarifas e parâmetros necessários para avaliar o reajuste ótimo das tarifas de energia elétrica, os quais foram agrupados por classes de consumo, ou seja: industrial, residencial, comercial, público, agropecuário, transporte e energético. Deve-se lembrar que esse reajuste é recomendado como forma de internalizar, aos custos da geração hidrelétrica, o custo social que o setor impõe a toda a sociedade.

Tabela 6 – Tarifas e Parâmetros de Consumo de Energia Elétrica

Setor usuário	Tarifa de Energia (R\$/MWh)	Consumo		Elasticidade-preço em valor absoluto
		GWh	(%)	
Industrial	111,86	160.369	46,9	0,295
Residencial	239,3	76.143	22,3	0,213
Comercial	210,3	48.375	14,2	0,545
Público	213,84	29.707	8,7	0,554
Agropecuário	135,66	14.283	4,2	0,962
Transporte	130,4	980	0,3	0,323
Energético	123,72	12.009	3,5	0,179
Total	167,15	341.866	100,0	-

Fonte: Eletrobrás (2001); Carrera-Fernandez (2001); Tabela 5 e Cálculos dos Autores.

Com base no desenvolvimento teórico estabelecido na terceira seção e nas equações (3.8), pode-se expressar cada γ_j^* em função de seus parâmetros, ou seja:

$$\gamma_j^* = \alpha / (|\varepsilon_j| - \alpha), \quad \forall j = 1, \dots, n \quad (5.1)$$

Substituindo-os na equação (3.9), resulta uma equação do n -ésimo grau (exatamente igual ao número de classes de consumo) em α :

$$\sum_j \alpha t_j s_j / (|\varepsilon_j| - \alpha) - CS_e = 0 \quad (5.2)$$

Neste caso, desde que são sete as classes de consumo (ou seja, $n = 7$), tem-se uma equação do sétimo grau em α . A solução dessa equação fornece sete raízes, número igual ao total de classes de consumo. Finalmente, tomando-se a menor dessas raízes (por ser a única que gera todas as alíquotas positivas), cujo valor foi $\alpha^* = 0,022250128538$, e substituindo-a na expressão (5.1), obtêm-se os reajustes ótimos procurados. A Tabela 7 mostra os reajustes ótimos da energia elétrica por classe de consumo, que internalizam o custo social que a produção de energia elétrica causa à sociedade e, em particular, aos usuários dos recursos hídricos.

Tabela 7 – Reajustes Ótimos das Tarifas de Energia Elétrica

Setor usuário	Alíquota γ_j^*	Custo Social	
		$\gamma_j^* t_j s_j$	%
Industrial	0,082	4,28	32,1
Residencial	0,117	6,22	46,7
Comercial	0,043	1,27	9,5
Público	0,042	0,78	5,8
Agropecuário	0,024	0,13	1,0
Transporte	0,074	0,03	0,2
Energético	0,142	0,62	4,6
Total	-	13,32	100,0

Fonte: Cálculos no Texto e Tabela 6.

Pode-se observar que aquelas classes de consumo com menores elasticidades-preço da demanda tiveram o maior reajuste. Esse foi o caso dos consumidores residenciais, que participam com mais de 46,7% do custo social, e do setor energético, participando com cerca de 4,6% desse custo. Por apresentarem as mais baixas elasticidades da demanda, esses dois setores acabam por contribuir

mais com o custo social e, portanto, sofrem os maiores reajustes tarifários, relativamente às suas participações relativas no consumo total. Por outro lado, aquelas classes de consumo com maiores elasticidades apresentaram os menores reajustes. Esse foi o caso dos consumidores industriais e comerciais, que participaram, respectivamente, com 32,1% e 9,5% do custo social, menos que as suas participações relativas no consumo total. O mesmo acontece com os setores público, agropecuário e transporte, os quais contribuem menos com esse custo que as suas respectivas participações relativas no consumo total. Portanto, é cobrando mais dos setores usuários que mais podem arcar com tal custo (ou seja, que apresentam as menores elasticidades) e menos daqueles que menos podem (com maiores elasticidades) que os impactos negativos na economia são minimizados.

6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

Até recentemente, no Brasil, a utilização da água para geração de energia elétrica não estava sujeita a cobrança pelo uso. Exceção deve ser feita à cobrança de uma taxa pela inundação de áreas, a título de compensação financeira pelo setor elétrico, em consequência da construção de barramentos de regularização da vazão de hidrelétricas com potência instalada mínima de 30 MW. Só a partir de 1997, com a Lei Federal nº 9433/97, é que o setor elétrico passa a contribuir com 0,75% do valor comercial da energia elétrica gerada, a título de pagamento pelo uso da água nessa atividade.

