

TARIFA MARGINAL DOS SERVIÇOS DE UTILIDADE PÚBLICA

Claudio R. Contador¹

1 – INTROITO

Os fundamentos da avaliação de projetos na ótica social utilizam o conceito marginal. Os custos dos fatores utilizados no projeto são quantificados pelo valor da perda da produção que deixa de ser feita em outra atividade, e os benefícios mensurados pelo valor que os consumidores conferem ao aumento da oferta do produto gerado pelo projeto. Pelo critério marginal, os custos sociais são medidos pela curva de oferta, com os fatores valorados a preços sociais, e os benefícios, pela curva da demanda.²

No tratamento usual, a curva de oferta corresponde ao custo marginal, a partir do ponto mínimo do custo total médio, situação em que os custos fixos são cobertos pela receita. Mas quando tratamos dos mercados de serviços de utilidade pública, em geral regulados pelo governo - fornecimento de energia elétrica, abastecimento d'água, esgotos, pedágio de rodovias, etc. – há necessi-

¹ Economista, Ph.D. em Economia, Universidade de Chicago, EUA. Diretor-Executivo da SILCON Estudos Econômicos e Coordenador da Equipe ACB da SILCON, formada por Cecília Cruvinel, José Luiz Carvalho, Luciana Contador, Lucila La Porta, Tulio Duran e Ulisses Gamboa, consultores associados. E-mail diretoria@silcon.ecn.br. Agradeço a competente e incansável assistência de Ana Paula Fonseca Lilli na montagem dos gráficos e no tratamento estatístico dos dados.

² A literatura é vasta. Para uma versão didática ver Contador, Claudio, Projetos sociais, (São Paulo, Editora Atlas, 2014, 5ª edição)

dade de estabelecer a tarifa de cobrança pelo serviço. Os mesmos princípios do enfoque marginal são válidos, embora com alguns ajustes.

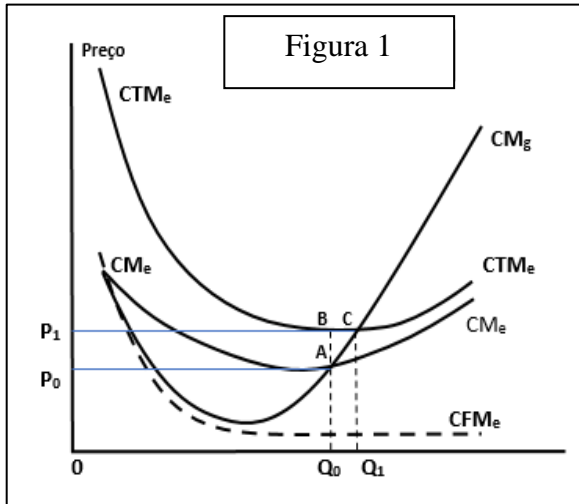
As principais características dos sistemas que ofertam os serviços regulados são (1) o custo elevado de implantação na construção das represas, turbinas, canais, distribuição, rodovias etc., inclusive externalidades; (2) os ganhos de escala; (3) os custos relativamente pequenos na operação; e (4) a longa duração operacional das plantas – na matemática financeira, um horizonte próximo a perpetuidade.³ A geração de energia por uma hidroelétrica e distribuição ao consumidor fornece um exemplo. Os custos de implantação (obras civis, indenizações e compensações pelas desapropriações e externalidades, estações de distribuição etc.) são elevados, mas uma vez em funcionamento, o custo marginal de gerar mais um Kwh é (praticamente) nulo, sem consumo adicional de fatores de produção. Como fica o critério do custo marginal na definição da tarifa marginal? Pelo princípio marginal, os custos fixos elevados são irrelevantes embora ajudem na projeção dos valores do projeto. A tarifação marginal é, neste sentido, *looking-forward*.⁴

A análise de projetos segue os princípios neoclássicos expressos em curvas de oferta e demanda bem “comportadas”: a demanda é negativamente inclinada, e a oferta, positivamente inclinada ao preço. A curva de oferta corresponde à curva de custo marginal que mostra o custo de oportunidade dos fatores, e intercepta o ponto mínimo da curva de custo médio variável. Uma tarifa abaixo do custo médio variável gera prejuízo, pois a receita não cobre o total dos custos variáveis (muito menos os custos fixos!).

³ Imagine um fluxo constante de \$100. Se calcularmos como uma perpetuidade, o valor presente à uma taxa de desconto de 15 % é igual a \$ 666,6 ($=100/0,15$), muito próximo ao valor presente do horizonte de 12 anos.

⁴ Kahn, Alfred, The economics of regulation : principles and institutions, Massachusetts Institute of Technology, 1988, vol.1

A Figura 1 relembra os conceitos básicos relevantes para a tarifa marginal. A curva CTM_e representa o custo total médio que cai até o ponto C e aumenta em seguida. CM_e é o custo variável médio, que diminui até A e converge para



o CTM_e . A curva CFM_e mostra o custo fixo médio, decrescente e tendendo assintoticamente para zero. Ao preço P_0 e quantidade Q_0 , a receita (preço vezes quantidade) é o retângulo OP_0AQ_0 , e o custo variável total (custo médio vezes a quantidade) o retângulo OP_0AQ_0 . A receita

cobre apenas os custos variáveis OP_0AQ_0 e gera o prejuízo de P_0P_1BA , considerando os custos totais OP_1AQ_0 . Na quantidade Q_1 e preço P_1 , o custo marginal CM_g é igual ao preço, e o ponto C combina a eficiência alocativa (preço igual ao custo marginal) e marca o início da viabilidade financeira do empreendimento (receita total igual ao custo total). A qualquer preço acima de P_1 , a receita supera os custos totais. Aumentar a produção de Q_0 para Q_1 gera o custo de oportunidade Q_0ACQ_1 sob a curva de custo marginal.

