

6

O Modelo de Regulação do Setor Elétrico no Brasil e a Proposta para Cálculo do Fator X

6.1.

Introdução

O regime por preço máximo (*price cap*) foi o estabelecido para ser usado para regular o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Como visto no capítulo 2, na regulação por *price cap*, popularizada no contexto da regulação a partir dos anos 80 com o seu uso no Reino Unido, é imposto um preço limite que o distribuidor pode cobrar de seus consumidores, revisto periodicamente levando em conta a inflação e descontando uma componente de produtividade geralmente designada por fator X.

Uma característica importante deste regime de regulação é que uma mudança em custos operacionais não necessariamente resultará em uma mudança da tarifa (Bernstein e Sappington, 1998). Por outro lado, pelo fato do preço teto ser fixado para um dado período de tempo, as empresas têm um incentivo para cortar seus custos e produzir mais eficientemente dado que, durante este período, elas poderão manter os lucros adicionais que resultem de reduções de custos que conseguirem realizar até à próxima revisão. Existem, porém, algumas desvantagens potenciais deste tipo de regulação, que importa atender ao fixar o preço máximo. Se este teto é fixado muito baixo, a empresa regulada pode ver desequilibrada a sua situação econômico-financeira, enquanto que, se for fixado muito alto, os lucros serão excessivos, em prejuízo dos consumidores. Além disso, existe o risco de a revisão do preço teto poder encorajar algum tipo de comportamento estratégico por parte das empresas reguladas, temendo que eventuais ganhos de produtividade venham a se refletir no futuro em menores aumentos tarifários (cf. Freixas et al., 1985; Weitzman, 1980).

O regime de regulação por incentivos busca alinhar os preços de um monopólio regulado – no caso, a atividade de distribuição de energia elétrica – com custos eficientes e remuneração adequada sobre investimentos incorridos

prudentemente. A premissa distintiva do regime de regulação por incentivos é que as tarifas devem ser revistas menos frequentemente do que tem sido a norma na regulação com base no custo do serviço. O intervalo de regulação mais longo proporciona à concessionária oportunidade para aumentar seus benefícios mediante medidas de redução de custos e ganhos de eficiência, os quais são repassados aos consumidores em intervalos previamente determinados, no momento da revisão tarifária. Na revisão, as novas tarifas são então definidas com base em custos eficientes, revertendo, apenas nesse momento, para a regulação pelo custo do serviço.

Nos termos do regime tarifário aplicado no Brasil a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A parcela “A” envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes. A parcela “B” compreende o valor remanescente da receita, envolvendo os ditos “custos gerenciáveis”, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária – ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros).

O contrato de concessão determina que o reajuste tarifário anual é calculado através de fórmula que assegura o repasse integral (*pass through*), nas datas de reajuste, das variações anuais de custos observadas na parcela “A”. Já a parcela “B”, na data de reajuste anual, é reajustada pelo IGP-M, com vistas à sua atualização monetária, sendo que o referido índice de preços é ajustado por um fator “X”, determinado pela ANEEL na revisão tarifária periódica. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas surge como parcela residual de receita, resultante da redução dos custos de operação com tarifas constantes em termos reais.

Tem-se então a seguinte equação para o reajuste tarifário:

$$IRT = \frac{VPA + VPB \cdot (IVI - X)}{RA} \quad (6.1)$$

onde:

RA = receita do período de referência;

VPA = custos operacionais não gerenciáveis (energia comprada e encargos tarifários);

VPB = custos operacionais gerenciáveis (custos, depreciação, capital próprio, capital de terceiros, PIS/PASEP/COFINS, impostos);

IVI = índice que reajusta os preços no mercado regulado (IGPM).

Vê-se que as parcelas componentes da receita são conhecidas como VPA, que contempla os custos operacionais não gerenciáveis e VPB, referente aos custos operacionais gerenciáveis pelo concessionário. Os custos incidentes sobre a primeira parcela (VPA) são repassados integralmente às tarifas, enquanto que sobre a parcela (VPB) aplica-se o IVI subtraído de um fator de produtividade (Fator X)¹⁴.

No regime de regulação por incentivos, tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação cobertos pela Parcela B da receita ao longo do período anterior à revisão tarifária, uma vez que menores custos para um mesmo nível real de tarifas, implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital.

