

As metodologias e os novos desafios da regulação das tarifas de energia elétrica

André Valter Feil* e Cristina Schiavi Noda**

Até 1996, as tarifas de energia elétrica eram definidas pelo custo do serviço, que tinha como objetivo estabelecer valores que recuperassem os custos incorridos pelas distribuidoras e, ao mesmo tempo, proporcionassem uma remuneração atrativa para os investimentos. Embora a regulação pelo custo do serviço visasse combater os lucros excessivos mediante a equalização entre receitas e despesas, as experiências nacional e internacional mostraram que produzia poucos incentivos à minimização dos custos por parte da distribuidora.

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada na década de 1990, o papel do Estado foi redefinido, dando à iniciativa privada uma maior importância naquelas atividades antes exploradas pelo setor público. Além disso, a reestruturação tinha como um dos seus objetivos principais a obtenção da eficiência econômica mediante a implementação da competição na geração e comercialização. Já para as atividades consideradas como monopólio-natural, transmissão e distribuição, a regulação econômica foi estabelecida com a finalidade de evitar o exercício de poder de mercado, pois, em sua ausência, as empresas poderiam estabelecer tarifas que proporcionassem lucros extraordinários.

Especificamente em relação à atividade de distribuição, a lei definiu o

regime de tarifas máximas (price-cap), cabendo à Agência Nacional de Energia Elétrica, Aneel, fixar seus valores por meio de mecanismos de revisão e de reajuste estabelecidos nos contratos de concessão. São três as formas de alteração tarifária: a revisão tarifária periódica, o reajuste tarifário anual e a revisão extraordinária.

MECANISMOS DE ALTERAÇÃO TARIFÁRIA

Quanto à “revisão tarifária periódica”, os contratos de concessão estabelecem apenas as diretrizes a serem seguidas, cabendo à Aneel a definição das metodologias. De acordo com o contrato de concessão, a Aneel “procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas”. Além disso, determinou-se o estabelecimento do valor do Fator X, a ser subtraído ou acrescido na variação do índice de inflação escolhido nos reajustes tarifários anuais.

O processo de revisão tarifária periódica é aplicado para cada concessionária de distribuição de acordo com o cronograma estabelecido no contrato de concessão. Foi fixada a data de realização da primeira revisão assim como o



período em que ela deveria ocorrer novamente. De forma geral, a revisão ocorre de quatro em quatro anos, entretanto, para algumas concessionárias, esse período é de três ou cinco anos. Nos anos em que a revisão não é aplicada, a Aneel realiza o reajuste tarifário anual.

Para a realização do “reajuste tarifário anual”, o contrato de concessão estabeleceu a fórmula exata a ser aplicada pela agência, onde os custos foram divididos em duas parcelas, “A” e “B”. A parcela “A” contempla os custos denominados como “não gerenciáveis”, tais como compra de energia e encargos setoriais, e é considerada como “pass-through”, ou seja, tem repasse integral

PRIMEIRO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA (2003 A 2006)

Seguindo as diretrizes estabelecidas pelo contrato de concessão, a Aneel dividiu o processo de revisão tarifária periódica em duas etapas distintas, o reposicionamento tarifário e a definição do Fator X. No reposicionamento tarifário, verificam-se quais são os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos prudentes que devem ser incorporados às tarifas dos consumidores, enquanto que o Fator X visa transferir aos consumidores os ganhos de escala esperados da concessionária em função do crescimento do mercado.

No reposicionamento tarifário, diferentemente do reajuste anual, a Aneel definiu os custos gerenciáveis da concessionária (parcela "B"). Entretanto os custos não gerenciáveis (parcela "A") são repassados às tarifas adotando-se o mesmo procedimento do reajuste tarifário. A soma dessas parcelas representa a receita requerida pela concessionária, a qual é base de definição das tarifas dos consumidores (figura 2).