Onde surgem as dificuldades em aplicar a tarifa marginal nos serviços de utilidade pública regulados? A demanda por eletricidade é inelástica ao preço, sem substitutos relevantes no curto prazo, como mostram diversas pesquisas empíricas.⁵ Portanto, as flutuações no consumo de energia são determinadas

⁵ Para o Brasil, temos as pesquisas de Modiano, Eduardo M., “Elasticidade-renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil”, Texto para discussão no. 68, PUC, Departamento de Economia, maio de 1984; Andrade, Thompson e Waldir J. A. Lobão, “Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil”, Texto para discussão no. 489, IPEA, Rio de Janeiro, junho de 1997; Schmidt, Cristiane Alkmin Junqueira e Marcos A.M. Lima, “A demanda por energia elétrica no Brasil”, Revista Brasileira de Economia, vol.58, no.1, janeiro-março de 2004, pp.67-99; Dantas, Fabiano da Costa; Edward Martins Costa e

por outros fatores mais importantes do que as tarifas, como sazonalidades, horários, e atividade econômica. Uma forte queda na quantidade demandada pode forçar as geradoras a produzirem abaixo de Q_0 , na Figura 10.1, onde o custo marginal é inferior ao custo médio, o que causa prejuízos. As flutuações na demanda podem surgir de uma queda na renda dos consumidores, ou pela característica do produto ofertado. A demanda pelos serviços de utilidade pública - por exemplo, energia elétrica - mostra sazonalidade pelos meses do ano (menor consumo no inverno) e flutuações ao longo do dia (maior consumo à noite). A carga de consumo do sistema oscila: em alguns momentos com baixa demanda, em outros com maior demanda, e outros no limite da capacidade.

Aproveitando o exemplo da geração de energia elétrica, a Tabela 1 reproduz a sazonalidade do consumo total e uma simulação dos limites inferior e superior, considerando a média mensal de 2019. A Figura 2 mostra a evolução do consumo de energia elétrica em milhões de MWh, com fortes oscilações.

Durante os períodos de baixa demanda, as empresas de utilidade pública operam na escala com custos marginais abaixo dos custos médios, e a regra “tarifa-igual-a-custo-marginal” implica em prejuízos, embora a eficiência alocativa esteja atendida. Ou a capacidade de geração hidroelétrica de energia pode ficar comprometida por uma crise no abastecimento d’água nas turbinas, como aconteceu no Brasil em 2001-2002 e menos intensa em 2009. Com aumento da demanda e a aproximação do limite operacional, o custo marginal cresce rapidamente e a curva de oferta fica inelástica.

Em resumo, frequentes mudanças nas quantidades ofertadas geram oscilações nos custos marginais, o que exigiria um sistema confuso de tarifas

Jorge Luiz Mariano da Silva, “Elasticidade-preço e renda da demanda por energia elétrica nas regiões brasileiras : uma abordagem através de painel dinâmico”, Revista de Economia, Vol.43, no.3, setembro/dezembro de 2016. Todos os estudos apontam elasticidades-preço abaixo de um.

múltiplas. Daí a preferência pelo custo marginal de longo prazo, que atende a eficiência alocativa e a estabilidade da rentabilidade financeira do projeto. O conceito de custo marginal de longo prazo permite implantar o sistema de tarifas múltiplas, como sugerido por Coase,⁶ com dois componentes (“*two-part tariff*”): um de curto prazo, baseado no custo marginal da operação, e outro, para garantir a expansão do sistema.

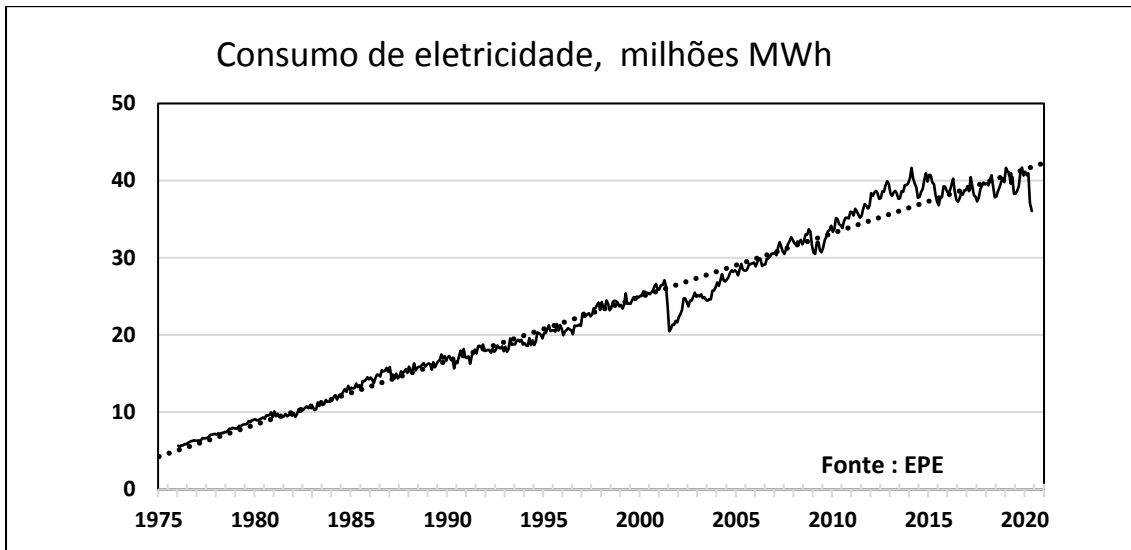
Tabela 1
Simulação da demanda de energia elétrica no Brasil
com intervalos da sazonalidade

	Coeficiente sazonal, médio	Desvio-padrão	Coeficiente sazonal ^a		Consumo mensal de energia, MWh milhão ^b	
			Inferior	Superior	Inferior	Superior
Jan	1,008	0,021	0,965	1,050	38,6	42,0
Fev	1,000	0,025	0,951	1,050	38,1	42,0
Mar	1,009	0,025	0,958	1,060	38,3	42,4
Abr	1,016	0,031	0,955	1,078	38,2	43,1
Mai	0,996	0,027	0,941	1,051	37,7	42,0
Jun	0,982	0,017	0,949	1,016	38,0	40,6
Jul	0,972	0,024	0,924	1,020	37,0	40,8
Ago	0,992	0,026	0,940	1,044	37,6	41,8
Set	1,000	0,023	0,955	1,045	38,2	41,8
Out	1,006	0,019	0,968	1,044	38,7	41,8
Nov	1,014	0,019	0,976	1,053	39,0	42,1
Dez	1,000	0,017	0,966	1,035	38,6	41,4

Fontes dos dados mensais : EPE e ANEEL. Cálculos no período 1975-2019. ^a
Intervalos com 5 % de significância. ^b Média de 2019.