Segundo Resolução Normativa No. 55 de 05/04/2004 publicada em 06/04/2004 pela ANEEL e que estabelece a metodologia de cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, o Fator X tal que $(IGPM - X)$ é aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do tarifário:

A ANEEL, nesta mesma resolução, estabelece, no artigo 2, que o Fator X será estabelecido em função dos seguintes componentes:

I – componente X_e que reflete os ganhos de produtividade esperados derivados da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

¹⁴ A regra para a correção dos preços no Brasil diz que no período que antecede a primeira revisão periódica, o Fator X tem valor igual a zero. Isto funcionou como uma forma de incentivo à entrada do capital privado no setor elétrico.

II – componente X_c que reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor– IASC; e

III – componente X_a que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para o componente mão-de-obra da Parcela B da concessionária.

Esta tese apresenta, com base na pesquisa bibliográfica realizada e apresentada nos capítulos 2 e 3, e também em trabalho realizado pela PUC-RJ para a ANEEL em 2002, uma forma alternativa¹⁵ de se calcular o fator X. Ressalta-se, porém, que um dos focos da tese é propor uma metodologia para se calcular parte deste fator X, o que será apresentado nas seções a seguir.

6.2. O Fator X

O Fator X, resumidamente, é um “fator de produtividade” que deve considerar:

(i) a combinação dos elementos relativos à necessidade da concessionária de obter cobertura suficiente para cumprir com o fornecimento dos serviços a um nível de qualidade adequado (ou seja, manutenção do equilíbrio econômico-financeiro);

(ii) o crescimento dinâmico do segmento regulado e da economia como um todo; e

(iii) evitar prática abusiva de preços, assegurando o compartilhamento dos ganhos de produtividade entre os agentes.

Apesar de existirem muitas propostas metodológicas para a fixação do Fator X, duas abordagens são tidas como as principais (mais utilizadas): o modelo americano e o modelo britânico. O modelo americano foi a base para o modelo MPAX da NT 097/2001. A vertente americana está baseada no cálculo da função de produtividade total dos fatores (PTF) e na evolução dos preços do mercado amplo, medido pela variação da inflação no varejo. Esta abordagem é

¹⁵ Ressalta-se que a forma proposta é bem diferente da utilizada pela ANEEL atualmente e que usa a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) baseado na Empresa Modelo (ver Resolução Normativa No. 55 da ANEEL).

mundialmente conhecida como modelo Bernstein & Sappington e tem sido aplicada em muitas jurisdições, com maior utilização nos Estados Unidos. Entretanto esta é uma abordagem de aproximação preliminar dado que define o Fator X para um determinado setor regulado usando como *benchmark* a economia como um todo. Requer ainda outras análises mais específicas para determinar diferenciais de ganhos de produtividade para diferentes empresas dentro do setor regulado (considerando-se aspectos relativos à qualidade dos serviços e do atendimento). No modelo americano, dentre outros, o tratamento da qualidade, por exemplo, está colocado como uma variável exógena ao modelo e deve ser monitorada por intermédio de penalidades.

Feitas estas considerações e baseando-se em trabalho executado pela PUC-RJ para a ANEEL em 2002, a **fórmula geral**¹⁶ para cálculo do Fator X que se propõe é a seguinte:

$$X = X^E + X^O \quad (6.2)$$

onde:

X^O = eficiência operacional

X^E = eficiência econômica

X = valor a ser somado/subtraído do índice geral de preços IGP-M

Tendo:

$$X^E = (\Delta IGPM - \Delta IPR) + (\Delta PTF^S - \Delta PTF^E) \quad (6.3)$$

onde:

$\Delta IGPM$ = variação do IGP-M

ΔIPR = variação do Índice de Preços do Setor Regulado

ΔPTF^S = variação da Produtividade Total dos Fatores do Setor Elétrico

ΔPTF^E = variação da Produtividade Total dos Fatores da Economia

A eficiência operacional relativa é um instrumento importante para o regulador, uma vez que diminui progressivamente a assimetria de informações. Empresas mais eficientes devem servir de referência a empresas menos eficientes. Isto é, fixa-se os esforços de produtividade com base na *best practice*.

A **eficiência operacional** (X^O) representa os *savings* ou a taxa de produtividade que relaciona o nível do produto com o nível de recursos utilizados

¹⁶ A fórmula para o cálculo do Fator X de uma empresa específica será vista posteriormente.

na produção, a serem contabilizados (descontados) anualmente para o ajuste da empresa não eficiente, ao nível da empresa eficiente.