Embora a utilização da água para produção de energia elétrica seja considerada como uso não-consuntivo dos recursos hídricos, a geração hidráulica de energia incorre em custos de sustentabilidade para os sistemas hídricos, ao impor restrições de ordem técnica (vazão a ser assegurada a montante, perdas por evaporação nos reservatórios, ademais da alteração no padrão de escoamento a jusante), as quais não são levadas em consideração pelo setor elétrico na determinação das tarifas de energia elétrica. Esse custo foi estimado para a bacia do rio São Francisco e corresponde a R\$ 13,32 por MWh, o que representa 41% da tarifa média de suprimento

da Chesf e 15,8% da tarifa média de fornecimento do sistema Eletrobrás.

O fato de a tarifa de energia elétrica praticada pelo setor ser menor que o seu preço social gera uma alocação ineficiente de recursos na economia brasileira. De fato, todo recurso subavaliado pelo mercado é superutilizado pelos agentes econômicos. Isso significa que os usuários de energia elétrica são induzidos a utilizarem esse recurso mais intensivamente, além do nível socialmente ótimo (estabelecido pela tarifa social), com impactos negativos graves para toda a sociedade.

A contabilização do custo social da energia elétrica é uma forma eficiente de internalizar aos custos privados da geração de energia elétrica as externalidades negativas que a produção hidráulica de energia causa a toda a sociedade e, especialmente, aos usuários da água, os quais ficariam impossibilitados de disporem de certos volumes desse recurso escasso. É através do mecanismo de internalização desse custo social às tarifas de energia elétrica, e da sua sinalização para o mercado, que os consumidores e produtores, usuários diretos ou indiretos de energia elétrica buscarão alternativas de racionalização e otimização no uso desse recurso nas várias atividades econômicas de consumo e produção.

É importante que a sociedade e o setor elétrico reconheçam que o custo social da energia elétrica deve ser incorporado às tarifas de energia, como forma de internalizar, aos preços de mercado, as externalidades causadas à sociedade. Para que esse custo social seja efetivamente internalizado (aos custos privados) e não produza grandes impactos para seus consumidores é necessário que se encontre uma forma de reajuste tarifário que minimize as distorções na economia. O sistema de tarifas ótimas, proposto neste ensaio, cumpre perfeitamente esse papel.

A implementação da estrutura de tarifas sociais ótimas estabelece que a variação percentual da tarifa de energia elétrica no uso j , em relação ao seu custo marginal, deve ser inversamente proporcional à sua elasticidade-preço da demanda. Isto significa que, quanto menor for a elasticidade-preço da energia elétrica no uso j , maior deverá ser a tarifa

em relação ao seu custo marginal de produção, e vice-versa. Conforme ficou constatado, as classes de consumidores com menor elasticidade-preço da demanda teriam um maior reajuste tarifário, enquanto aquelas com maiores elasticidades sofreriam um menor reajuste. Em outras palavras, é praticando tarifas e reajustes diferenciados que a distorção na utilização de energia elétrica, em relação aos seus níveis ótimos, é minimizada.

Portanto, ao estabelecer uma estrutura de tarifas sociais ótimas para o setor de energia elétrica, espera-se que este trabalho possa contribuir para orientar a implementação de uma política explícita de tarifas que reflitam os custos verdadeiramente incorridos pela sociedade. Tarifas que sejam suficientes para financiar uma substituição gradual da geração hidrelétrica por fontes alternativas de energia, assim como compensem o setor de recursos hídricos pelos custos incorridos em decorrência do uso da água. A implementação de uma política responsável de tarifas sociais, além de promover uma utilização ótima dos recursos hídricos que seja compatível com a base energética nacional, certamente contribuirá para guiar a economia na direção da fronteira Pareto-ótimo, com ganhos para toda a sociedade. É óbvio que a efetiva implementação dessa política alternativa de tarifação exigirá um estudo mais detalhado e abrangente, para levar em consideração as principais bacias hidrográficas do país.

Abstract

This paper calls attention to the social costs that electric power generation causes to the economy, and analyzes the better way to internalize these costs to electricity prices. It is presented an alternative solution that induces the economic agents to use this resource more efficiently, and minimizes the distortions in the economy, signaling to the market the true social costs of electricity. Given that this alternative solution depends on the price elasticities, it was estimated for each class of consume the demand functions for electricity, through the Johansen procedures for co-integrated models. The optimal social price system proposed, by establishing different prices according to the second best theory, minimizes the distortions in the economy and plays efficiently its role. As a result, the consumer classes

with a larger payment capacity (lower price elasticity) will have a larger price increase, while those classes with lower payment capacity (higher price elasticity) will have a smaller price increase.