⁶ Coase, Ronald, “The marginal cost controversy”, *Economica*, vol.13, 1946, pp.169-189.

Figura 2
Consumo total de eletricidade, em MWh milhões



A utilização de tarifas com base nos custos marginais encontra dificuldades de implantação. No sistema integrado do Brasil, quando o limite de capacidade nas hidroelétricas é atingido, entram em operação as geradoras por combustível fóssil com custo marginal mais elevado⁷ e a tarifa aumenta com base na média dos custos do sistema. O correto seria a tarifa estabelecida pelo custo marginal das operadoras com custo marginal mais elevado acrescido do valor necessário para a expansão da capacidade.

Além disto, no Brasil a tarifação da energia elétrica é dividida em “bandeiras” por faixa de consumo: verde, amarela e vermelha), e baseada no consumo total do usuário, independentemente se o maior ou menor consumo

⁷ No Brasil, as geradoras a combustível fóssil são complementares às hidroelétricas. As externalidades devem ser tratadas e computadas de forma diferente no projeto. No caso das hidroelétricas (base do sistema e geradoras de energia limpa), as externalidades ambientais e culturais são identificadas e computadas nos custos da implantação. A operação da hidroelétrica não gera novas externalidades. No caso de uma geradora a combustível fóssil, as externalidades são modestas na implantação, mas surgem com a poluição quando entra em operação.

ocorreu nas horas de pico ou de ociosidade do sistema. É uma tarifação sub-ótima que sub-remunera as operadoras e gera perdas sociais por não considerar o custo de oportunidade dos fatores de produção. Outra perda de receita decorre da chamada tarifa “social”, que subsidia os consumidores de baixa renda> Sem contar com as ligações clandestinas (os “gatos”) que leva as distribuidoras a aumentar as tarifas dos pagantes honestos para compensar as perdas. Ora, o subsídio na tarifa social faz parte de um programa de distribuição de renda, que deve ser coberto pelo Tesouro Nacional e não ficar às custas da receita do sistema de geração/distribuição de eletricidade. E as ligações clandestinas devem ser tratadas como crime.

2 – PRINCÍPIOS PARA A TARIFICAÇÃO MARGINAL

A tarifa baseada no custo marginal deve atender cinco critérios:⁸

- Eficiência alocativa : os consumidores dos serviços de utilidade pública devem pagar pelas quantidades consumidas com tarifas que representam efetivamente os custos marginais de produção. A tarifação marginal fornece à sociedade a informação dos custos de oportunidade dos recursos utilizados na geração do produto,
- Solvência financeira do sistema : a tarifa cobrada deve ser suficiente para cobrir os custos e garantir a continuidade e a expansão da oferta dos serviços,
- Transparência e plena informação : o valor da tarifa deve ser baseado em bons fundamentos econômicos, e os critérios devem ser de pleno conhecimento dos consumidores para que possam estabelecer previamente seus planos de consumo. Por exemplo, no caso da energia

⁸ Marsden Jacob Associates, Estimation of long run marginal cost (LRMC), preparado para Queensland Competition Authority, Victoria, Austrália, novembro de 2004

elétrica, a conta dos serviços (geralmente em base mensal) é conhecida apenas após o consumo, ao contrário de uma roupa com custo conhecido no momento (ou antes) da compra. O consumidor pode escolher a loja com base no preço, qualidade, formas de pagamento etc. para a compra da roupa; é um mercado competitivo. Mas os serviços de utilidade pública operam na forma de monopólios técnicos, sem alternativas no curto prazo para os usuários,

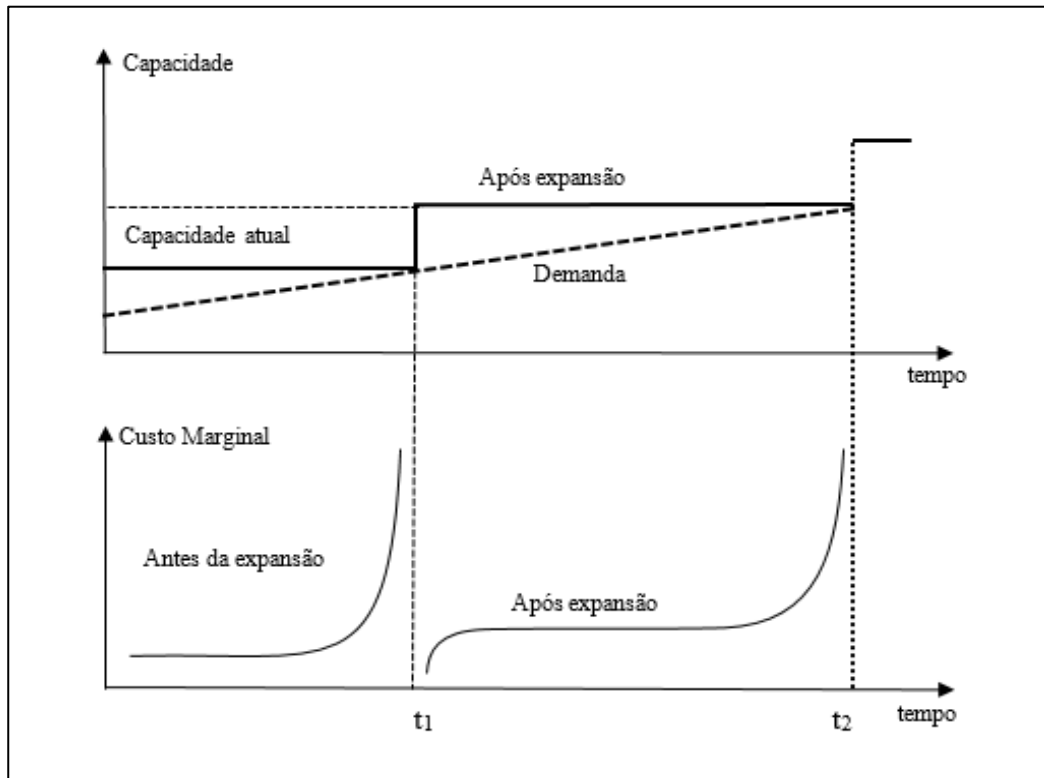
- Estabilidade do valor da tarifa : o valor da tarifa não deve oscilar ao longo do tempo, para não causar transtornos e desrespeito ao consumidor e não gerar flutuações no faturamento do produtor do serviço, e
- Flexibilidade na tarifação : o sistema de tarifação deve ser flexível com metodologia plenamente divulgada e de conhecimento do usuário, que permita a revisão de valores em resposta a eventos fortuitos.

