

**RESPOSTAS E ESCLARECIMENTOS DA ANEEL ÀS CONTRIBUIÇÕES E COMENTÁRIOS
RECEBIDOS NA AUDIÊNCIA PÚBLICA SOBRE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
AP 025/2003 (COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ - PIRATININGA)**

O presente documento apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL aos pleitos da **COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ - PIRATININGA**, bem como às demais contribuições apresentadas durante a Audiência Pública AP 025/2003. Os comentários e respectivas respostas da ANEEL, relativos a questões específicas e gerais, estão agrupados neste documento nos seguintes temas:

- i)* Comentários e respostas sobre o tratamento dado aos itens da Parcela A da Receita Requerida na revisão tarifária periódica;
- ii)* Comentários sobre a metodologia da "Empresa de Referência";
- iii)* Comentários sobre Base de Remuneração Regulatória e Quota de Reintegração Regulatória;
- iv)* Comentários sobre Custo e Estrutura de Capital;
- v)* Comentários sobre o Fator X;
- vi)* Comentários sobre Reestruturação Tarifária;
- vii)* Comentários sobre tributos;
- viii)* Outros comentários.

As contribuições e comentários (doravante "comentários") estão apresentados sob a forma de extratos retirados dos textos integrais apresentados na citada audiência públicas e busca-se reproduzir, de forma resumida, a mensagem principal do autor da contribuição. O texto integral de cada contribuição pode ser acessado no endereço www.aneel.gov.br no link audiências públicas. Ao início de cada comentário é identificado seu autor e a audiência pública onde o comentário foi apresentado. Para cada comentário apresenta-se uma resposta do Regulador, explicitando-se, quando for o caso, sobre a incorporação ou não do comentário na decisão final do processo de revisão tarifária periódica, com as devidas justificativas.

A análise dos comentários apresentados na citada audiência pública subsidiou a decisão final da ANEEL sobre o processo de revisão tarifária periódica da **PIRATININGA**, concluída mediante a publicação da Resolução ANEEL de nº 565, de 22 de outubro de 2003.

I - COMENTÁRIOS E RESPOSTAS SOBRE O TRATAMENTO DADO AOS ITENS DA PARCELA A NA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA:

I.1 – Compra e Perdas de energia elétrica (Rede Básica, Itaipu e distribuição):

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

“A compra de energia deve refletir integralmente o atendimento do mercado cativo e a totalidade das perdas elétricas (transporte de Itaipu, rede básica e distribuição). O custo com compra de energia no ano-teste deve ser repassado para as tarifas (respeitando as regras de repasse vigentes na data dos contratos)”

Resposta da ANEEL:

Nas Notas Técnicas (seção V.1.3.3) referentes às revisões tarifárias periódicas das concessionárias distribuidoras, apresentadas em audiência pública, a ANEEL esclareceu que é necessário estabelecer um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É inquestionável que esse tema reveste-se de particular importância sob a ótica regulatória, dado que as perdas elétricas são pagas pelos consumidores, uma vez que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. Com efeito, essas quantidades correspondem à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo. Para as tarifas são repassados os custos da energia requerida, e esta é constituída do mercado a ser atendido e das perdas. O Regulador não pode convalidar uma gestão ineficiente do setor no que se refere às perdas elétricas. A regulação econômica do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração, o que implica em maior ineficiência alocativa de recursos da sociedade.

Conforme exposto nas diversas Notas Técnicas que tratam das revisões, no âmbito mundial e, em particular, em todos os países em desenvolvimento, tem se verificado que o custo marginal de longo prazo de geração pode ser muito mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição. Na redução das perdas totais da distribuição os componentes de custo mais importantes são a mão-de-obra local e equipamentos e materiais que, no caso do Brasil, são fabricados em sua totalidade no próprio país. Isso tem conseqüências positivas para a economia do país, já que o processo gera uma importante demanda de mão-de-obra e, ao mesmo tempo, evita incorrer em evasão de divisas. Por outro lado, se obtém benefícios ambientais, já que toda a expansão do parque gerador de energia elétrica afeta o entorno local e/ou global, de acordo com a fonte de energia primária em questão.

Diante dessa realidade, a definição da trajetória regulatória de perdas elétricas constitui tema da mais alta relevância. Um enfoque regulatório que proporcione incentivos adequados para a eficiência na gestão de perdas pode permitir a obtenção de inquestionáveis benefícios para as concessionárias, seus consumidores e para a sociedade em seu conjunto. Portanto, a ANEEL adotará todas as medidas necessárias, na sua esfera de atuação, para que sejam criadas as condições para o cumprimento da trajetória regulatória das perdas elétricas por parte das concessionárias de distribuição. Limitações técnico-econômicas e eventuais aspectos legais associados à sua implementação serão analisados pelo Regulador.

O valor da despesa com compra de energia dos contratos bilaterais substitutivos da energia dos contratos iniciais, considerado na Parcela A da Receita Requerida, foi determinado segundo os critérios de análise de contratos de compra e venda de energia elétrica estabelecidos na Nota Técnica nº 23/2003-SEM/ANEEL, de 3 de abril de 2003, e na Nota Técnica nº 81/2003-SFF/ANEEL (para partes relacionadas), de 7 de abril de 2003. As citadas Notas estabelecem os critérios de cálculo do limite de preço de compra de energia a ser repassado para as tarifas dos consumidores finais.

É necessário observar que as concessionárias distribuidoras contaram com duas alternativas para substituir os montantes de energia dos contratos iniciais a serem descontratados: a compra de energia no leilão das geradoras federais e a celebração de contratos bilaterais.

No caso da primeira alternativa, é importante esclarecer que a Medida Provisória nº 64, de 26 de agosto de 2002, foi aprovada pelo Congresso Nacional com a exclusão do disposto no art. 1º da referida MP, o qual estabelecia a inaplicabilidade do disposto no art. 1º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001, aos contratos de energia elétrica comercializada pelas concessionárias geradoras de serviços públicos e pelas concessionárias estaduais de geração de serviço público, firmados em decorrência dos leilões públicos, bem como ao repasse da respectiva energia aos consumidores finais. Posteriormente, na conversão da MP para a Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, excluiu-se de sua redação a exceção ao art. 2º da Lei nº 10.192/2001, que previa reajustes extraordinários inferiores a 12 meses. Dada a natureza jurídica da Medida Provisória, fez-se necessário aguardar o decurso de prazo para eventual apresentação de regulamentação sobre o assunto. Considerando que a regulamentação não foi publicada, a análise jurídica consubstanciada no Parecer nº 274/2003-PGE/ANEEL, de 1º de agosto de 2003, concluiu que a ANEEL deve convalidar as situações havidas durante a vigência da mencionada MP nº 64/2002. Portanto, os contratos celebrados em decorrência do leilão de energia foram alcançados pelos efeitos da Medida Provisória nº 64/2002, devendo ser repassados às tarifas a partir de 1º de janeiro de 2003. Dessa forma, para as próximas revisões tarifárias periódicas (ou reajustes anuais) esse tratamento será considerado. No caso das revisões tarifárias já concluídas, as diferenças ocorridas de 01/01/03 até a véspera do reposicionamento tarifário serão compensadas no próximo reajuste tarifário anual.