Dado que as firmas sob regulação não podem escolher o nível de produto (exógeno) eficiente, assim como não podem escolher os preços (que são tomados) deste produto. Portanto, a possibilidade de alcançar maiores níveis de produtividade está condicionada à minimização dos custos.

Na prática a determinação do coeficiente de eficiência técnica X^O deve ser uma taxa na qual a empresa ineficiente deve reduzir seus custos operacionais anualmente, até alcançar o nível de eficiência da empresa referência, dentro do seu grupo de similaridade. O cálculo da eficiência operacional X^O é obtido com a aplicação de metodologias que definem *benchmarks* de forma que se determine um *ranking* de eficiência das empresas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Neste *ranking*, por exemplo, as empresas eficientes teriam *score* (valor para X^O) igual a 1, decrescendo o *score* para empresas menos eficientes. Ressalta-se que uma proposta para cálculo da eficiência operacional faz também parte do escopo desta tese e será apresentada posteriormente (capítulo 7).

Em relação à **eficiência econômica (X^E)**, as variações de PTF são devidas a fatores de médio e longo prazo, como, por exemplo, as mudanças tecnológicas do setor. Dessa forma, o modelo de Eficiência Econômica, diferentemente do Operacional, ganha uma dimensão de ganhos de eficiência no médio e longo prazo em função de mudanças de natureza mais estrutural do setor.

A **PTF do setor** pode ser calculada pelo método da contabilidade do crescimento, ou *growth accounting*, segundo a seguinte fórmula:

$$PTF_i = \dot{Y}_i - \alpha \dot{L}_i - (1 - \alpha) \dot{K}_i \quad (6.4)$$

Onde¹⁷:

17 Em recente trabalho realizado pela PUC-Rio junto à ANEEL, foi proposto: o kWh da empresa como medida do produto da distribuidora, o homem-hora (Hh) como medida do trabalho e o ativo imobilizado (AI) da distribuidora como medida do capital. Isto é, a variação do fator capital seria calculada com base na estimativa de crescimento do valor real do Ativo Imobilizado da distribuidora. O produto teria por base o seu Valor Agregado (ou Adicionado), que é o resultado da diferença entre o Valor do Faturamento (ou Vendas) com a distribuição de energia e o valor dos Bens Intermediários (energia, materiais diversos, etc.) utilizados no processo de produção da distribuidora e comprados de outras empresas (ou unidades produtivas). A PTF_i deverá ser calculada a partir dos ativos físicos efetivamente necessários para a prestação do serviço, base pela qual se avalia a taxa de retorno.

\dot{Y}_i = variação estimada do produto da distribuidora i no período tarifário;

\dot{L}_i = variação estimada do fator trabalho da distribuidora i no período tarifário;

\dot{K}_i = variação estimada do fator capital da distribuidora i no período tarifário;

α = participação do fator trabalho (“*labor share*”) no valor adicionado da distribuidora i .

Obtém-se a PTF média para o setor por intermédio da seguinte fórmula:

$$PTF_s = \sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot PTF_i \quad (6.5)$$

Onde:

γ_i é o ponderador definido pelo número de consumidores da firma i em relação ao total do número de consumidores do segmento de distribuição de energia elétrica;

\dot{PTF}_i é variação da produtividade total dos fatores da distribuidora i , para i variando de 1 até n distribuidoras do segmento de distribuição de energia elétrica.

A PTF é aquela parcela de variação da produtividade que não pode ser explicada pelos fatores trabalho e capital. Leva-se em consideração o crescimento do produto relativamente aos fatores que agregam valor na produção.

$$\dot{PTF}_{eco} = \dot{Y}_{eco} - \alpha \dot{L}_{eco} - (1 - \alpha) \dot{K}_{eco} \quad (6.6)$$

sendo¹⁸:

\dot{Y}_{eco} = variação estimada do produto da economia no período tarifário;

\dot{L}_{eco} = variação estimada do fator trabalho da economia no período tarifário;

¹⁸ O mesmo trabalho realizado pela PUC-Rio sugere o PIB (Produto Interno Bruto) como medida do produto da economia, a PEA (População Economicamente Ativa) como medida do fator trabalho da economia e o Estoque de Capital (EC) como medida do fator capital da economia. Isto é, as variações do fator capital da economia seriam avaliadas a partir da atualização das estimativas do Estoque de Capital na Economia Nacional, feitas pela CNI (Confederação Nacional da Indústria) e pelo IPEA (Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas). Já a PEA (População Economicamente Ativa) é anualmente estimada pelo IBGE, com base na Pesquisa Nacional por Amostragem No Domicílio (PNAD).

