

Nota Técnica

Conceitos Econômicos para Reajuste e Revisão Tarifária

I. APRESENTAÇÃO

O objetivo desta Nota Técnica é apresentar para ampla discussão da sociedade os mecanismos regulatórios necessários ao aprimoramento dos processos de reajuste, revisão periódica e revisão extraordinária, fundamentais na questão tarifária das Concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica. Esta Nota Técnica faz parte do processo de Audiência Pública AP - nº 007/2000 da ANEEL, conforme consta do aviso publicado no Diário Oficial da União, de 11 de setembro de 2000, disponível na Internet, o qual será articulado em duas fases: a primeira consistindo de discussão conceitual, tendo como referência esta Nota Técnica, e a segunda, focada nos documentos regulatórios, tendo por referência Minutas de Resoluções que serão oportunamente divulgadas, refletindo as contribuições da 1ª fase da Audiência Pública além dos pareceres de diversos especialistas mobilizados pela ANEEL. Tanto as contribuições espontâneas quanto os pareceres estarão sendo disponibilizados na página da ANEEL na Internet (www.aneel.gov.br).

A prática regulatória e conseqüentes atos regulatórios são permeados não só pelos aspectos legais como também por uma sólida e consistente base conceitual de princípios econômicos. É primordial o entendimento das motivações e conseqüentes impactos da emulação de mercados competitivos em ambientes regulados. Em particular no que se refere à:

- alocação coerente de riscos com a identificação clara do agente ou conjunto de agentes mais habilitado para assumi-los;
- busca de eficiência econômica em seu sentido mais abrangente;

- ampla visão das conseqüências dos atos regulatórios e seus impactos no conjunto da economia;
- reconhecimento das especificidades sociais e regionais.

Em função da implantação de forma gradual do novo modelo do setor elétrico brasileiro, os aspectos legal e econômico tomam uma dimensão muito maior por estarem lidando com uma situação de transição acoplada a uma noção do futuro que se espera. Práticas transparentes e consistentes, mesmo entendendo que estas práticas são multifacetadas e de aplicação complexa, são necessárias de forma a minimizar a percepção de discricionariedade.

O presente documento tem como objetivo apresentar para discussão da sociedade um conjunto de princípios econômicos básicos que a ANEEL identifica como pertinentes à gestão tarifária relativa às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil.

A meta a que se destina estes princípios, em última instância, é a de construção de tarifas eficientes e justas que conciliem, com equilíbrio, as preocupações e os interesses dos consumidores, das concessionárias de eletricidade e da sociedade como um todo.

Um regime de regulação precisa ser transparente e coerente e suas regras devem ser compreensíveis aos consumidores bem como aos agentes regulados. Uma impressão de regulação arbitrária ou incoerente pode influenciar negativamente o desenvolvimento e a operação eficiente de um setor regulado.

Assim, a consolidação de uma base conceitual para os processos de reajuste e revisão tarifária da ANEEL, tratando, especificamente, de diversas questões que suscitam controvérsias entre os diversos interessados no serviço público de eletricidade, visa contribuir para minimizar o risco regulatório.

A presente Nota Técnica estrutura-se da seguinte forma: apresentação da lógica de regulação econômica por incentivo; as bases conceituais dos reajustes; as condições gerais do processo de revisão, destacando o equilíbrio econômico financeiro e demais elementos necessários ao processo; e, por fim, os aspectos específicos inerentes à revisão tarifária periódica e extraordinária.

Assim, esta Nota Técnica constitui-se no termo de referência inicial sobre o qual as discussões e contribuições, relativas a 1ª Fase da Audiência Pública, deverão estar focadas, para subsidiar a proposição das Resoluções normativas da ANEEL contendo as diretrizes, direitos e obrigações balizadoras dos processos de reajuste contratual, revisão periódica e revisão extraordinária.

Para a 2ª Fase, minutas de resoluções serão disponibilizadas para receber sugestões, culminando com a realização de audiência ao vivo, concluindo o processo de acolhimento de contribuições visando a edição das resoluções definitivas.