No caso da aquisição de energia mediante contratos bilaterais, deve-se considerar que a concessionária distribuidora possui certa capacidade de gerenciamento dos efeitos financeiros da descontração, na medida em que ela tem a possibilidade de concatenar (ou sincronizar) a data de reajuste do respectivo contrato de compra com a data de seu próprio reajuste tarifário anual, podendo, dessa forma, evitar efeitos os financeiros da descontração. Dessa forma, conclui-se não ser correto repassar aos consumidores um custo que a própria concessionária tem condições de gerenciar e evitar.

I.2 - Contribuição MAE:

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

"A Contribuição ao MAE deve ser incluída nas tarifas uma vez que a Concessionária é obrigada por lei a participar do MAE para compra e venda da energia necessária ao fornecimento aos seus consumidores e, pela convenção do mercado, homologada pela ANEEL, obriga-se também a participar do rateio para cobertura dos seus custos na forma da contribuição ao MAE, a qual é estabelecida anualmente".

Resposta da ANEEL:

A Resolução ANEEL nº 332, de 13/08/01, que estabeleceu a exclusão das despesas com o MAE das tarifas de energia elétrica, dispõe, em seu art. 3º que *"(...) o reconhecimento futuro, nas tarifas de energia elétrica, dos gastos já realizados para implantação do MAE, dependerá da operacionalização da contabilização e liquidação financeira das transações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do mercado (...)"* e também que esse reconhecimento *"(...) dependerá da aprovação [dos gastos] pela ANEEL, quando da análise da prestação de contas da ASMAE"*, fato que ainda não aconteceu na sua integralidade.

No art. 4º da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, transformada na Lei 10.848, de 16/03/04, está previsto a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que sucederá ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica. É também estabelecido no § 3º do art. 4º que os custos administrativo e operacional da CCEE decorrerão de contribuições de seus membros e emolumentos cobrados sobre as operações realizadas, vedado o repasse em reajuste tarifário.

II - COMENTÁRIOS SOBRE A METODOLOGIA DE "EMPRESA DE REFERÊNCIA":

Comentário da ABRADEE na AP 025/2003:

"Não foram consideradas na Empresa de Referência as despesas com seguros...Inviabilizar esse repasse equivale a negar os efeitos do contrato de concessão,..."

Resposta da ANEEL:

A versão da "Empresa de Referência" (ER) relativa à área de concessão de cada concessionária, apresentada no Anexo I das Notas Técnicas apresentadas nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas de 2003, não considerava os custos dos seguros das instalações. Posteriormente, nos ajustes finais realizados na ER, após análise das contribuições e comentários efetuados nas referidas audiências públicas, foi agregado o montante de 0,035% do valor dos ativos da rede de distribuição como padrão regulatório para todas as concessionárias distribuidoras. Portanto, essa solicitação foi atendida com um critério regulatório. Ver a respeito as Notas Técnicas complementares à Nota Técnica apresentada nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas, disponíveis no endereço www.aneel.gov.br, onde se resume o resultado final dos ajustes realizados na "Empresa de Referência" relativa à cada concessionária, inclusive no que se refere a esse tema.

Comentário da ABRADEE na AP 025/2003:

"Todos os custos decorrentes de contingências inexoráveis e inerentes à natureza da prestação do serviço ou aderentes ao princípio de responsabilidade objetiva. (Indenizações de danos elétricos, contingências cíveis e trabalhistas, provisões para devedores duvidosos, combate à fraude,...) devem compor o rol de despesas do serviço".

Equipes de combate à fraude – *"A Resolução ANEEL 456/00, nos artigos 72 e 73, prevê a possibilidade de faturamento da estimativa da energia não faturada durante a vigência de irregularidade de responsabilidade do consumidor, acrescido de 30 % em energia a título de custo administrativo adicional. Este "mercado"*

recuperado é apresentado como energia consumida no Acompanhamento de Mercado Padronizado - AMP e constou das projeções de energia vendida que serviram para o cálculo da Receita Verificada. Assim, a receita com a recuperação da fraude já está contemplada no cálculo do reposicionamento tarifário. No entanto, os custos das equipes necessárias ao combate à fraude não foram considerados”.

PDD - “No processo de definição trajetória regulatória para a Provisão para Devedores Duvidosos, é necessário considerar as reais limitações das circunstâncias de fornecimento, das disposições legais existentes e o comprometimento do governo e da ANEEL para o estabelecimento de mecanismos legais que permitam o alcance dos valores estabelecidos”

Contencioso Cível e Danos Elétricos – “As concessionárias têm envidado relevantes esforços na redução dos contenciosos e das indenizações de danos elétricos, tendo encontrado fatores limitantes de caráter técnico-econômico, legal e até político. É necessário se definir valores regulatórios para esses itens, levando-se em conta as limitações técnico-econômicas e políticas, bem como viabilizando alterações legislativas que permitam a sua consecução.”

Contingências trabalhistas – “A atividade empresarial implica riscos na área trabalhista decorrentes seja de interpretações conservadoras dos preceitos legais, seja de alterações legais retroativas como por exemplo”:

- A prática de recursos humanos de diferenciação salarial em função do desempenho profissional conflita com a interpretação conservadora do Art. 461, pelos juízes, que determina a isonomia salarial para trabalhos iguais, gerando demandas trabalhistas de equiparação salarial.*
- O encargo da periculosidade, estabelecido na Lei 7.369/85, e regulamentado pelo Decreto 93413/86, que definiu o pagamento da periculosidade proporcionalmente ao tempo de exposição, ...”*
- A Lei Complementar 110/01, de 29/06/01, reconheceu a ilegalidade dos planos econômicos Collor e Bresser, que expurgaram parcialmente a correção monetária do FGTS em 1990 e 1991, gerando uma correção no saldo das contas de FGTS e um aumento da indenização dos 40 % desse saldo por demissão sem justa causa. Em consequência, uma série de demandas judiciais foi acionada.*

“Deve-se considerar as ações decorrentes do processo de privatização, que exigiu grande reestruturação das empresas, elevando este valor para números acima de qualquer média registrada, ocasionando demandas judiciais sobre situações anteriores à privatização, mas que ainda geram indenizações trabalhistas”.