Os custos marginais podem ser estimados em dois horizontes : a curto e a longo prazo. As diferenças estão na abrangência dos itens considerados e na capacidade da empresa em ajustar o processo de produção para minimizar os custos. O custo marginal de curto prazo considera como dado a escala e capacidade de produção, e o de longo prazo, a possibilidade de novos investimentos e ajustes operacionais para aumento da capacidade.

A Figura 3 retrata as mudanças no custo marginal de curto prazo de uma empresa operando num setor regulado, por exemplo na geração de energia elétrica. Antes da expansão do sistema, quando existe excesso de capacidade, o custo marginal é constante e pequeno até se aproximar do limite da capacidade, quando cresce até ficar vertical em t_1 . Com o aumento da capacidade em t_1 , o custo marginal cai e aumenta com a exaustão do sistema em t_2 , quando surge a necessidade de nova expansão, e assim por diante. Por

consequência, a tarifa marginal baseada no custo marginal de curto prazo sofre oscilações que conflita com o quarto princípio.⁹

Figura 3
Mudanças nos custos marginais de curto prazo



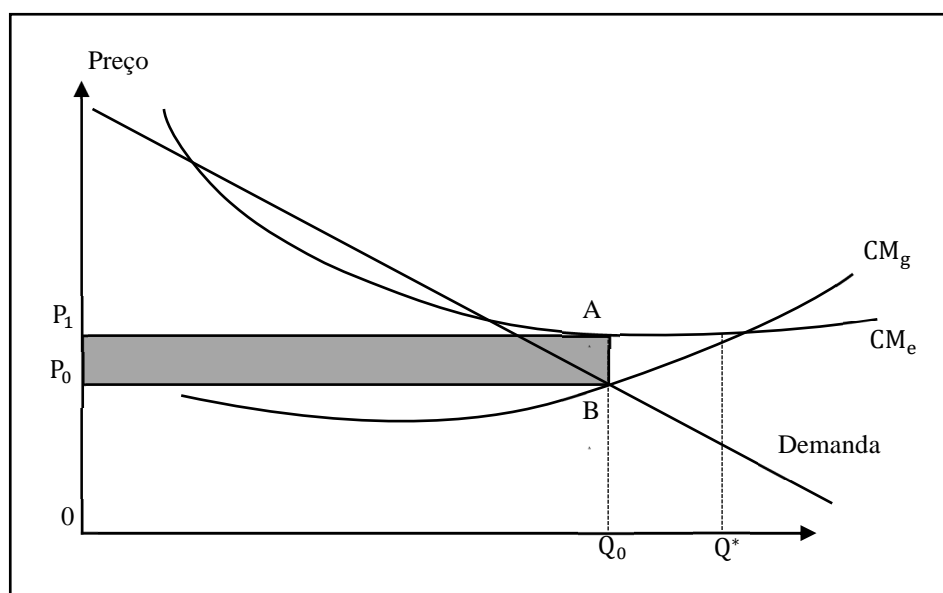
A Figura 4 apresenta mais detalhes. Na tarifa P_0 e quantidade consumida Q_0 , a empresa tem o prejuízo da área cinza P_0P_1AB , mas opera com eficiência técnica. Como a demanda não permite preço maior para a quantidade Q_0 , a empresa assume o prejuízo. Com uma demanda maior que Q^* , a tarifa P_1 já cobriria os custos e com eficiência.

A tarifação pelo custo marginal de longo prazo compreende o custo marginal de operação CMO, de curto prazo, mais o custo marginal de

⁹ Ver Turvey, Ralph, "Marginal cost", *Economic Journal*, vol.79, 1969, pp.282-299, e Mann, Patrick C.; Robert J. Saunders e Jeremy J. Warford, "A note on capital indivisibility and the definition of marginal cost", *Water resources research*, vol.16, no.3, junho de 1980, pp.602-604.

ampliação da capacidade CMC, de longo prazo.¹⁰ O custo marginal de operação, é o mais simples de calcular, com itens bem identificados, e similar ao custo marginal de curto prazo CM_g . No caso de hidroelétricas, este custo é praticamente nulo, pois a operação do sistema utiliza os mesmos fatores fixos (inclusive pessoa de manutenção, segurança, etc.). Nas termoelétricas movidas a combustível fóssil, a maior despesa é com o consumo de combustível, quando a geradora está em funcionamento.

Figura 4
Produção abaixo da eficiência técnica mínima



O componente da tarifa para cobrir os custos de investimento da expansão da capacidade é mais complexo de calcular e sujeito a interpretações. Quanto menor a capacidade ociosa do sistema de geração de energia, menor pode ser este componente, mas quando o consumo se aproxima dos limites da geração, este componente da tarifa deve aumentar para viabilizar a expansão por novos

¹⁰ Marsden Jacob, *op.cit.* é uma boa referência didática.

investimentos. Turvey¹¹ sugere dividir o valor presente dos custos de implantação da nova planta pelo acréscimo da quantidade demandada do serviço. No caso de uma hidroelétrica, seria o custo total da implantação do projeto (obras de barragens, canais, turbinas, central de distribuição etc.) dividido pelo KWh gerado pela nova planta. Se for uma termoelétrica ou usina nuclear, os itens de custo de implantação são similares e o denominador seria o KWh produzido durante o período de operação da planta. É uma sugestão pouco defensável teoricamente, mas, pela simplicidade de cálculo, tem adeptos.