No âmbito do processo de Audiência Pública, será organizado um Seminário sobre Regulação Econômica, com o intuito de fomentar o debate e os esclarecimentos necessários à plena integração das contribuições que irão subsidiar a tomada de decisão por parte da ANEEL.

II. INTRODUÇÃO A REGULAÇÃO ECONÔMICA

A regulação por incentivo com limite de preço aplicada às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil, como explicitado em seus contratos de concessão, emprega três mecanismos para refletir as mudanças dos custos das concessionárias nas tarifas: reajuste anual; revisão periódica e revisão extraordinária.

A premissa subjacente na regulação por incentivo é que as tarifas devem ser revisadas menos freqüentemente do que tem sido a norma na regulação com base exclusivamente na taxa de retorno.

O intervalo mais longo entre revisões estimula as concessionária a buscar benefícios através da implementação de medidas de economia e eficiência, reservando-se para o momento da revisão a decisão sobre a forma e o grau do compartilhamento desses benefícios com os consumidores. Esses procedimentos obedecem a seguinte lógica:

- as tarifas são revisadas num intervalo que varia em ciclos uniformes de três a cinco anos após a primeira revisão¹, dependendo do contrato, de modo a refletir as mudanças nos custos das concessionárias;
- as tarifas são reajustadas anualmente de modo a refletir as mudanças nos custos contratualmente definidos, considerando a inflação com base no IGP-M, bem como os efeitos de melhorias de eficiência estimuladas pela aplicação de a um fator X;
- mesmo entre os reajustes anuais, eventos inesperados ou mudanças de custo de um alcance imprevisto e significativo podem ameaçar o equilíbrio econômico-financeiro de uma concessão. Neste caso, os contratos de concessão também permitem que seja solicitada, a qualquer tempo, uma revisão tarifária extraordinária.

¹ O intervalo que prevalece é de quatro anos e em apenas dois casos são de sete e oito anos na primeira revisão.

- para garantir que as concessionárias não permitam que a qualidade do serviço se deteriore a níveis inaceitáveis a fim de reduzirem os custos entre as revisões, a regulação por incentivo inclui a observância de padrões de qualidade e penalidades específicas pelo não cumprimento dos mesmos.

A efetividade de qualquer sistema de regulação depende crucialmente da estabilidade esperada do arcabouço regulatório. As propriedades de incentivo de qualquer mecanismo de regulação dependem de como a concessionária espera ser tratada no futuro. A incerteza acerca do comportamento do órgão regulador é possivelmente tão importante quanto a metodologia selecionada para a regulação, no sentido de corretamente orientar o comportamento das concessionárias.

III. BASES DO REAJUSTE TARIFÁRIO

Os contratos de concessão assinados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, privatizadas ou estatais, após 1995, passaram a estabelecer um regime tarifário do tipo preço - teto (*price cap*). Este regime tarifário consiste na fixação, pelo regulador, de um preço limite inicial, para as tarifas a serem praticadas pelas concessionárias, a vigorar entre as revisões tarifárias periódicas. Durante esse intervalo, o preço-teto é reajustado anualmente por um índice de preços, o IGP-M, *menos* um fator *X* de produtividade, o qual será tratado mais adiante. Excepcionalmente, para o ciclo inicial, compreendido entre a assinatura do contrato de concessão e a primeira revisão periódica, o fator *X* foi definido como igual a zero.

A cada revisão periódica esse preço limite é reposicionado e um novo valor (ou valores anuais) de *X* é estabelecido.

Esse método busca atingir dois objetivos básicos:

- O primeiro é permitir que os consumidores possam se apropriar de parte dos ganhos de produtividade obtidos pela concessionária, através do fator *X*, que representa uma redução do reajuste anual das tarifas;
- O segundo é permitir que a concessionária se aproprie dos ganhos de produtividade obtidos no período entre as revisões tarifárias superiores ao fator *X*) que na prática, funciona como um incentivo à eficiência;

A aplicação deste conceito de gestão tarifária se dá pela fórmula paramétrica estabelecida nos contratos de concessão para a apuração do ***Índice de Reajuste Tarifário (IRT)***

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 * (IGPM - X)}{RA_0}$$

RA₀

O objetivo do IRT é repor, no momento do reajuste anual, o poder de compra da tarifa. O reajuste atua separadamente e de forma distinta sobre parcelas da receita: uma relacionada ao conjunto dos custos não gerenciados pelo concessionário (VPA) e a outra, complementar àquela, relacionada aos custos gerenciáveis pelo concessionário (VPB).