Planos de Pensão Suplementares – “Devem compor a empresa de referência os custos herdados por força dos contratos de privatização, relativas à cobertura de déficits atuariais, tendo em vista que esse custo faz parte da remuneração dos funcionários (benefícios concedidos) de acordo com o determinado pelo parágrafo 2º, do art. 202 da Constituição Federal”.

Desativação e alienação de bens – “É necessário incluir esse resultado na Empresa de Referência, em valores compatíveis com os constantes da Base de Remuneração, como forma de permitir a recuperação integral, pelo investidor, do capital investido nos bens em serviço”..

“Custos inerentes à prestação dos serviços devem compor o valor da tarifa considerando, simultaneamente, a estrutura de custos da concessionária, a comparação com empresas similares, os estímulos à eficiência e a modicidade tarifária”.

Serviços Taxados: *“Assim, alternativamente à pronta atualização das taxas de serviço, a ANEEL deveria incluir nas despesas da Empresa de Referência a diferença entre o custo efetivo dos serviços taxados e as respectivas taxas autorizadas. Em contrapartida, a receita desses serviços deve ser oferecida à modicidade tarifária integrando o item Demais Receitas Verificadas..”*

“Custos das atividades que geram outras receitas: (...) considerar os custos das atividades que geram as Outras Receitas: de Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão, Renda da Prestação de Serviço e Serviço Taxado. Considerar, plenamente, todos os custos que se caracterizarem como obrigação legal”. ...”Consistem, principalmente, de: Relocação de redes a pedido de terceiros; Instalação de ponto de iluminação pública; Instalação de equipamento elétrico de propriedade de terceiros; Instalação de rede de propriedade de terceiros; Eficientização de iluminação pública (substituição de lâmpadas); Manutenção de iluminação pública; Instalação provisória e Instalação de padrão de entrada”.

Resposta da ANEEL:

A ANEEL adotou uma metodologia não “invasiva” para apurar os custos operacionais eficientes, entendendo como tal aqueles que sejam justos que paguem os clientes nas tarifas. As decisões com relação à gestão operacional da concessionária são de sua responsabilidade exclusiva. Não cabe ao Regulador validar os procedimentos adotados pela empresa para sua gestão operacional. Cabe ao Regulador avaliar o impacto dessa gestão sobre os consumidores. A esse respeito, recomenda-se a leitura do item V.1.1 – Custos Operacionais Eficientes, da Nota Técnica 183/2003-SRE/ANEEL, e o capítulo 2 do Anexo I da referida Nota.

De maneira geral, o Regulador entende que, ainda que possam constituir custos empresariais, tais custos não têm natureza tarifária, porque não são gerados pelos clientes que consomem o serviço e cumprem regularmente com suas obrigações. Dessa forma, não devem ser repartidos entre todos os clientes, mas assumidos pelo acionista (risco do negócio). Sob uma ótica regulatória esse critério se apresenta como mais adequado quando se considera que, entre as partes envolvidas na prestação do serviço, a concessionária e o consumidor, apenas a primeira possui condição de influir em sua determinação. O repasse de tais custos para os consumidores configuraria um critério regulatório equivocado, pois desestimularia as empresas reguladas a executar a melhor gestão possível sobre riscos que elas têm condições de gerenciar, dentro de certos limites.

Especificamente no que se refere ao conceito de custos com inadimplência, o Regulador está fixando um critério regulatório transparente, que estabelece um valor máximo a título de inadimplência que cabe repassar às tarifas. Esse critério, ao mesmo tempo, incentiva a concessionária a realizar a melhor gestão possível das dívidas de seus clientes e, conseqüentemente, evitar que os clientes em situação regular sejam penalizados pelos clientes inadimplentes.

Quanto às *"Indenizações por Perdas e Danos"*, o Regulador entende que estaria dando um sinal equivocado se permitisse o repasse automático desses custos às tarifas, pois desestimularia a concessionária a reduzi-los. Não repassar esses custos às tarifas é o critério regulatório mais adequado, uma vez que as tarifas estabelecidas na revisão tarifária periódica incluem recursos para manter a rede elétrica em boas condições, de forma que é uma obrigação da concessionária gerenciar e minimizar tais custos. Por outro lado, o repasse às tarifas poderia ser perigoso para os consumidores, na medida em que a concessionária poderia reduzir a quantidade de eventos e se apropriar dos valores incluídos nas tarifas.

No que diz respeito às fraudes, considerou-se na "Empresa de Referência" um custo padrão que corresponde a certo número de inspeções, como tratamento regulatório. O conceito adotado no desenho da "Empresa de Referência" é que as atividades inerentes ao serviço estão incluídas. Custos superiores equivaleriam a fraudes em elevado número e não seria correto admitir que o consumidor pague por isso. O regulador não pode dar um sinal equivocado sobre esse conceito.

Os custos gerados pelos chamados Serviços Taxados estão expressamente excluídos da "Receita Requerida" porque o Regulador considera que tais custos não têm natureza tarifária, uma vez que podem ser identificados com precisão quais são os clientes que os geram e, portanto, os devem pagar à Concessionária. Portanto, *"a socialização destes custos entre todos os consumidores"* não constitui um procedimento regulatório correto, pois penaliza aqueles consumidores que cumprem regularmente com suas obrigações. A ANEEL está estudando a forma de tratar a questão da atualização dos valores dos serviços taxados. Quando finalizar esse estudo, a ANEEL disponibilizará o assunto para participação da sociedade, por meio de Audiência Pública.

As tarifas bancárias estão consideradas no desenho da "Empresa de Referência" para cobranças de faturas, com base em valores competitivos disponíveis no mercado de serviços bancários de cada região, segundo informações fornecidas pelas próprias concessionárias.

Quanto aos custos das atividades que geram as Outras Receitas, trata-se de custos da atividade regulada (serviço de distribuição de energia elétrica) já considerados nos custos da "Empresa de Referência" (sejam ativos, como postes, sejam custos de operação, como mão de obra) e que permitem que a concessionária obtenha receitas adicionais ao serviço regulado. Os custos de operação e manutenção dos ativos de subtransmissão estão considerados na "Empresa de Referência".

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

Considerar "Todos os encargos de pessoal que se configuram recomendáveis ou necessários para a política de recursos humanos, especialmente se constarem de acordo coletivo, de acordo judicial, de exigência normativa ou de exigência contratual decorrente de privatização, devem ser totalmente considerados, a exemplo de...Participação nos lucros ou resultados...Demissão sem justa causa...Gratificação de férias adicional..."