Calculados os custos dos investimentos fixos $InvX$ para ampliação (ou seja, um conceito marginal), o componente de longo prazo da tarifa $CXMg$ pode ser estimado por,

$$CXMg = \frac{InvX}{Q^{Max} - Q} \quad (1)$$

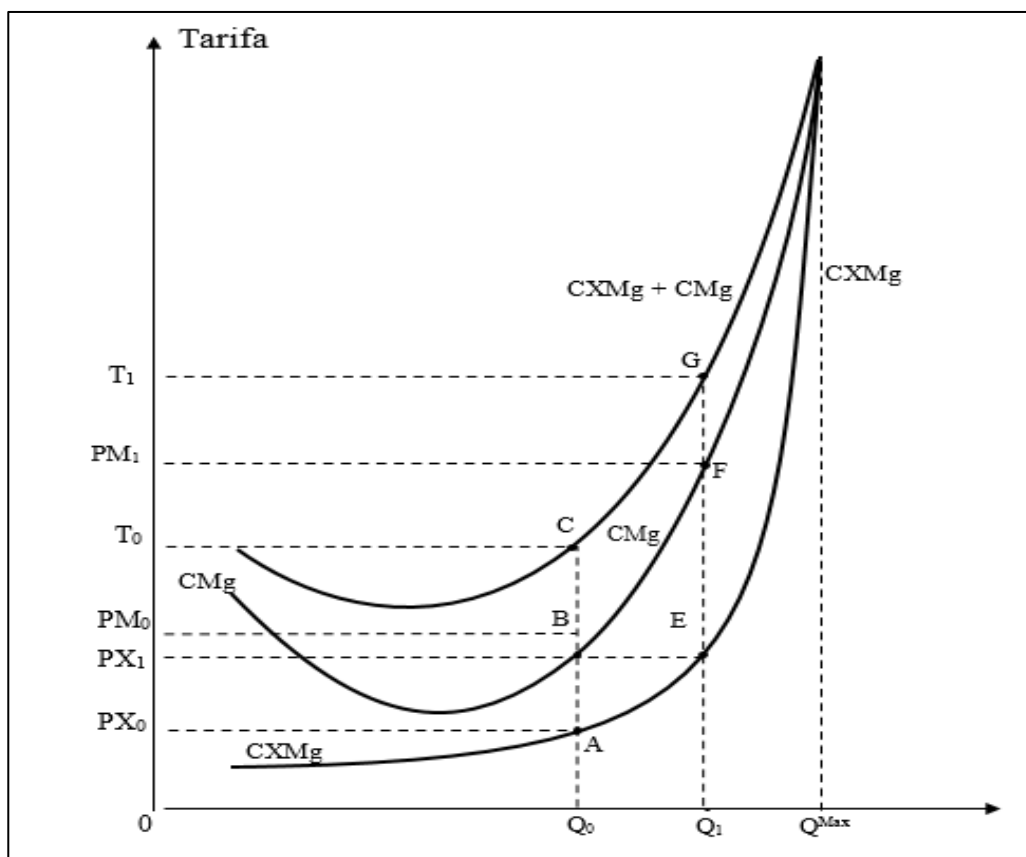
onde Q^{Max} representa a capacidade máxima do sistema; Q , o consumo marginal previsto de energia com a expansão, e o denominador $(Q^{Max} - Q)$ mede simplesmente a capacidade ociosa. Logo após a expansão, o consumo adicional Q é pequeno e o componente da tarifa, o valor médio de investimento por KWh. Com a exaustão da capacidade ociosa, nas horas de pico, o denominador diminui e o componente $CXMg$ aumenta.

A Figura 5 mostra a composição da tarifa marginal compreendendo o custo marginal de operação, de curto prazo, e o custo de ampliação, de longo prazo. A capacidade máxima com a ampliação é Q^{Max} . Na quantidade consumida Q_0 - por suposição, um baixo consumo e com grande ociosidade na capacidade de geração -, o componente marginal da ampliação é P_{X0} ; o custo marginal, P_{M0} ,

¹¹ Turvey, Ralph, "What are marginal costs and how to estimate them", Land economics, vol.71, no.4, 1976, pp.158-168, e Turvey, Ralph, Optimal pricing and investment in electricity supply, (Londres, George Allen and Unwin, 1968)

e T_0 , a tarifa marginal total. Com o consumo maior Q_1 , numa faixa de menor ociosidade do sistema, os valores aumentam, para P_{X1} , P_{M1} , e T_1 , respectivamente.

Figura 5
Tarifa marginal em dois componentes



Um segundo método, denominado “custo incremental marginal de investimento” CIM, é calculado pela diferença entre o valor presente do custo de implantação do sistema considerando a demanda prevista e o valor presente do sistema para uma demanda maior, dividida pelo acréscimo da demanda considerado. Este método é sugerido pelo Banco Mundial para os projetos de recursos hídricos.¹²

¹² Saunders, R.J. ; Jeremy J. Warford e Patrick C. Mann, “Alternative concepts of marginal cost for public utility pricing: problems of application in water supply sector”, World Bank Staff Working Paper no. 259, 1977.

Existem outros métodos baseados em aproximações.¹³ O importante é que a tarifa marginal incorpore o custo marginal de curto prazo que se ajusta com as pressões da demanda e um componente que remunere os custos de investimento para ampliação da oferta.

3 – MEDINDO OS CUSTOS DE OPORTUNIDADE

Vamos usar como exemplo o caso de geração de energia elétrica. O valor da tarifa pelo critério do custo social marginal depende de : (1) a fonte utilizada para a geração e (2) a escala do sistema. Vimos que quando a geração de energia é baseada em hidroelétricas — principal fonte utilizada no Brasil — o custo marginal social por kwh é (praticamente) nulo nos períodos fora do pico de consumo, e positivo e crescente ao se aproximar do limite da capacidade.¹⁴

Nos períodos de "pico", a tarifa marginal por kwh deve compreender os custos marginais (praticamente nulos) mais um valor que permita cobrir os custos fixos da ampliação da capacidade do sistema. A curva típica aproximada de custo marginal social da oferta de energia teria o formato OCS na Figura 6. Fora dos períodos de ociosidade total (onde a curva de oferta é horizontal), se a produção de bem consome 100 kwh de eletricidade, um outro produto que também utiliza energia como insumo tem seu custo afetado pela tarifa maior, o que gera uma perda para a economia.