Dessa forma, nas datas de aplicação dos reajustes contratuais os aumentos de custos não-gerenciáveis, definidos no contrato de concessão, são repassados às tarifas, enquanto que a parcela de custos gerenciáveis recebe a correção pelo índice de inflação eleito, no caso, o IGP-M, deduzido do fator X, estabelecido pelo regulador segundo conceituação indicada nesta nota.

A evolução dos custos determinantes do IRT é procedida ponderando cada um destes custos frente à receita Anual (RA). Ressalte-se que a RA exclui as parcelas não reguladas correspondente aos custos de geração e de comercialização relativo aos consumidores livres optantes.

A Norma de reajuste prevê a aplicação da evolução dos indexadores das parcelas VPA e VPB nos momentos contratuais, exclusivamente no critério ponto a ponto. Somente a revisão dos preços dos indexadores nos pontos extremos de aferição do reajuste são considerados, evoluções intermediárias que refluiram antes da data de reajuste não são captadas.

A nova ordem regulatória das distribuidoras impõe como preços regulados as tarifas a consumidores não optantes pela livre comercialização e as tarifas de uso do sistema de distribuição. Apenas os custos e receitas referentes a estas tarifas são objeto do reajuste.

Existe considerável experiência na prática dos reajustamento cujo aprimoramento será explicitado em ato regulatório.

IV. CONDIÇÕES GERAIS DO PROCESSO DE REVISÃO

As concessionárias, quando da assinatura do contrato de concessão, reconhecem que o nível tarifário vigente naquele momento, aliado aos mecanismos, de reajuste e revisões tarifárias periódica e extraordinária é suficiente para a manutenção do equilíbrio econômico financeiro do contrato. Os reajustes são de frequência anual, as revisões periódicas ocorrem por iniciativa do regulador nas datas contratuais e as revisões extraordinárias podem ocorrer a qualquer tempo, por iniciativa da concessionária, quando da percepção de ruptura do equilíbrio econômico financeiro.

Nos processos de revisão são necessários elementos para embasar a análise econômica, que configurarão o estado da concessão para fins do reposicionamento tarifário objeto da revisão.

O entendimento do equilíbrio econômico financeiro constitui-se em questão basilar para a solução da revisão extraordinária, assim como a descrição dos elementos envolvidos em processo de revisão. Apresenta-se a seguir considerações acerca do entendimento do equilíbrio e a descrição dos principais elementos do processo de revisão.

A. Equilíbrio Econômico Financeiro (EEF)

O Equilíbrio Econômico Financeiro (EEF) é um conceito fundamental, em particular no Direito Administrativo brasileiro, que se insere em todos os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica e até nos contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica. No caso específico das distribuidoras de energia elétrica trata-se do equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão, o qual, por sua vez, articula como anteriormente dito, os mecanismos de reajuste anual e revisão tarifária periódica para, em conjunto com a revisão tarifária extraordinária, serem suficientes para manutenção do equilíbrio econômico financeiro.

Existe uma ampla gama de possibilidades para a configuração da condição de equilíbrio, portanto há necessidade de que este equilíbrio seja definido de modo prático, na forma de parâmetros específicos relacionados com o tempo e os ciclos da concessão e princípios econômicos clássicos através do uso de indicadores selecionados.

Na caracterização do EEF, para fins da regulação econômica, pode-se observar os momentos econômicos a serem comparados e a profundidade de aferição dos custos envolvidos. Uma avaliação comparativa das concessionárias é fundamental para a análise dos parâmetros e indicadores a serem levados em conta na definição do EEF.