Resposta da ANEEL:

A "Empresa de Referência" relativa à área de concessão de cada concessionária distribuidora considera todos os encargos exigidos por lei. Não cabe ao Regulador discutir se a empresa deve ou não pagar os custos associados aos Acordos Coletivos. A responsabilidade do Regulador é definir quais são os custos considerados justos que devam ser cobrados dos consumidores nas tarifas. Os Acordos Coletivos vigentes na empresa real – que são contratos entre a concessionária e seus empregados – foram considerados pela ANEEL não na sua totalidade, mas com um enfoque regulatório. Foram considerados alguns benefícios

derivados de Acordos Coletivos de trabalho, como: adicional de insalubridade, auxílio creche, seguro de vida, previdência privada, auxílio alimentação, auxílio transporte, auxílio deficiente e assistência médica e odontológica. O Regulador não considera correto, sob uma ótica regulatória, admitir que o consumidor pague custos como o 14º salário, gratificação de férias adicional à gratificação constitucional e participação nos lucros e resultados. Quanto à participação em lucros e resultados, verbas rescisórias, e "turn over" do quadro de pessoal, o Regulador entende que, ainda que possam constituir custos empresariais, tais custos não têm natureza tarifária, porque não são gerados pelos clientes que consomem o serviço e cumprem regularmente com suas obrigações. Dessa forma, não devem ser repartidos entre todos os clientes, mas assumidos pelo acionista (risco do negócio). Sob uma ótica regulatória, esse critério se apresenta como mais adequado quando se considera que entre as partes envolvidas na prestação do serviço, a concessionária e o consumidor, apenas a primeira possui condição de influir em sua determinação. O repasse de tais custos para os consumidores configuraria um critério regulatório equivocado, pois desestimularia as empresas reguladas a executar a melhor gestão possível sobre riscos que elas têm condições de gerenciar, dentro de certos limites.

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

"Não foi evidenciado qualquer custo relacionado ao treinamento e/ou capacitação de pessoal, o que é particularmente preocupante em concessionárias de energia elétrica, por estarem vinculadas a atividades de risco".

Resposta da ANEEL:

Essa solicitação foi atendida. O desenho da "Empresa de Referência" proposto inicialmente foi ajustado de forma a contemplar explicitamente as exigências legais no assunto de Engenharia de Segurança e Medicina do Trabalho.

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

"Todas as despesas para a prestação do serviço devem estar em níveis adequados à Concessionária, sendo seus parâmetros e correlações, físicos ou financeiros, obtidos a partir de dados reais observados, conforme a natureza da despesa, na área da concessão, em empresas similares regionais, nacionais ou, eventualmente, internacionais, e os estudos efetuados para sua obtenção disponibilizados, a exemplo de":

- Estrutura organizacional, quadro e qualificação de pessoal;
- Custos relativos de Aluguéis, Despesas correntes de escritório, Mensageiros, Telefone, Água, Eletricidade, Limpeza, Segurança;
- Viagens e Treinamento;
- Custos com entidades de classe;
- Marketing, Comunicação e Auditoria Externa;
- Impostos (IPTU, TLF, etc.) e Seguros;
- Manutenção de Software e Hardware e Telecomunicações;
- Processos comerciais, Call Center, escritórios comerciais;
- Equipes de manutenção, e processos de O&M;

- Frotas de veículos e custo de combustível.

Resposta da ANEEL:

A “Empresa de Referência” relativa à área de concessão de cada concessionária distribuidora considera todos os custos necessários para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, incluindo encargos exigidos por lei. Como já mencionado, a responsabilidade do Regulador é definir quais são os custos considerados justos que devam ser cobrados dos consumidores nas tarifas. O Regulador não considera correto, sob uma ótica regulatória, admitir que o consumidor pague os “custos com entidades de classe” mencionados no comentário, ainda que constituam custos empresariais. Considera-se que tais custos não têm natureza tarifária, porque não são gerados pelos clientes que consomem o serviço e cumprem regularmente com suas obrigações, de forma que devem ser assumidos pelo acionista como “custos do negócio” e não da prestação do serviço. Ademais, sob uma ótica regulatória, esse critério se apresenta como mais adequado quando se considera que, entre as partes envolvidas na prestação do serviço – a concessionária e o consumidor – apenas a primeira possui condição de influir na determinação de tais custos.

No desenho da “Empresa de Referência” disponibilizado nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas (Anexo I das Notas Técnicas) estão apresentados os critérios adotados para cada caso, bem como o valor do investimento total em sistemas de informação. Esses valores são consistentes com os utilizados para outras concessionárias e pesquisado juntos aos principais provedores desses sistemas. Os custos de aquisição considerados na Nota Técnica correspondem a valores de mercado dos sistemas necessários para que a concessionária possa desenvolver seus processos e atividades de operação e manutenção e atividades comerciais, de modo a cumprir as obrigações estabelecidas no contrato de concessão. No que se refere aos custos de manutenção, no desenho da ER ajustado posteriormente às audiências públicas, o valor anual foi alterado para 20% do valor da licença de uso de software, de modo a contemplar a denominada manutenção evolutiva, que inclui todas as atualizações de desenvolvimento de software (“upgrades”) que se desenvolvem durante a vida útil do sistema.

Os tributos IPTU e IPVA estão considerados nos custos operacionais da “Empresa de Referência”, conforme se pode observar no Anexo I das Notas Técnicas relativas às revisões tarifárias das distribuidoras, disponibilizadas em audiência pública.

Quanto aos custos com i) estrutura organizacional, quadro e qualificação de pessoal; ii) aluguéis, despesas correntes de escritório, messageiros, telefone, água, eletricidade, limpeza, segurança; iii) marketing, comunicação e auditoria externa; iv) processos comerciais, call center, escritórios comerciais; v) viagens e treinamento; vi) equipes de manutenção, e processos de O&M; vii) frotas de veículos e custo de combustível; e viii) seguros foram considerados no desenho da “Empresa de Referência” posteriormente à realização das audiências públicas sobre revisão tarifária periódica realizadas em 2003.

III - COMENTÁRIOS SOBRE BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA:

III.1 – Comentários sobre Base de Remuneração Regulatória adotado na revisão tarifária periódica:

Comentário da ABRADÉE na AP 025/2003:

"A Base de Remuneração Regulatória deve permitir a recuperação integral dos investimentos realizados".