Os custos relativos à parcela "A" são compra de energia, encargos setoriais e encargos de transmissão. No que se refere à compra de energia, a lei n.º 10848/2004 alterou as regras de compra e venda de energia elétrica até então vigentes, definindo dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Assim, para as concessionárias de distribuição com mercado superior a 500 GWh/ano, as compras de energia a partir de 2004 ficaram restritas ao ACR, operado por meio de leilões, exceto no caso

de compra de energia necessária ao atendimento de seu mercado, estando reduzida a opção de compra no mercado spot, antes possível para até 15% de sua carga. Essa obrigação, por estar sujeita a aplicação de penalidades, gera uma tendência a sobrecontratação, sendo permitido o repasse às tarifas dos consumidores dos custos relativos a até 103% do montante total de energia contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

Importante destacar que as contratações anteriores a Lei n.º 10848/2004 foram respeitadas, como os contratos bilaterais e os decorrentes dos leilões do Mercado Atacadista de Energia (MAE), que hoje corresponde à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Ainda em relação à compra de energia elétrica, a Aneel, ao definir o montante necessário para atender ao mercado consumidor da distribuidora, também considera o montante de energia para a cobertura das perdas elétricas. Essas perdas são divididas em técnicas (englobam as perdas na rede de distribuição e na rede básica) e não-técnicas (são calculadas pela diferença entre o que a distribuidora compra e o que é faturado contra os consumidores, descontadas as perdas técnicas). Cabe destacar que as perdas não-técnicas são compostas em sua grande maioria por furto de energia e erros de medição.

Entretanto, a Aneel, dentro do regime de regulação por incentivos, estabelece qual é o nível regulatório de perdas que será repassado às tarifas, evitando que o consumidor pague pela ineficiência da concessionária na ges-

tação de energia elétrica. Já a parcela "B" é composta pelos custos "gerenciáveis" da distribuidora como custos operacionais, remuneração dos ativos e quota de depreciação, e tem seu valor reajustado pela aplicação do IGP-M, relativo aos doze meses que antecedem a data de reajuste, deduzido o Fator X.

Finalmente, a "revisão tarifária extraordinária" pode ocorrer a qualquer momento, por solicitação da concessionária, em situações em que seja comprovado o desequilíbrio econômico-financeiro da concessão causado por algum evento exterior. Na figura 1, exemplo de aplicação dos mecanismos de alteração tarifária.

Atualmente as distribuidoras devem garantir a contra-

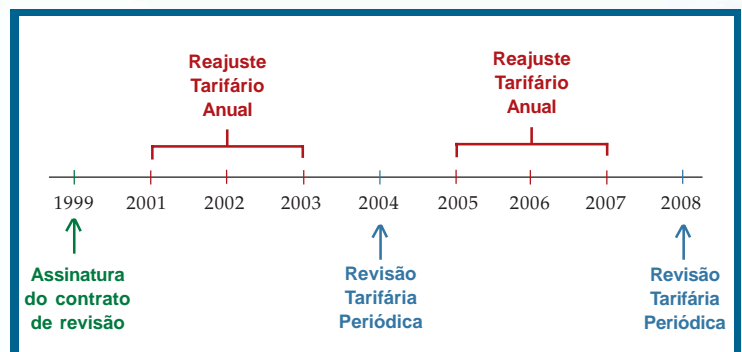


Figura 1 - Exemplo de aplicação dos mecanismos de alteração tarifária

tão das perdas não-técnicas ou na manutenção inadequada dos ativos da rede, o que reflete no índice de perda técnica. Assim, ao definir o nível regulatório de perdas, a concessionária é incentivada a reduzir as perdas reais para um patamar inferior ao nível regulatório, pois no período entre revisões, esse ganho de eficiência será apropriado pela concessionária e será transferido aos consumidores na realização da revisão tarifária periódica seguinte.

Os encargos setoriais são definidos em lei e são políticas de governo para o setor elétrico nacional, e têm destinação específica. Já os encargos de transmissão têm como finalidade recuperar o custo do transporte de energia elétrica nas redes de transmissão, isto é, o custo de transmitir a energia gerada pelas usinas até às redes de distribuição da concessionária (tabela 1).

A determinação da parcela "B" é o cerne do reposicionamento tarifário, e as metodologias e procedimentos adotados, junto com o Fator X, representam a essência da regulação econômica por incentivos, hoje adotada. Compõem a parcela "B" os custos operacionais eficientes, a remuneração adequada dos investimentos prudentes



Figura 2 - Base de definição das tarifas

tes e a quota de reintegração regulatória.

CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

A determinação dos custos operacionais eficientes constituiu um dos grandes desafios na realização da revisão tarifária periódica. Por isso mesmo, a Aneel buscou adotar metodologia tida como não "invasiva", isto é, sem se basear em informações fornecidas pela distribuidora. De outra forma, a Aneel enfrentaria problemas de assimetria de informação na medida em que a distribuidora gerencia todas as informações dos custos operacionais, havendo assim a possibilidade

de manipulação ou "gaming" das informações fornecidas.

Assim, para a definição dos custos operacionais, foi adotada a metodologia denominada de Empresa de Referência, que tem como etapas principais: identificação de todos os processos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica, com descrição das principais atividades que compõem cada um deles; estabelecimento do custo eficiente associado a cada um dos processos e atividades, adotando como referência preços de mercado; e projeção de uma estrutura de pessoal e recursos para execução de processos e atividades centralizados, supervisão, gerenciamento e direção da empresa.

Tabela 1 - Encargos setoriais

ENCARGOS SETORIAIS	FINALIDADE
CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL - CCC	Subsidiar a geração térmica nos sistemas isolados
RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR	Formar fundo para indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico.
TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA - TFSEE	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL.
CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE	Fomentar o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, promover a universalização do serviço de energia elétrica e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda
ENCARGOS DE SERVIÇOS DO SISTEMA - ESS	Recuperar custos específicos necessários a manutenção da confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional.
PROINFA	Aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica)
PESQUISA E DESENVOLVIMENTO - P&D	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos naturais.
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS	Custear as atividades do ONS

REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS PRUDENTES

A remuneração do capital investido é resultado da aplicação da taxa de retorno, calculada de acordo com o método do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), sobre a Base de Remuneração.

Pelo método WACC, o custo do capital investido é calculado por meio do custo de capital próprio e do de capital de terceiros, ponderados pela participação de cada um na estrutura de capital definida regulatoriamente pela Aneel. Para o custo do capital próprio, é utilizado o modelo CAPM Global (Capital Assets Pricing Model), que obtém o retorno esperado de um ativo de acordo com a taxa de retorno do ativo livre de risco, mais o retorno adicional que o investidor exige em decorrência do risco da atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil.

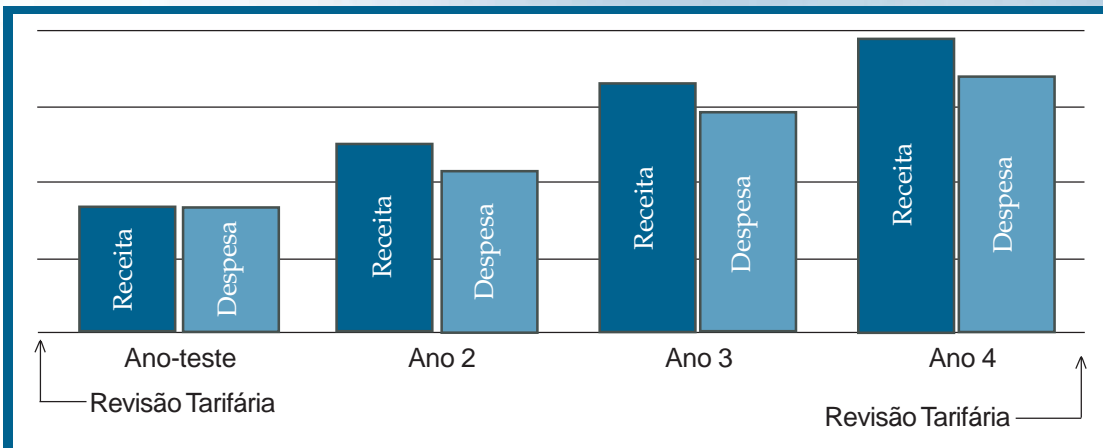


Figura 3 - Fluxo de caixa da concessionária sem o Fator X

Para o cálculo do custo de capital de terceiros, a Aneel adota um método, no qual os prêmios de riscos adicionais, exigidos pelo mercado para se emprestar recurso a uma distribuidora, são somados à taxa livre de risco. Foram considerados os seguintes prêmios de risco exigidos pelo mercado: prêmio de risco de crédito; prêmio de risco país; e prêmio de risco cambial.