Na da caracterização do EEF as concessionárias podem-se apresentar em duas condições diferentes, uma antes da primeira revisão periódica e outra depois dessa revisão. Nos casos em que tratar-se de análise do EEF antes da primeira revisão periódica será assumida a condição de equilíbrio imediatamente anterior ao fato gerador do desequilíbrio. Após a primeira revisão será assumida a condição EEF resultante da última revisão periódica ou extraordinária plena realizada.

Na ocorrência de perturbação do EEF, a natureza do fato gerador é de muita importância não só na determinação do efetivo impacto como na construção dos critérios de revisão extraordinária. Tendo em vista o contrato de concessão, pode-se elencar os principais causadores dessas perturbações: variação

significativa de custos fora do controle da concessionária; fato do príncipe, política econômica e casos fortuitos ou de força maior.

B. Elementos do Processo de Revisão

1. Definição do Ano Teste

Consiste em escolher qual a referência anual, doravante denominado *Ano-Teste*, a ser adotada para determinar o conjunto de informações, compreendendo os custos e o mercado que serão usados para se definir a receita requerida e a receita-base.

É conveniente utilizar referências anuais, fundamentadas na necessidade de tratar-se as diversas despesas com isenção de sazonalidades, assim como levar em consideração os dados realizados no período compreendido entre a última revisão e ou assinatura do contrato de concessão e a revisão em processamento.

Além de tomar-se como referência esses dados, é recomendável e contemplar-se as mudanças conhecidas e mensuráveis para período futuro.

2. Valoração de Ativos a Serem Remunerados (Base de Remuneração)

Há várias metodologias para orientar a determinação da base de remuneração, incluindo a reavaliação dos ativos mediante a atualização do valor contábil.

A metodologia deve ser pautada em alguns princípios básicos:

- preservar a lógica contábil, seu histórico a influência nos efeitos de cálculo da depreciação e como base para efeito tributário;
- eliminar distorções decorrentes de variações de preços devido a inovações tecnológicas.

Outras metodologias alternativas poderão vir a ser discutidas para fins de adoção como critério de valoração dos ativos.

3. Retorno sobre a Base Tarifária

A regulação econômica exige que se escolha a taxa de retorno adequada sobre o capital investido nas instalações do setor elétrico. Segundo a teoria econômica padrão, essa taxa de retorno deve compensar adequadamente os investidores pelos riscos assumidos ao empenharem capital para a concessionária. Esse capital, tipicamente, toma a forma de uma composição de dívida e capital acionário.

O retorno que os investidores obtêm sobre seu investimento deve ser igual ao retorno sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. O retorno deve gerar recursos suficientes para cobrir os pagamentos de dívida e do capital acionário aos investidores e permitir que a concessionária atraia o capital novo necessário.

Poderá ser utilizada, para obtenção da taxa de retorno sobre a base de remuneração das concessionárias de distribuição, uma composição entre o custo do capital próprio e de terceiros ponderado por suas participações na estrutura de capital atribuída à concessionária, ou seja, poderá ser utilizada a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*WACC*)², incluindo o efeito dos impostos sobre a renda³.

O método *WACC* procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e dívida) disponíveis para a concessionária, e é dado pela seguinte fórmula:

$$WACC = C_p \cdot E/(E+D) + C_d \cdot (1-IR) \cdot D/(E+D)$$

Onde:

C_p = custo do capital próprio, em porcentagem;

C_d = Custo do capital de terceiros, em porcentagem;

IR = impostos de renda, em porcentagem, sobre concessionárias no Brasil;

E = capital próprio;

D = capital de terceiros;

E/(E+D) = participação do capital próprio na estrutura de capital da firma;

D/(E+D) = participação do capital de terceiros na estrutura de capital da firma.

Se adotada essa metodologia, poderá ser estabelecida uma gama de estruturas de capital com o objetivo de estimular a obtenção de *WACC* mais baixo para a concessionária:

- para as concessionárias que têm estruturas de capital (seja unicamente para ativos regulados, seja para a concessionária como um todo) dentro dessa gama, serão usadas suas estruturas de capital efetivas para fins de cálculo do *WACC*.

² Corresponde a metodologia internacionalmente aceita de *Weighted Average Capital Cost (WACC)*

³ Para efeito de cálculo de impostos sobre a renda, no Brasil, os juros pagos são dedutíveis.