"...Com a adoção seja da metodologia de reavaliação de ativos a cada revisão, seja da metodologia de VNR, podemos concluir que as distribuidoras correm sério risco de não recuperação do capital investido nos ativos em serviço podendo, com isso, ocasionar uma perda de capacidade de investimento que deteriore progressivamente a qualidade dos serviços prestados".

"...pontos da Resolução 493/2002 que merecem aprimoramento":

- *Considerar, para aquelas empresas em que as receitas de Uso do Sistema de Transmissão estão incluídas em Outras Receitas, os ativos de Transmissão, reavaliados, uma vez que o valor de Outras Receitas será abatido da Receita Requerida.*
- *Considerar, para aquelas empresas em que a geração própria não foi desverticalizada, os ativos de Geração, reavaliados, uma vez que a geração própria é utilizada para abater os montantes de energia comprada que compõem a energia comprada.*
- *Considerar como estoque, e não como ativo imobilizado em curso, os equipamentos e materiais que compõem a reserva técnica da distribuição, necessária para a adequada prestação do serviço com os índices de continuidade regulados.*
- *Eliminar as distorções decorrentes de variações no valor dos bens e serviços em função da evolução tecnológica, regime tributários, tarifas de importação, e outros efeitos que afetem as condições nas quais os ativos foram originalmente obtidos.*
- *Adicionar, ao valor dos ativos reavaliados, a partir do mês seguinte ao mês de referência da reavaliação, as adições, baixas e depreciações e amortizações, previstas até o último mês do Ano Teste. Atualizar todos os valores para os meses do Ano Teste de forma a calcular a Base de Remuneração pro-rata-tempore, a remuneração e a depreciação regulatória, uma vez que "a revisão tem por objetivo estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da concessionária no período subsequente à data da revisão".*
- *Utilizar o conceito de necessidade de investimento permanente em giro dada pela diferença entre o Ativo Circulante Operacional e o Passivo Circulante Operacional, conforme metodologia FLEURIET, divulgada no Brasil pela Fundação Dom Cabral, para determinação do Capital de Giro, conforme argumentação detalhada no Anexo IV a esta Nota Técnica.*

Resposta da ANEEL:

O tema foi objeto de audiência pública específica (AP 005/2002) na qual a ANEEL, mediante a Nota Técnica nº 148/2002/SRE/SFF/ANEEL, propôs a adoção da metodologia de “Custo de Reposição a Valor de Mercado” para definição da Base de Remuneração. Nesta audiência pública foram explicitadas as razões que fundamentaram a decisão do Regulador pela adoção da referida metodologia, expressa na Resolução ANEEL nº 493/2002. Portanto, a ANEEL ratifica o entendimento de que a Base de Remuneração Regulatória, isto é, o investimento a ser remunerado, refere-se ao valor dos ativos necessários para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica em condições de eficiência. As justificativas da ANEEL bem como as contribuições e respectivas respostas do Regulador estão disponíveis para consulta no endereço www.aneel.gov.br em “audiências públicas”. Convém salientar que a opção metodológica da ANEEL não é estranha aos agentes do setor, conforme se pode depreender da recomendação enviada pela ABRADDEE na audiência pública Audiência Pública - AP 007/2000, no trecho reproduzido a seguir.

“O regulador poderia usar o preço mínimo definido no processo de privatização, mais os investimentos desde então, abatidos da depreciação. Contudo o preço mínimo poderia produzir resultados inadequados, dado a diversidade de métodos econômicos utilizados para estabelecimento desses preços nos processos de privatização. Nossa proposta é que os ativos devam ser reavaliados pelo custo de reposição, líquido de depreciação, em uma data o mais próximo possível do final do ano teste, atualizando-se este valor para a mesma base monetária do ano teste”. (extraído do documento denominado “Conceitos Econômicos de Revisão Tarifária Ordinária e Extraordinária e dos Reajustes Anuais Previstos nos Contratos de Concessão - Sumário de Recomendações e Implicações Referentes à Nota Técnica da ANEEL”, ABRADDEE, AP 1/2000, outubro de 2000, sublinhado acrescentado, disponível no endereço www.aneel.gov.br)

Para as concessionárias cuja geração própria está incluída no contrato de concessão de distribuição, o procedimento adotado pela ANEEL na revisão tarifária periódica consistiu em calcular os custos operacionais eficientes associados à respectiva geração, com base nas características técnicas de cada usina geradora e aplicando o enfoque conceitual associado à metodologia de “Empresa de Referência”, utilizada para determinar custos eficientes do serviço de distribuição. De forma consistente com esse enfoque, os ativos de geração são considerados na determinação da Base de Remuneração Regulatória, pela metodologia de avaliação estabelecida pela Resolução ANEEL nº 493/2002. Portanto, ambos os conceitos – custos operacionais eficientes de geração e ativos de geração – foram considerados na revisão tarifária periódica da concessionária distribuidora. Para as empresas em que os ativos de Transmissão estão considerados na Base de Remuneração, as receitas de Uso do Sistema de Transmissão estão incluídas em Outras Receitas.

As metodologias a serem aplicadas para a determinação dos parâmetros componentes da Parcela B da concessionária distribuidora devem constituir um conjunto articulado e de total consistência regulatória entre todas as suas partes. Em particular, resulta essencial assegurar a consistência entre o enfoque adotado para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço e a determinação do que se consideram como custos operacionais eficientes associados a essa prestação. Não se pode falar de “custos operacionais eficientes” se não se vincula essa definição a uma determinada definição regulatória da remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica, com o nível de qualidade requerido. Se o procedimento definido para a remuneração dos ativos permite à concessionária a reposição dos ativos ao fim de sua vida útil, assim como um adequado retorno sobre o capital investido, nos “custos operacionais eficientes” se devem incluir todos os itens (manutenção preventiva, troca de componentes, etc.) necessários para assegurar que esses ativos mantenham inalterada sua capacidade para cumprir o serviço

que se requer deles durante toda essa vida útil. A aplicação desse critério significa que a determinação dos custos operacionais eficientes é independente da condição real dos ativos existentes. No que se refere à consideração dos investimentos realizados no primeiro período tarifário, deve-se considerar que eles estão incluídos no processo de apuração da Base de Remuneração Regulatória (BRR), cumprido no marco do estabelecido na Resolução ANEEL nº 493/2002. A BRR líquida que inclui esses investimentos é remunerada à taxa de retorno do segundo período tarifário, determinada pela ANEEL no processo da revisão tarifária periódica.