Em relação à Base de Remuneração, isto é, os investimentos a serem remunerados, a metodologia prevê ajustes no conjunto de ativos imobilizados em serviço, mediante processo de avaliação dos ativos, reconhecendo-se apenas aqueles considerados como prudentes e eficientes na prestação do serviço concedido.

QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA (DEPRECIÇÃO)

É composta das quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens, sendo identificada quando da apuração da base de remuneração.

FATOR X

Definido para cada concessionária nas revisões tarifárias, o Fator X tem como finalidade principal transferir aos consumidores os ganhos de escala esperados da empresa em função do crescimento do mercado, e é aplicado nos reajustes tarifários seguintes. No momento da revisão tarifária periódica, as tarifas dos consumidores são estabelecidas de acordo com o nível de custos

eficientes e investimentos prudentes definidos para o “ano-teste” (12 meses subsequentes à data da revisão). Para os anos subsequentes, a distribuidora tende a obter ganhos de escala ao atender a uma demanda de energia maior com custos incrementais menores. Em termos práticos, isso significa que a concessionária pode receber no período entre revisões uma receita maior sem que os custos correspondentes aumentem na mesma proporção (figura 3).

O ganho de escala que a concessionária obtém no período entre revisões não decorre de esforços visando uma maior eficiência na gestão da empresa sobre seus custos operacionais, mas sim de um aumento no mercado atendido, seja pelo incremento no consumo dos clientes já existentes ou pela conexão de novos consumidores na área atendida. Por esse motivo, para o bem da modicidade tarifária prevista no contrato de concessão do serviço de distribuição de energia elétrica, o efeito do ganho de escala refletido na receita da concessionária deve ser repassado às tarifas dos consumidores.

NOVOS DESAFIOS

Essas metodologias foram aplicadas na revisão tarifária periódica de 61 distribuidoras, no período de 2003 a 2006. Durante esse primeiro ciclo, os agentes e a sociedade participaram contribuindo com sugestões apresentadas ao longo do processo e também por meio das audiências públicas realizadas para cada revisão. Ao final desse período, a Aneel, com base na experiência adquirida, decidiu propor aper-

feiçoamentos metodológicos visando sua implementação no segundo ciclo de revisões. Essas propostas são objeto da audiência pública n.º 08/2006 e as contribuições recebidas serão analisadas e permitirão a consolidação das metodologias.

Entre os aperfeiçoamentos metodológicos propostos, estão os referentes à Base de Remuneração e à Empresa de Referência.

A Aneel está propondo alterações nos critérios para inclusão de ativos na Base de Remuneração e nos procedimentos de sua avaliação, além de propor que a reavaliação completa dos ativos seja realizada em revisões tarifárias alternadas. Em relação à Empresa de Referência, propõe-se que haja atualização dos parâmetros utilizados, como a realização de pesquisa salarial, a elaboração de um “benchmarking” para a estrutura das concessionárias e o uso de georrefenciamento para um maior detalhamento dos ativos, o que proporcionará a definição de custos operacionais mais precisos.

Na elaboração desses aperfeiçoamentos, a Aneel pautou-se em três atributos: a estabilidade regulatória, o que implica realização de mudanças que não representem total reordenamento de conceitos e regras; a reprodutibilidade, isto é, os diversos procedimentos de quantificação das diferentes variáveis do processo de forma que os agentes e a sociedade possam reproduzi-las; e a transparência, para que os aperfeiçoamentos identificados sejam discutidos com a sociedade. **E**

* **André Valter Feil** é engenheiro civil, advogado, especialista em regulação dos serviços públicos de energia da Superintendência de Regulação Econômica da Aneel, pós-graduado em planejamento, operação e comercialização na indústria de energia elétrica

E-mail: andrefeil@aneel.gov.br

** **Cristina Schiavi Noda** é economista, mestre em energia, assessora técnica da Superintendência de Regulação Econômica da Aneel, pós-graduada em novo ambiente regulatório, institucional e organizacional dos setores elétrico e gás

E-mail: cristinas@aneel.gov.br