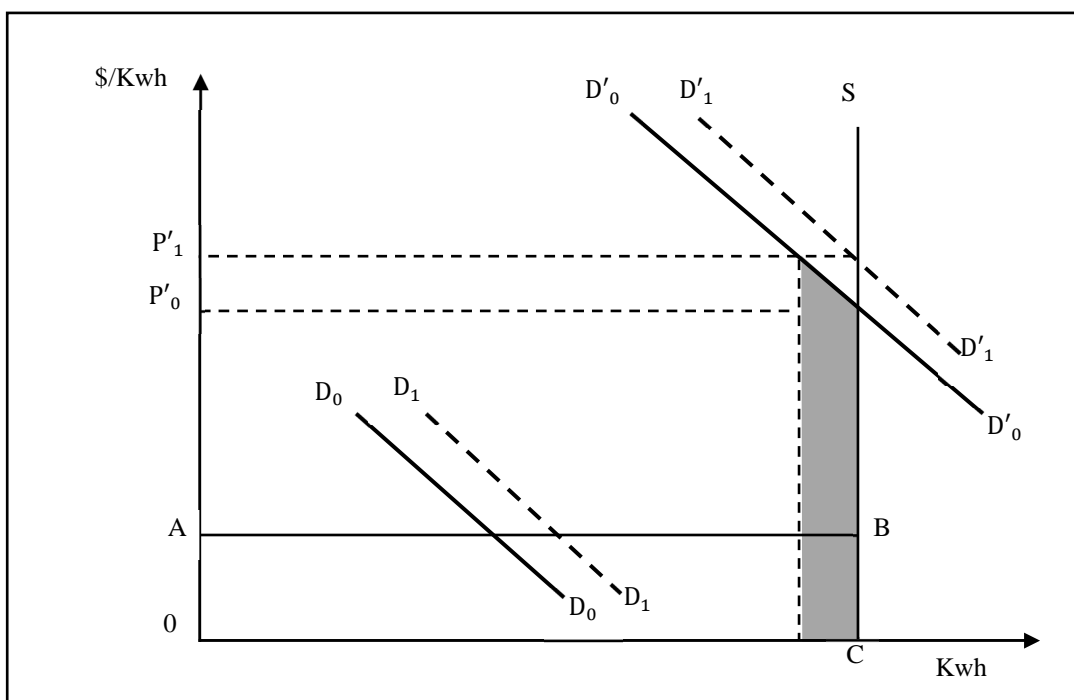
Quando um sistema baseado em hidroelétricas opera com capacidade ociosa, a energia gerada tem custo marginal nulo para a sociedade. Afinal, a água que movimentava as turbinas seria perdida de qualquer forma e nenhum outro

¹³ Ver Marsden Jacob, *op.cit.*

¹⁴ Little e Mirrlees. *op. cit.*, Cap. 8, e Harberger, Arnold C. e Andreatta, N., “A note on the economic principles of electricity pricing”, *Applied Economic Papers*, p. 37-54, março de 1963. Harberger, A. C., “Marginal cost pricing and social investment criteria for electricity undertaking”, *Project evaluation: collected papers*. Chicago : Markham, 1972.

uso deixa de ser atendido. Logo, se a eletricidade é abundante, como no segmento OC, um projeto que aumenta a demanda por energia de D_0D_0 para D_1D_1 gera o custo alternativo nulo – nenhuma outra produção foi perdida - e o preço social da energia elétrica deve ser zero. As empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica cobram uma tarifa positiva, mesmo nos períodos de capacidade ociosa, mas este é um custo privado e não social. As tarifas de energia elétrica no Brasil são diferenciadas por classes de consumidores (residências, indústrias etc.) e baseadas em critérios que não levam em conta os custos marginais de geração e distribuição.

Figura 6
Custo social da eletricidade.

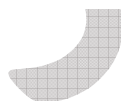


Por outro lado, se o projeto vai operar durante as horas de "pico" de consumo, quando a oferta de eletricidade é completamente inelástica, como no segmento vertical CS , o consumo adicional do projeto de $D'_0D'_0$ para $D'_1D'_1$

implicará em perda em outras atividades. Neste caso, a tarifa social será igual ao valor do benefício sacrificado aproximado por P^1_0 .

Para outras fontes de geração de eletricidade, como termoelétricas movidas a óleo ou carvão, existe um custo para a sociedade, mesmo durante as horas em que o sistema opera com ociosidade. Se estes combustíveis são importados, o custo marginal social por kwh gerado deve levar em conta a taxa social de câmbio, tema já discutido em outro capítulo. No pico do consumo, o custo social é mais elevado e corresponde ao sacrifício imposto a outras atividades P^1_0 . A curva de custo marginal teria, neste caso, o formato ABS.

Ora, os sistemas modernos são mistos e interligados, compreendendo várias fontes de geração; hidroelétricas, hidroelétricas com reservatórios, termoelétricas a óleo, carvão, nucleares, movimentos do mar, ventos, energia solar, biomassa etc. Num país como o Brasil, as alternativas de geração são múltiplas, com a construção de usinas baseadas em fontes diferentes. Qual a tarifa que deve prevalecer ? De qual usina específica? Num sistema interligado, desaparece o sentido procurar qual o tipo de geração que vai atender à demanda. Não há como fugir do cálculo da tarifa marginal baseada na média ponderada dos custos marginais sociais dos novos projetos de expansão da capacidade. Ou seja, o critério de tarifação marginal deve esquecer os custos médios do sistema já instalado e em operação.