"O trabalho contratado pela Concessionária com empresa de consultoria credenciada pela ANEEL, para realizar a avaliação de ativos com base no disposto na Resolução ANEEL nº 493/02 tinha previsão de ser auditado a partir de 18/08/2003. Entretanto, a recente publicação da Nota Técnica 178-SFF-SRE/ANEEL, sobre metodologia e critérios na avaliação de ativos com base na Resolução 493/2002, afetou o aproveitamento dos trabalhos já realizados, que se pautaram nas orientações da ANEEL vigentes até a edição da citada Nota Técnica, e implicou a necessidade de ajustes, ainda em andamento, impossibilitando sua utilização na Revisão Tarifária."

III.2 –Comentários sobre o valor da Depreciação (Quota de Reintegração Regulatória) adotado na revisão tarifária periódica:

Comentário da ABRADÉE na AP 025/2003:

"Para o cálculo da taxa de depreciação a ANEEL deve adotar, para as empresas com revisão em 2003, o valor médio verificado em 2002, pois este reflete uma adequada composição das diferentes taxas aplicadas a cada unidade de cadastro. Para as demais empresas deve ser utilizada a média do ano anterior à revisão".

"É necessário ajustar a Quota de Reintegração pelo efeito fiscal derivado da diferença entre Depreciação Regulatória e Depreciação Contábil. Não compensar os efeitos fiscais implica a não recuperação integral, pelo investidor, do capital investido nos bens em serviço. A seguir, a fórmula do ajuste proposto":

"Quota de Reintegração Regulatória = Depreciação Contábil + [(Taxa Depreciação Regulatória) x (Ativo Imobilizado em Serviço) – (Depreciação Contábil)] / (1- IR% – CSSL%)".

Resposta da ANEEL:

O pleito da PIRATININGA não foi atendido, pois conforme consta do Memo. 343/2005-SFF/ANEEL, de 9 de junho de 2005, existe uma diferença substancial entre os dois valores do Ativo Imobilizado – AI, que servem de base de cálculo para determinação da despesa de Depreciação. Enquanto a base de cálculo do AI utilizada para fins tarifários é determinada pela metodologia do "Custo de Reposição a Valor de Mercado", a base de cálculo do AI utilizada para fins contábeis é o Custo Histórico dos bens, os quais não sofrem correção monetária desde 1º de janeiro de 1996, por disposição legal (Lei do Real).

Depreende-se, portanto, que são coisas absolutamente distintas: a depreciação regulatória, cuja base não é contábil, aplica-se única e exclusivamente para determinação do nível tarifário, sendo computada como item integrante da parcela "B" para determinação da Receita Requerida da concessionária; e já a depreciação contábil, cuja base de cálculo também é o AI, é item componente do custo/despesa para determinação do lucro contábil, de acordo com a Lei Societária (Lei nº 6.404/76).

"A quota regulatória considerada pela ANEEL de 4% não levou em consideração os efeitos dos percentuais de depreciação definidos a partir da Portaria nº 815, de 30 de novembro de 1994, que resultaram numa taxa média realizada no período de dezembro/2001 a dezembro/2002 de 4,84%..."

Resposta da ANEEL:

O valor da depreciação (Quota de Reintegração Regulatória) adotado na revisão tarifária periódica foi apresentado como preliminar, uma vez que o valor dos "ativos necessários para o serviço", apresentado pelas concessionárias, está sendo analisado pela ANEEL para validação, em atendimento ao disposto na Resolução ANEEL nº 493/2002. Cabe mencionar que a ANEEL está usando a Taxa de Depreciação contábil.

III.3 - Comentários sobre o efeito das variações de preços e de quantidades dos insumos e dos investimentos no ano-teste e suas implicações sobre a Base de Remuneração Regulatória:

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

"O regulador deve utilizar o conceito de ano-teste de forma consistente em todo o processo de revisão tarifária, de modo a prover condições para o equilíbrio econômico-financeiro no período de 12 meses que seguem a Revisão Tarifária".

Resposta da ANEEL:

A variação física dos insumos e dos ativos e a variação de preços dos mesmos ao longo do ano-teste constituem questões diferentes que requerem tratamentos distintos. Inicialmente, convém esclarecer que as quantidades de insumos e de ativos, bem como seus preços unitários considerados para cálculo dos custos operacionais da "Empresa de Referência", foram atualizados para a data de reposicionamento tarifário de cada concessionária de distribuição. Em relação à ocorrência de inflação no período tarifário, a ANEEL analisará os seus efeitos somente no final do período tarifário. No caso da PIRATININGA, será em 23 de outubro de 2007.

IV – COMENTÁRIOS SOBRE CUSTO E ESTRUTURA DE CAPITAL

IV.1 – Comentários sobre Estrutura de Capital:

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

"No cálculo de aluguéis e das anualidades dos investimentos, deve-se utilizar o WACC de 17,06% antes dos impostos, compatível com o valor proposto pela ANEEL. O índice de 11,26%, utilizado na Empresa de Referência, corresponde ao WACC após os impostos e implica a não remuneração adequada do capital investido nos bens em serviço".

"A estrutura de capital deve refletir condições prudentes de endividamento, adequadas ao ambiente econômico-financeiro do país e do setor elétrico".

"...Assim, recomendamos considerar a relação 40% de endividamento, 60% de capital próprio, conforme observado em empresas da Argentina e Chile, como melhor indicação da estrutura de capital que reflete as condições prudentes de endividamento, adequadas ao ambiente econômico-financeiro do país e do setor elétrico".

Resposta da ANEEL:

O uso de uma mesma estrutura de capital tem várias justificativas. Em primeiro lugar, ela evita o possível problema de circularidade no cálculo da taxa de retorno (custo de capital) pelo método do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC). Segundo, o uso de uma mesma estrutura de capital ótima evita que se estime uma estrutura de capital que reflita situações de curto prazo, possivelmente bastante diferentes das que prevalecerão ao longo da vida do negócio regulado. Terceiro, o uso de uma mesma estrutura de capital para todas as empresas do setor tem a vantagem de praticamente eliminar os incentivos para que cada empresa escolha estrategicamente o seu grau de alavancagem, já que ela não tem controle sobre a estrutura que será utilizada pelas outras empresas do setor. Com relação ao uso de uma faixa de variação para a estrutura de capital, isso é possível, mas a opção do Regulador foi por usar uma única estrutura.

As empresas de distribuição de eletricidade da Grã-Bretanha e da Austrália apresentam afinidades com as brasileiras, na medida em que se encontram sujeitas ao mesmo regime de regulação, o regime de regulação por incentivos ou regime de preços máximos. Além disso, os dados das empresas desses países foram usados em conjunto com os da Argentina e do Chile para estabelecer um intervalo abrangente de estruturas de capital dentro do qual espera-se que a estrutura média de capital das distribuidoras brasileiras se enquadre em um futuro próximo. É patente que a estrutura atual das empresas brasileiras é conjuntural, e o papel do regulador é determinar uma estrutura adequada depurada desses aspectos conjunturais. Em nenhum momento a metodologia sugere que as empresas brasileiras deverão apresentar estruturas de capital iguais às das empresas de Grã-Bretanha e Austrália.