\dot{K}_{eco} = variação estimada do fator capital da economia no período tarifário;
 α e $(1-\alpha)$ = proporções do trabalho e do capital, respectivamente.

Em relação ao **Índice de Reajustes de Preços dos Insumos Regulados (IPR)** diferentemente do que foi proposto na metodologia da NT097/2001, quando por falta de informações utilizou-se o IPCA como *proxy* para o crescimento dos preços dos insumos regulados, propõe-se a utilização da variação média efetiva dos custos operacionais, avaliados por intermédio de indicadores equivalentes. Para tal, faz-se necessário a discretização do custo operacional (OPEX)¹⁹, observado historicamente, para determinar a participação média relativa de cada item (pessoal, serviço de terceiros e materiais) na composição do custo operacional total. Esta participação determinará os pesos relativos médios de cada parcela considerada do OPEX. Além da discretização e da determinação dos pesos, cada item que compõe o OPEX deverá ser indexado a um índice (ou composição de índices) que melhor represente a variação dos preços destas contas (índice oficial), por exemplo INPC, IPCA, IGP-M, dentre outros. A sugestão de se utilizar um índice oficial se baseia na premissa de que estes índices são mais fáceis de acessar devido a sua divulgação continuada e a sua grande utilização na economia.

6.3. Cálculo do Fator X para uma Empresa Específica (j)

O cálculo individualizado que fixará o fator X de cada uma das concessionárias deverá levar em conta o ajuste intra setor e o ajuste entre o setor regulado e o não regulado (economia ampla), sendo ponderado pela relação entre o custo operacional e a parcela VPB (determinada no momento do reposicionamento tarifário). Assim o Fator X (anual) da empresa j será:

$$X_j = \frac{VPB_{cj}}{VPB_j} (X_j^O + X^E) \quad (6.7)$$

Onde

¹⁹ O custo operacional (OPEX) é composto (para efeito de Fator X) por três contas, quais sejam: Pessoal; Serviços de Terceiros; e Material.

$$VPB_cj = VPB_j - VPB_{rj}$$

Sendo:

VPB_j = custos operacionais gerenciáveis

VPB_{rj} a parcela de Remuneração do Capital

a ser aplicado na fórmula de reajustes contratual da seguinte forma:

$$IRT_j = \frac{VPA_j + VPB_j \cdot (1 + (\Delta IGPM - X_j))}{RA_j} \quad (6.8)$$

Onde:

IRT_j = índice de reajuste tarifária para a empresa j;

RA_j = receita do período de referência para a empresa j;

VPA_j = custos operacionais não gerenciáveis (energia comprada e encargos tarifários) para a empresa j;

VPB_j = custos operacionais gerenciáveis (custos, depreciação, capital próprio, capital de terceiros, PIS/PASEP/COFINS, impostos) para a empresa j;

Isto significa que a variação anual do IGP-M deve ser decrescida do valor percentual do Fator X para o devido ano de reajuste.

Pode-se dar então um exemplo para cálculo do Fator X para uma empresa específica. A título de elucidação da metodologia desenvolve-se a seguir todos os passos necessários para o cálculo do Fator X de uma empresa j. Atenta-se que os valores são fictícios, não mantendo qualquer relação com uma concessionária real ou com previsões de índices de produtividade ou inflação da economia real.

Exemplo:

Seja a empresa j (não eficiente) com um período inter revisional de 5 anos, avaliada no momento do reposicionamento tarifário, da qual são conhecidos os seguintes dados:

Em percentuais:

$$RA_j = 100\%$$

$$VPB_j = 50\%$$

$$VPA_j = 50\%$$

Sendo a parcela B dividida em:

$$VPB_{rj} = 13\% \text{ (Remuneração)}$$

$$VPB_{cj} = 37\% \text{ para (OPEX (15\%) + Encargos (7\%) + Outras (11\%) + Depreciação (4\%))}$$

$$f_j = 0,65 \text{ (distância relativa para a empresa eficiente do grupo } f = 1)^{20}$$

Calculando X_j^O : (Melhorando a eficiência operacional ou ajuste ao setor)

Pode-se calcular a distância relativa entre as empresas eficientes e não eficientes de um determinado grupo. Supondo que a empresa em análise apresentou um desempenho de 65%, isto é, comparada a outras empresas eficientes necessita reduzir o seu OPEX em 35% nos próximos anos antecedentes a revisão seguinte, para tornar-se eficiente (deslocar-se até a fronteira de eficiência referente ao grupo), ver figura 16.