REFERÊNCIAS

- Andrade, Thompson e Waldir J. A. Lobão, “Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil”, Texto para discussão no. 489, IPEA, Rio de Janeiro, junho de 1997
- Arnott, Richard J., Mackinnon, James G., “Market and shadow land rents with congestion.” American Economic Review, vol. 68, setembro de 1978, pp. 58-66
- CEPAL, Manual on economic development projects. New York: CEPAL/ONU, 1958.
- Coase, Ronald, “The marginal cost controversy”, Economica, vol.13, no.51, agosto de 1946, pp.169-189.
- Dantas, Fabiano da Costa; Edward Martins Costa e Jorge Luiz Mariano da Silva, “Elasticidade-preço e renda da demanda por energia elétrica nas regiões brasileiras: uma abordagem através de painel dinâmico”, Revista de Economia, vol.43, no.3, setembro/dezembro de 2016
- Harberger, A. C. “Marginal cost pricing and social investment criteria for electricity undertaking”. Project evaluation: collected papers. Chicago : Markham, 1972.
- Harberger, A. C. (org.). Project Evaluation: Collected Papers. Chicago, Markham, 1972.
- Harberger, A. C. “Marginal Cost Pricing and Social Investment, Criteria for Electricity Undertaking” em Harberger, A. C. (org.). Project Evaluation: Collected Papers
- Harberger, Arnold C. e N. Andreatta. “A Note on the Economic Principles of Electricity Pricing”. Applied Economic Papers, março de 1963, pp. 37-54
- Harberger, A.C. e Jenkins, Glenn (orgs), Cost-benefit analysis, International Library of Critical Writings in Economics, 2002

- Kahn, Alfred, The economics of regulation: principles and institutions, Massachusetts Institute of Technology, 1970 (vol.1) e 1971 (vol.2), reeditados em 1988
- Little, I. M. D. e J. A. Mirrlees. Project Appraisal and Planning for Developing Countries. Londres, Heinemann Educational Books, 1974.
- Little, I. M. D. e J. A. Mirrlees, Manual of industrial project analysis in developing countries. Paris: OECD, 1969, publicado em português como Manual de Análise de Projetos Industriais. São Paulo, Atlas, 1975.
- Mann, Patrick C. e Donald L. Schlenger, “Marginal cost and seasonal pricing of water service”, Journal of the American Water Works Association, vol. 74, no. 1, janeiro de 1982, pp. 6-11
- Mann, Patrick C.; Robert J. Saunders e Jeremy J. Warford, “A note on capital indivisibility and the definition of marginal cost”, Water resources research, vol.16, no.3, junho de 1980, pp.602-604
- Marsden Jacob Associates, Estimation of long run marginal cost (LRMC), preparado para Queensland Competition Authority, Victoria, Australia, novembro de 2004
- Modiano, Eduardo M., “Elasticidade-renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil”, Texto para discussão no. 68, PUC, Departamento de Economia, maio de 1984
- Nelson, James R. “Marginal cost pricing: a form of price discrimination?”, Transportation Journal, vol. 8, no. 4, 1969, pp. 5-15
- Saunders, R.J. ; Jeremy J. Warford e Patrick C. Mann, “Alternative concepts of marginal cost for public utility pricing: problems of application in water supply sector”, World Bank Staff Working Paper no. 259, 1977.

Schmidt, Cristiane Alkmin Junqueira e Marcos A.M. Lima, “A demanda por energia elétrica no Brasil”, Revista Brasileira de Economia, vol.58, no.1, janeiro-março de 2004, pp.67-99

Turvey, Ralph, Optimal pricing and investment in electricity supply, (Londres, George Allen and Unwin, 1968)

Turvey, Ralph, “Marginal cost”, Economic Journal, vol.79, 1969, pp.282-299

Turvey, Ralph, “What are marginal costs and how to estimate them”, Land economics, vol.71, no.4, 1976, pp.158-168

SILCOON

A empresa de consultoria **SILCON** Estudos Econômicos/C.R.Contador & Associados produz quatro séries de textos :

1 - Carta Mensal Cenários & Previsões, com análise de temas conjunturais e efeitos nos cenários macroeconômicos.

2 – Boletim trimestral O que dizem os indicadores antecedentes da SILCON, com previsões de variáveis macroeconômicas e setoriais importantes baseadas na técnica de indicadores antecedentes. Disponível apenas aos clientes da SILCON. Divulgado nos meses março, junho, setembro e dezembro.

3 – Carta Setorial com análise da conjuntura e previsões para setores importantes, com periodicidade trimestral. A primeira série é a Carta Setorial dos Mercados de Seguros e Previdência. Disponível apenas aos clientes da SILCON. Divulgado em janeiro, abril, julho e outubro

4 - Relatórios SILCON (RS), com pesquisas sobre temas diversos, elaboradas pela equipe da Consultoria e consultores convidados. Alguns relatórios são distribuídos de forma reservada, apenas para os clientes da SILCON e cadastrados. A lista parcial dos relatórios está reproduzida a seguir.

RS040 - “Insolvências: acompanhamento e previsão”, fevereiro de 1999

RS041 - “Uma contribuição à história do seguro no Brasil”, outubro de 1999

RS042 - “Mercado de Capitalização: o resgate da história e os cenários futuros”, novembro de 1999

RS043 – “A Indústria de TV por assinatura: os fatores de demanda e as perspectivas no Brasil”, dezembro de 1999

RS044 - “Previsão com Indicadores Antecedentes”, janeiro de 2000

RS045 - “Eficiência, produtividade e tecnologia: avaliação do desempenho de empresas”, março de 2000

RS046 - “Metas inflacionárias e política econômica: o emprego de indicadores antecedentes”, abril de 2000, apresentado como “Inflation targeting and leading indicators: some notes”, Seminário One Year of Inflation Targeting, Rio de Janeiro, 10-11 de julho de 2000, Banco Central do Brasil.