A ANEEL entende que o valor do Custo Médio Ponderado de Capital - WACC de 11,26% está adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil.

IV.2 – Comentários sobre Custo de Capital:

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

“O custo de capital deve refletir, adequadamente, os riscos do investimento no negócio de Distribuição de Energia Elétrica e os custos de captação de recursos de Capital”.

“Na captação de empréstimos e financiamentos, incorre-se em custos de colocação, garantia, taxa de CVM, etc. que representam aproximadamente 2,5 % do valor captado, e que, a depender do cronograma de pagamento de juros e de amortizações, representam o equivalente entre 0,25 % a 0,5 % de encargos anuais incidentes sobre o saldo devedor, configurando-se em um custo relevante de captação. Da mesma forma, quando se trata de empréstimos externos, deve ser acrescida ao custo do capital a tributação de IOF e IR incidentes nas parcelas de pagamento desses empréstimos. Portanto, é necessário incluir no Custo de Capital de Terceiros o custo de captação e a tributação de empréstimos e financiamentos no mercado de capitais”.

Resposta da ANEEL:

O questionamento da ABRADDEE pode ser dividido em duas partes: inclusão do custo de captação de recursos de capital e a consideração de tributação de empréstimos e financiamento no mercado de capitais.

Em relação ao custo de captação, verifica-se que uma parte deste custo é composta por custos operacionais que já estão inclusos no custo de capital. Entretanto, o custo de captação como um todo não é considerado na composição do custo de capital, pois são compensados pela consideração de outros aspectos de risco ou de

custos. Por exemplo, em relação ao custo cambial, considera-se regulatoriamente que 100% dos ativos estão protegidos por *hedge*, quando não necessariamente as empresas trabalham com este nível de *hedge*.

Quanto à tributação de empréstimos, não se pode fazer distinção entre empréstimos externos e internos, uma vez que a carteira de dívida é extremamente variável e composta de diversos tipos de títulos. Considerando que a taxa de remuneração real dos empréstimos é compatível com empréstimos domésticos, nos quais não há a incidência do Imposto de Renda, e que as empresas só buscam empréstimos externos quando as condições destes são mais favoráveis, não cabe remunerar adicionalmente os investidores por tomarem alguns empréstimos internacionalmente.

V – COMENTÁRIOS SOBRE O FATOR X:

Comentário da ABRADÉE na AP 025/2003:

"Com a introdução de uma nova variável (Xa) no cálculo do Fator X pela Resolução 01/03 do CNPE, criou-se mais fator de incerteza, uma vez que não há ainda definição de qual é a metodologia que será utilizada para calcular o Xa".

"A única certeza que resta é que o fator Xa não tem nenhuma cobertura no Contrato de Concessão pois, além de se aplicar a uma segmentação da parcela B, não reflete necessariamente um ganho de produtividade já que se baseia num indexador de mão de obra empregada em todo o setor formal da economia".

O objetivo do Fator X é antecipar o reposicionamento tarifário da revisão seguinte, compartilhando com os consumidores possíveis ganhos de produtividade".

"Eliminar o Fator Xc (fator de qualidade), da composição do Fator X, reconhecendo a subjetividade e a conseqüente inadequação de um sistema absoluto de apuração da satisfação do consumidor. Não há sentido em a empresa ser prejudicada se o consumidor não estiver no máximo de satisfação, adicionando-se o fato de que não há como, por mais que se invista, ter a garantia de se atingir tal meta, dada a subjetividade do tema. Além do mais, não existe propriamente uma meta a ser atingida, uma vez que a avaliação se dá pela posição relativa entre as concessionárias".

"...mesmo que se adote o Fator Xc como um parâmetro relativo, podendo variar entre limites prefixados, conforme as empresas se situem acima ou abaixo da média da apuração, ainda seria uma prática inadequada, pois não há como quantificar prêmios ou punições financeiras a um dado subjetivo, que tivessem como conseqüência a sua objetivação".

Comentário da PIRATININGA

As seguintes considerações devem ser feitas sobre esses componentes:

"Xe" : a ANEEL pretende introduzir um recálculo da parcela "Xe" do Fator X, motivo pelo qual o seu percentual durante o período entre revisões tarifárias, não deverá ser fixo; entretanto, entendemos que "Xe" deva ser fixo entre as revisões tarifárias, evitando maiores incertezas quanto ao fluxo de caixa. O item "K", previsto para a

cobertura de despesas ou remuneração de investimentos extraordinários - inclusive decorrentes de exigências dos órgãos reguladores – , deveria ser considerado diretamente em “Xe”.

“Xc” : várias razões justificam rever a decisão de sua utilização, pois o IASC é critério subjetivo e aleatório da qualidade do atendimento, em desfavor dos critérios objetivos e regulatórios já existentes no Contrato de Concessão; inexistência de previsão contratual quanto a inclusão desse componente no Fator X; caráter punitivo representa um desvio em relação ao escopo da Revisão Tarifária Periódica;

“Xa” : além de sua metodologia desconhecida, também se justifica rever sua aplicação, pois foi acrescentado por resolução do CNPE; não se baseia em nenhum parâmetro de medição de produtividade e eficiência (relação entre insumo e produto), mas reflete somente evolução nominal de uma variável (mão de obra), cujos resultados em termos de eficiência de gestão devem pertencer à distribuidora; há inobservância do Contrato de Concessão, ao segmentar custos da Parcela B para alterar o indexador previsto para correção (troca do IGPM por outro índice). “

Resposta da ANEEL

Antes de responder aos questionamentos feitos pela ABRADDEE e PIRATININGA, a ANEEL esclarece que a proposta de metodologia de cálculo do Fator X foi disponibilizada, em outubro de 2003, por meio da Nota Técnica nº 214/2003, que visando à obtenção de subsídios e informações adicionais para a sua consolidação, foi discutida por meio da Audiência Pública nº 43/2003, com ampla participação da sociedade, na qual foram recebidas inúmeras contribuições dos agentes do setor elétrico. Com base na análise dessas contribuições, a metodologia de cálculo do Fator X foi aperfeiçoada e estabelecida mediante Resolução Normativa ANEEL nº 055, de 05 de abril de 2004. Nesse sentido, o componente Xc foi mantido na sistemática de cálculo do Fator X, devido à relevância de sua aplicação.