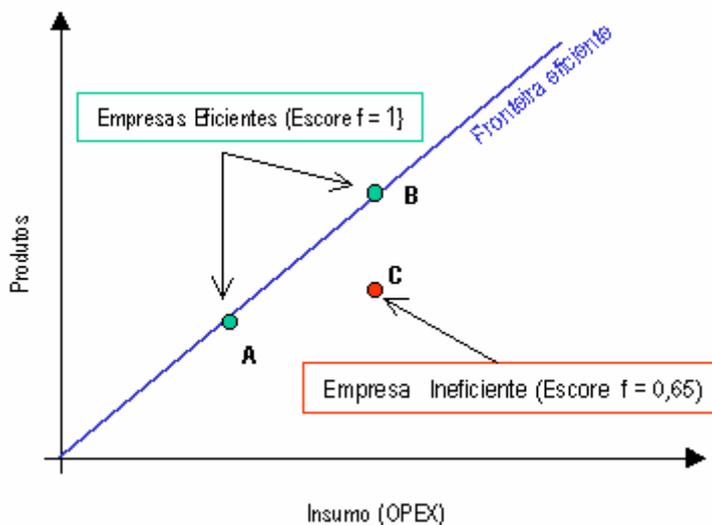


Figura 16. Representação da fronteira de eficiência.

Define-se então:

$$Eff_j^E = 1 - f_j$$

$$Eff_j^E = 1 - 0,65 = 0,35 \text{ (35\%)}$$

Logo:

Para $n = 5$

$$X_j^O = Eff_j^E * OPEX \tag{6.9}$$

$$X_j^O = 0,35 * 0,15 = 0,0525 \text{ (5,25\% no período } n-1)$$

$$X_j^O_{\text{anual}} = (1+0,0525)^{1/4}$$

$$X_j^O_{\text{anual}} = 1,01 \%$$

Cálculo do Ajuste à Economia

²⁰ Obtido através de uma das técnicas de definição de fronteira *benchmarking*, mostradas no capítulo 3.

Sabendo-se que:

$$\Delta IPR = 2,5 \% \text{ (variação estimada do IPR anual)}$$

$$\Delta IGPM = 2,8\% \text{ (variação estimada do IGPM anual)}$$

$$\Delta PTF^S = 3,0\% \text{ (variação anual distribuída no período)}$$

$$\Delta PTF^E = 2,5\% \text{ (variação anual estimada para a economia)}$$

Utilizando-se a equação (6.3) tem-se que:

$$X^E = (\Delta IGPM - \Delta IPR) + (\Delta PTF_M^S - \Delta PTF_M^E)$$

$$X^E = (2,8 - 2,5) + (3,0 - 2,5) = 0,8 \% \text{ a.a}$$

Cálculo do Fator X (anual)

Pela equação (6.7), tem-se que:

$$X_j = \frac{VPB_{c_j}}{VPB_j} (X_j^O + X^E)$$

Então

$$X_j = 0,74 * (1,01 + 0,80) = 1,34 \% \text{ aa}$$

Cálculo do IRT

Com base na equação (6.8), conhecidos os valores de VPA e RA, faz-se a diferença entre as duas parcelas e obtém-se VPB. Consultando a variação do IGP-M no ano e descontando o Fator X, chega-se ao reajuste tarifário da concessionária j.

Salienta-se que o objetivo principal da tese está no ajuste das empresas ao setor (ou seja, cálculo do X_j^O). Isto é, o foco é apresentar uma conjugação de metodologias (classificação de padrões através de redes neurais e métodos econométricos através de análise de fronteira estocástica) para definição de fronteiras de eficiência²¹. Para isto, serão conjugadas as técnicas apresentadas nos capítulos 4 e 5.

²¹ Apesar do DEA ter sido investigado, gerando-se até algumas simulações para o caso brasileiro, optou-se por se trabalhar dentro das técnicas estatísticas envolvidas no problema.