- as concessionárias que possuem estrutura de capital fora dessa gama deverão, neste caso, demonstrar por que suas circunstâncias especiais justificam uma estrutura de capital diferente.

Empréstimos contraídos em moeda estrangeira poderão levar em conta um *hedging*, limitando a absorção dos seus custos.

A contabilização dos empréstimos a serem considerados na formação das diversas estruturas de capital poderá contemplar uma hierarquia de custo de capital, observando diversos fatores, tais como:

- empréstimos remunerados com base em Títulos do Governo e empréstimos de agências governamentais que envolvam quaisquer benefícios especiais.
- empréstimos que necessitem aprovação prévia da ANEEL e/ou envolvam garantias dadas com base nos ativos ou receitas da concessão.
- outros empréstimos, ordenados crescentemente pelos respectivos custos.

A determinação da taxa de retorno sobre o capital próprio (*ROE*⁴) poderá ser feita com base em um modelo de preço global, conhecido como Modelo de Precificação de Ativos de Capital (*CAPM*)⁵ ou outra alternativa.

No modelo *CAPM* usa o desempenho das ações de uma concessionária em relação ao mercado para estimar sua taxa de retorno sobre capital acionário. A premissa subjacente ao *CAPM* é que o ágio de risco esperado de uma concessionária varia em proporção direta com a volatilidade do preço de ação da concessionária ("Beta"). Na medida em que a ação de qualquer concessionária tem um grau de risco maior do que o do mercado, os investidores exigirão retornos mais altos para compensá-los por assumirem tal risco.

O estágio inicial de desenvolvimento do mercado de capital brasileiro e, em particular, a volatilidade experimentada pelo índice Bovespa ao longo dos últimos dois anos, favorecem a idéia do uso do modelo *CAPM* "global", utilizando informações do mercado internacional. Destaca-se ainda o fato da maioria das concessionárias brasileiras do segmento de distribuição de energia elétrica não possuírem seu capital aberto.

O uso do *CAPM* "global" permitiria diminuir a exposição a essa volatilidade do mercado brasileiro. Esta abordagem é coerente com a contínua globalização da economia nacional, dado que os investidores

⁴ ROE – Return On Equity

⁵ CAPM - *Capital Asset Pricing Model*)

examinam a oportunidade de investimento no Brasil e no exterior e enfrentam barreiras cada vez menores para a transferência internacional de capitais.

Ao obter Beta para uso no modelo *CAPM*, também é relevante, a título de informação, obter Betas referentes a um grupo de concessionárias comparáveis ou a um índice setorial específico.

A fórmula do *CAPM* "global", explicitada abaixo, sustenta que o retorno sobre o capital acionário é igual à soma da taxa livre de risco global, o prêmio de risco pelo risco do país, mais Beta vezes o prêmio de risco de mercado global sobre o capital acionário. Esta fórmula representa o retorno exigido pelos investidores estrangeiros para comprarem as ações de uma determinada concessionária brasileira.

$$CAPM = R_f^{EUA} + \beta (R_m^{EUA} - R_f^{EUA}) + Risco\ Brasil$$

Onde:

R_f^{EUA} = Taxa livre de risco relacionada com o Bônus do Tesouro Americano ou taxa de retorno americana livre de risco;

R_m^{EUA} = Taxa de retorno do mercado de ações americano;

Risco Brasil = será determinado em função do melhor *rating* Brasil disponível no período da revisão;

β = Beta, que correlaciona movimentos de ações de concessionárias do segmento de distribuição ou de atividades comparáveis com movimentos do mercado acionário.

4. Despesas Operacionais e de Manutenção

O foco da análise das despesas operacionais e de manutenção (*O&M*) passa pela determinação do nível apropriado de despesas a ser incluído no requisito de receita. Para obtenção de uma visão geral do grau de razoabilidade das despesas *O&M* do Ano-Teste propostas por uma dada concessionária, várias abordagens poderão ser adotadas. Dentre elas, pode-se estudar o histórico das despesas *O&M* da concessionária e relacionar o nível dessas despesas com características da mesma, tais como número de clientes, cargas, taxa de crescimento etc. Em segundo lugar, pode-se utilizar técnicas estatísticas para agrupar as concessionárias em grupos semelhantes e comparar as despesas *O&M* de uma delas frente às do seu grupo.