- RS047 - “Indicadores antecedentes: uma bibliografia básica”, primeira versão, abril de 2000
- RS048 - “Economic activity in 2001: what the leading indicators forecast”, novembro de 2000, apresentado no “Seminário sobre Indicadores antecedentes”, IPEA/OECD/CEPAL, Rio de Janeiro, 4-5 de dezembro de 2000.
- RS049 - “Identificação e seleção de variáveis na montagem de indicadores antecedentes”, fevereiro de 2001
- RS050 - “Cenários macroeconômicos 2001-02: efeitos da restrição energética”, junho de 2001
- RS051 - “Financing economic growth in Brazil: challenges and opportunities”, agosto de 2003, publicado como “O financiamento da retomada: desafios e oportunidades”, em Dias Leite, Antônio e João Paulo dos Reis Velloso (eds), O novo governo e os desafios do desenvolvimento, (Rio de Janeiro, Jose Olympio Editora, 2002).
- RS052 - “Mercado de embalagens e atividade econômica: um sistema de indicadores antecedentes”, dezembro de 2005
- RS053 - “A conjuntura pós-eleição : o que dizem os indicadores antecedentes”, setembro de 2006
- RS054 - “Juros e atividade econômica: evidências empíricas para reflexão”, fevereiro de 2007, publicado em Carta Mensal CNC, vol.53, no. 627, junho de 2007, pp.29-43
- RS055 - “Ambiente macroeconômico no início do segundo mandato : os anos 2007-2008”, março de 2007
- RS056 - “Ambiente macroeconômico e a Construção Civil: os anos 2007-2008”, março de 2007, apresentado no III Seminário “A economia Brasileira e a construção civil”, SINDUSCON, Recife, Pernambuco, março de 2002.
- RS057 - “O futuro ao passado pertence”, outubro de 2007
- RS058 - “O horizonte da política monetária”, outubro de 2007, publicado em Conjuntura Econômica, vol. 61, no.10, outubro de 2007
- RS059 - “Sistema de indicadores antecedentes para o setor de turismo: fluxo de passageiros do transporte aéreo - Pesquisa Descrição de perfis e dinâmica da oferta e demanda de serviços turísticos”, Ministério do Turismo, dezembro de 2006
- RS060 - “Potencial de consumo de mercados regionais”, agosto de 2002
- RS061 - “Atividade e inflação: o que esperar da política de juros”, julho de 2005, publicado em Carta Mensal CNC, vol. 51, agosto 2005, no.605, pp. 31-45

- RS062 - “Previdência e capitalização: previsão com indicadores antecedentes”, maio de 2005
- RS063 - “Eficiência das operadoras de Planos de Saúde”, setembro de 2008
- RS064 - “2010-2013 : is the worst over?”, março de 2010
- RS065 - “Mercados de seguro no Brasil: simulando cenários para o planejamento estratégico” agosto de 2010.
- RS066 - “A crise acabou ? E quem paga a conta?”, setembro de 2011, publicado em Carta Mensal CNC, no. 682, janeiro de 2012, pp.42-62, reimpresso em Mello e Souza, Nelson (org.), Contribuições para o pensamento brasileiro: Economia (CNC, 2014), pp.80-105
- RS067 - “A fraude no seguro: aspectos econômicos”, outubro de 2011, publicado em RBRS – Revista Brasileira de Risco e Seguro, vol. 7, no. 13, abril/setembro de 2011, pp. 67-104.
- RS068 - “Expansão do mercado de seguros, risco e retorno de carteiras”, setembro de 2012
- RS069 - “O efeito dos investimentos em marketing nos resultados das empresas”, outubro de 2012, parceria com NB Consulting Group
- RS070 - “Seguro e meio ambiente”, outubro de 2012
- RS071 - “O meio ambiente na avaliação de projetos”, novembro de 2012.
- RS072 - “Impactos tributários de grandes projetos: metodologia para quantificação dos efeitos diretos e indiretos”, janeiro de 2013
- RS073 - “As crises e seus atores: tópicos”, setembro de 2013
- RS074 - “Cronologia das reversões e os conceitos de ciclo”, novembro de 2013
- RS075 - “Avaliação de empresas e critérios para ordenação do desempenho”, fevereiro de 2014
- RS076 - “Indicadores coincidentes para atividade econômica dos estados”, julho de 2014, apresentado em Seminários DIMAC 457, IPEA, Rio de Janeiro, 25 de março de 2015
- RS077 - “Reinsurance in Brazil : challenges and opportunities of the opening of the market”, setembro de 2014, preparado para o CEBRI - Brazilian Center for International Relations, Rio de Janeiro. Publicado em RBRSi – Revista Brasileira de Risco e Seguro Internacional, vol. 10, no. 18, abril 2014-março 2015, pp.1-48. Versão em Português “Resseguro no Brasil: desafios e oportunidades da abertura”.
- RS078 - “A atual conjuntura: a Economia segundo Stanislaw Ponte Preta”, abril de 2015, apresentado no Conselho de Economia, Sociologia e Política, Fede-

ração do Comércio do Estado de São Paulo e dos Conselhos Regionais do SESC e SENAC, São Paulo, 9 de abril de 2015

RS079 - “Números da história: o caso da América Latina”, maio de 2016, publicado em História e Economia (Instituto BBS), vol.16, no.1, 1º semestre de 2016, pp.15-86

RS080 - “Previsão e simulação de cenários : aplicações nos mercados de seguro”, junho de 2016

RS081 - “Humores do mercado e a gestão dos negócios : o uso de indicadores antecedentes”, setembro de 2016

RS082 - “Juros mais uma vez! E com emoção”, agosto de 2017

RS083 - “Sistema de acompanhamento e previsão da atividade de turismo – IAC Brasil”, setembro de 2017

RS084 – “Atributos para adesão da agricultura familiar ao PNAE – Programa Nacional de Alimentação Escolar”, outubro de 2019

RS085 – “O uso da agricultura familiar na alimentação escolar : o caso do Rio de Janeiro”, novembro de 2019

RS086 - “Concentração, concorrência e contestação nos mercados de seguros : Parte I - Diagnóstico”, março de 2020

RS087 - “Concentração e concorrência no seguro rural: um diagnóstico”, abril de 2020

RS088 - “A taxa de retorno do capital no Brasil: revisitando o tema”, agosto de 2020

Relatórios não numerados :

- “Previsão de insolvência das empresas brasileiras de transporte aéreo”, preparado para ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil, setembro/outubro de 2009.
- “O mercado de cola de fibrina: análise do mercado potencial e aspectos regulatórios”, junho de 2011.