Key words:

Social Cost. Social Price. Electricity. Demands for Electricity. Charging for Utilization of Water.

REFERÊNCIAS

ANDERSEN, S. et al. Electricity demand response due to energy prices changes. **Ener Bulletin**, Milan, v. 17, p. 132-171, 1990.

ANDRADE, T. A.; LOBÃO, W. J. A. **Elasticidade-renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: IPEA, 1997. (Textos para Discussão, 489).

ARAÚJO, J. L. R. H. de. Alcance e limitações da modelização de sistemas energéticos. In: SEMINÁRIO DE PROSPECTIVA ENERGÉTICA, 1990, Quito. **Anais...** Quito: OLADE, 1990a.

_____. **Perspectivas do consumo de eletricidade no curto e médio prazos**. Rio de Janeiro, 1990b. Mimeografado.

BAHIA. Secretaria de Energia, Transporte e Comunicações. **Participação da iniciativa privada na produção de energia elétrica: a questão tarifária**. Salvador, 1994.

BAUMOL, W.; BRADFORD, D. Optimal departures from marginal cost pricing. **The American Economic Review**, v. 60, p. 275-283.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal. **Projeto Arco-Íris**. Brasília, DF, 1997. V. 2: Hydros.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional**. Brasília, DF, 2004. Disponível em: <[www.http//mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 20 jan. 2005.

CARRERA-FERNANDEZ, J. O custo social da energia elétrica: uma análise a partir da bacia hidrográfica do São Francisco. **Economia Aplicada**, v. 5, n. 4, p. 789-817, 2001.

_____. O princípio dos usos múltiplos dos recursos hídricos: uma análise a partir da bacia do rio Formoso no oeste baiano. **Revista Econômica do Nordeste**, v. 31, p. 810-835, nov. 2000. Número especial.

CARRERA-FERNANDEZ, J.; GARRIDO, R. J. A valorização da água e a cobrança pelo uso: teoria, metodologias. **Economia**, v. 2, n. 2, p. 447-484, 2001.

_____. **Economia dos recursos hídricos**. Salvador: EDUFBA, 2002.

CARRERA-FERNANDEZ, J.; PEREIRA, R. A política de tarifação social ótima para a energia elétrica. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 30., 2002, Nova Friburgo. **Anais...** Nova Friburgo: ANPEC, 2002.

COASE, R. The problem of social cost. **Journal of Law and Economics**, v. 3, n. 1, p. 434-451, 1960.

CONTADOR, C. R. **Avaliação social de projetos**. São Paulo: Atlas, 1998.

DICKEY, D.; FULLER, W. A. Distributions of estimates for autoregressive time series with a unit root. **Journal of the American Statistical Association**, v. 74, p. 427-431, 1979.

ELETROBRÁS. **Tarifas de energia elétrica**. Disponível em: <www.eletrobras.gov.br>. Acesso em: 10 jun. 2001.

ENDERS, W. **Applied econometric time series**. Nova York: John Wiley & Sons, 1995.

FARIA, S. N. G. **Um modelo integrado de provisão do mercado de energia elétrica a longo prazo**. 1993. 134 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1993.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **FGV dados**: índice de preço no atacado: 1970 a 2003. Disponível em: <[http\ www.fgv.br](http://www.fgv.br)>. Acesso em: abr. 2005.

GREENE, W. H. **Econometric analysis**. 3th. ed. New Jersey: Prentice Hall, 1997.

HARBERGER, A. C. **Project evaluation**: collected papers. Chicago: The University of Chicago Press, 1972.

HOLDEN, D.; PERMAN, R. Unit roots and cointegration for the economist. In: RAO, B. B. **Cointegration for the applied economist**. New York: St. Martin's Press, 1994.

JOHANSEN; JUSCELIUS, K. Maximum likelihood estimation and inference on cointegration with application to the demand for money. **Oxford Bulletin of Economics and Statistics**, Oxford, v. 52, p. 169-210, 1990.

LYPSEI, R. G.; LANCASTER, K. J. The general theory of the second best. **Review of Economic Studies**, v. 24, p. 11-32, 1956.

MODIANO, E. M. Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: PUC, 1984. (Texto para Discussão, n. 68).

OLIVEIRA, A. **Reforma do setor elétrico**: que podemos aprender com a experiência alheia?. Rio de Janeiro, 1997.

PINHEIRO, S. F. **Perspectivas da evolução do consumo de eletricidade**: uma abordagem econométrica. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1991. (Informação Técnica, n. 809).

SCHMIDT, C. A. J.; LIMA, M. A. M. A demanda por energia elétrica no Brasil. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, v. 58, n. 1, p. 67-98, jan./mar. 2004.

Recebido para publicação em 07.05.2006