Estas duas abordagens de estudo das despesas *O&M* centram a atenção na despesa *O&M* total referente a várias funções, em vez de em elementos específicos, tais como número de empregados por quilômetro de linha de distribuição, por exemplo.

5. Atividades Extra Concessão

As concessionárias de eletricidade estão procurando oportunidades de usarem sua infra-estrutura e seus recursos para entrarem em outros negócios. As concessionárias procuram essas oportunidades por economias de escopo e escala. O potencial de economias de escopo e escala existe porque (1) a concessionária pode estar em condições de utilizar a mesma infra-estrutura para realizar os negócios de sua concessão (negócios elétricos) e seu novo negócio (negócio não elétrico) e (2) a concessionária pode estar em condições de expandir sua infra-estrutura e seus recursos de modo a acomodar o novo negócio a um custo unitário inferior. Em ambos casos, as atividades extra concessão não podem trazer para a concessão custos incrementais e devem contribuir para a modicidade das tarifas.

Podem ser caracterizadas duas modalidades de atividades extra concessão, quais sejam: atividade complementar e atividade atípica

Entende-se como atividade complementar aquela que não é administrada pelos gestores da concessionária, permitindo-se que a aferição dos custos incrementais e receitas extra concessão seja feita a partir dos preços de transferência de serviços e produtos, os quais deverão ser tomados como, no mínimo, os de mercado.

Como atividade atípica serão tomadas toda e qualquer atividade extra concessão desenvolvida na mesma empresa da concessão, à qual se impõe critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados. A aferição dos benefícios para a concessão poderá ser feita pela observância de adequados preços de transferência e remuneração mínima igual à da atividade regulada.

O processo de revisão tarifária é a oportunidade de assegurar que os clientes do negócio regulado não sejam, de algum modo, prejudicados ou colocados em risco pelas atividades empresariais alheias ao negócio elétrica da concessionária. A confiabilidade e a qualidade do serviço regulado da concessionária devem continuar a atender aos padrões adequados sem custo ou risco adicional que possa ser atribuível à entrada da concessionária em outros negócios.

V. REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS

Quando das revisões tarifárias periódicas, revisa-se os custos efetivos das concessionárias a fim de definir um novo requisito de receita e estabelecer tarifas que venham a produzir receitas iguais àquela requerida. Os elementos da receita requerida são as despesas de operação e manutenção incorridas na

prestação dos serviços, um retorno justo sobre o investimento em ativos para prestar tais serviços, a depreciação desse investimento, impostos e outros custos.

A. Descrição do Processo de Revisão Periódica

A revisão periódica deverá observar várias etapas, tais como:

- Reposicionamento Tarifário - usando os elementos de revisão já descritos, determina-se a receita requerida da concessão e compara-se com a situação real, ora identificada como receita-base, reposicionando a tarifa de forma a ajustá-la ao nível adequado;
- Determinação do Fator X.;
- Reestruturação Tarifária.

B. FATOR X

Para atendimento da cláusula contratual de reajuste que contém o Fator X, se faz necessário adotar metodologia para sua determinação. Ele é o elemento utilizado para possibilitar o compartilhamento com os consumidores dos ganhos futuros decorrentes das melhorias de eficiência e de produtividade. Essas melhorias poderão ser determinadas sobre a parcela de custos operacionais, inserida no Valor da Parcela VPB. A produtividade poderá basear-se na performance realizada e na sua tendência até a próxima revisão periódica, a partir de inferências sobre variáveis tais como: indicadores de preços relativos; taxas de crescimento de mercado; evolução tecnológica; e outras variáveis do setor elétrico.

A estruturação das parcelas de reajuste do IRT, como visto anteriormente, compreende: o VPA e VPB, porém somente sobre o VPB incide o Fator X. Dos componentes deste VPB, distinguem-se a parte correspondente a retorno do capital e a parte relativa a Custos Operacionais Gerenciáveis - COG, a partir da qual e sobre a qual a produtividade deverá ser aferida e aplicada.

Uma das alternativas para a determinação do Fator X passa por assumir-se que os demais componentes não sofrem efeitos da gestão da concessionária, onde a produtividade do COG é o foco da análise, podendo ser considerada a performance de evolução do COG frente à receita total. Também poderão ser consideradas as perspectivas de evolução de custos a partir de análise comparativa de empresas semelhantes e da identificação de fronteiras de eficiências adequadas.

Com vistas a estimular a entrada de novos investidores no setor elétrico brasileiro o redutor tarifário referente ao fator de produtividade a ser repassado para os consumidores (*Fator X*) foi estipulado como zero do início do contrato até a primeira revisão tarifária. Neste período, nos momentos de aplicação de

reajustamento tarifário, nenhum critério ou fator foi aplicado sobre a produtividade, permitindo que todo o excedente econômico, oriundo desses ganhos auferidos, fosse absorvido pela concessionária.

A partir do momento da revisão periódica, após o reposicionamento do nível tarifário da concessionária, será apurado o valor do Fator X, o qual será aplicado nos reajustes tarifários subsequentes, até a próxima revisão. A aplicação do IRT, já definido anteriormente, com o Fator X estabelecido, atende ao objetivo de incentivar a contínua melhoria da eficiência na prestação do serviço concedido, à medida em que estimula a concessionária a buscar ganhos de eficiência iguais ou superiores ao Fator X fixado.

C. Reestruturação Tarifária

A ANEEL é responsável por definir o requisito de receita total para as concessionárias, mas igualmente responsável por determinar (1) como tal requisito de receita será alocado às várias classes de consumos e (2) a estrutura das tarifas cobradas de cada classe.

A estrutura tarifária atual, definida há quase duas décadas, pode apresentar distorções, necessitando ajustes de intensidade diferenciada em função da realidade de cada concessão.

O momento das revisões tarifárias periódicas é o mais oportuno para implementar a revisão da estrutura tarifária, alocando a receita por classe de tarifas de acordo com propostas apresentadas pelas concessionárias.

Cabe ressaltar que os trabalhos que estão sendo realizados para a definição das tarifas de uso dos sistemas de distribuição, frutos da necessidade de regulamentar o livre acesso, constituem base fundamental para a definição da nova estrutura. No entanto, sua implantação, quando homologada, poderá obedecer um programa gradual de transição para os "alvos" tarifários desejados. Neste sentido, quando da revisão periódica, a ANEEL poderá especificar que as mudanças permitidas sejam implementadas alocando-as nos ajustes anuais, segundo proporções diferenciadas entre as classes.

VI. REVISÕES TARIFÁRIAS EXTRAORDINÁRIAS

Para a realização de revisões tarifárias extraordinárias faz-se necessário o uso de metodologias e definições específicas sobre quando considerar que mudança de custo de certo fator é risco demasiado relevante para afetar o EEF, do contrato de concessão cabendo a concessionária justificar o seu pedido dessa modalidade de revisão.

Em princípio, incumbe à concessionária a assunção do risco de variações de custo entre os ajustes tarifários, pois a mesma pode contar com uma receita suficiente para compensar tal risco e assim manter seu equilíbrio econômico e financeiro, apesar de variações expressivas dos custos. Os riscos representados

por estes custos podem ser mitigados mediante o uso de instrumentos de seguro ou de *hedging*. Permitir o repasse imediato de todas as mudanças de custo aos consumidores não dá à empresa qualquer incentivo para utilizar tais ferramentas de gestão do risco, impactando sem nenhuma filtragem os consumidores.

O uso de princípios econômicos para a alocação do risco decorrente de variações de custo exige que se determine sua natureza e sua dimensão, além de identificar quem está em melhores condições de gerenciar mediante *hedging*, diversificação ou simples assunção do custo.

As propostas de metodologias e definições obtidas no presente processo de Audiência Pública serão consideradas no posicionamento da Aneel sobre esta questão.

Brasília/DF, 11 de setembro de 2000