Componente Xc

O pleito não foi atendido, pois o regulador entende que é extremamente importante considerar a condição do cliente cativo do serviço monopólico de distribuição de energia elétrica. O consumidor cativo não tem a possibilidade de escolher a sua concessionária de distribuição de energia elétrica, devendo ser suprido por aquela que possui a concessão em sua área. Desta forma, é imprescindível que a satisfação do consumidor, sob o seu ponto de vista, seja levada em conta pelo regulador.

Componente Xa

Após a apresentação da metodologia de cálculo do Fator X nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), mediante a Resolução CNPE nº 1, de 4 de abril de 2003, aprovada pelo Presidente da República, resolveu “(...) estabelecer que a ANEEL, mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do IGPM + X, defina metodologia de cálculo dos valores de X a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais considerando, para o componente mão de obra da parcela B, índice que reflita o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.”

Isso posto, nas Resoluções da ANEEL que estabeleceram as revisões tarifárias periódicas no ano de 2003, até o presente, o Fator X foi descrito com os ajustes nos componentes Xe e Xc com a inclusão de um terceiro componente, denominado Xa, que se refere ao estabelecido na referida Resolução do CNPE. A metodologia proposta na Nota Técnica nº 214/2003 permite determinar o valor do componente Xa do Fator X de modo que

a aplicação do índice (IGPM - Xa), em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário.

Assim, em cumprimento às diretrizes governamentais emitidas pelo Exmo. Sr. Presidente da República, ao aprovar a recomendação estabelecida pela Resolução CNPE nº 1/2003, a ANEEL definiu metodologia de cálculo do Xa explicitada na Nota Técnica nº 214/2003. A ANEEL entende que o componente Xa deverá ser aplicado em virtude do art. 2º da Lei nº 9.427/96, no qual determina-se que "A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal".

Entretanto, frente às contribuições, críticas, comentários e sugestões recebidas na Audiência Pública nº 043/2003, a ANEEL enviou para o Ministério de Minas e Energia (MME) um documento com contribuições relativas ao componente Xa, para a devida análise e manifestação daquele Ministério. O documento e as contribuições foram analisados e o MME decidiu pela implementação do componente Xa. Desta forma, a ANEEL, frente ao seu papel estabelecido pela Lei nº 9.427/96, aplicou a diretriz governamental estabelecida pela MME.

Comentário da PIRATININGA

"No que se refere ao cálculo apresentado para o Fator X da Piratininga, e que se refere apenas ao componente Xe (não havendo ainda cálculo sobre os demais componentes), não foi no cálculo do fluxo de caixa apresentado pela ANEEL, a disparidade entre o baixo valor considerado para Investimento em 2003 (de R\$ 32.218.103,00), e a Depreciação considerada no mesmo ano (R\$ 102.421.527,00). "

Resposta da ANEEL:

Os investimentos considerados no cálculo do Fator Xe são constituídos de: i) investimentos em renovação e expansão dos ativos de distribuição, e ii) investimentos em renovação e expansão dos ativos de subtransmissão. Os investimentos em renovação e expansão dos ativos de distribuição são determinados respectivamente de acordo com a metodologia descrita nos itens 3.1.1.2 e 3.1.1.1 da Resolução nº 55, de 2004. Já os investimentos em subtransmissão são aqueles informados pela própria Empresa. No que tange a determinação do montante de depreciação, a taxa é calculada pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL - SFF/ANEEL. No próximo ciclo de processo de revisão tarifária, é possível que o Regulador avalie o efeito da adoção entre ambas as informações, de forma que eventuais distorções sejam minimizadas.

VI – COMENTÁRIOS SOBRE REESTRUTURAÇÃO TARIFÁRIA:

Comentário da ABRADÉE na AP 025/2003:

"É necessário proceder ao Reposicionamento das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD de modo que a receita com os Encargos de Uso da Rede de Distribuição equivalham à diferença entre a Receita Requerida e os custos de compra da energia entregue aos consumidores, visando garantir que a tarifa de energia (TE) realinhada gere receita igual a estes custos".

Resposta da ANEEL:

As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD foram calculadas no processo de revisão tarifária periódica segundo o disposto na Resolução ANEEL n° 152, de 03 de abril de 2003, de forma que a receita com a cobrança da TUSD corresponda aos custos associados à atividade de distribuição, assim como aos tributos e encargos de responsabilidade das unidades consumidoras, sejam elas livres ou cativas, conforme estabelecido na Resolução ANEEL n° 666, de 29 de novembro de 2002. Assim, o eventual aumento do número de consumidores livres não poderá onerar os consumidores cativos nem afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

VII – COMENTÁRIOS SOBRE TRIBUTOS:

VII.1 – Sobre a incorporação da CPMF na Receita Requerida:

Comentário da ABRADÉE na AP 025/2003:

“Incluir os custos da Contribuição Provisória Sobre Movimentação Financeira - CPMF, criada pelas ECs 12/96 e 21/99, tendo em vista que os mesmos configuram custo do fornecimento de energia elétrica. Propõe-se que seja considerada a incidência de uma única vez da referida contribuição sobre a receita bruta da empresa (incluindo o ICMS)”.

Resposta da ANEEL:

Não se considerou a CPMF na Receita Requerida em virtude do entendimento da Procuradoria Geral da ANEEL, expresso no Parecer nº 144/2000-PGE/ANEEL, de 10 de julho de 2000, disponibilizado para as concessionárias distribuidoras.

VII.2 – Sobre a elevada carga tributária nas tarifas de energia elétrica:

Comentário do Sindicato dos Energéticos do Estado de São Paulo – SINERGIA na AP 025/2003

“Tarifas justas: se levarmos em consideração que, da tarifa de energia elétrica 81% é parcela A, 19% é parcela B e no caso do Estado de São Paulo, mais 30% de ICMS, estamos entendendo que a tarifa beneficia “injustamente” o consumidor. E mais, nos últimos 4 anos essa empresa teve tarifa garantida no mínimo pelo IGP-M e no ano da revisão tarifária, o IGP-M é pouco para beneficiar mais as empresas a Aneel se obriga a parcelar o excedente do IGP-M”.

Resposta da ANEEL:

O Regulador, dentro de suas competências, particularmente nas audiências públicas sobre a revisão tarifária periódica, tem explicitado o impacto causado pelos atuais encargos e tributos nas tarifas de energia elétrica. Entretanto, trata-se de matéria que não é da competência do Regulador, mas sim dos Poderes Executivo e Legislativo.

Comentário do Sindicato dos Energéticos do Estado de São Paulo – SINERGIA na AP 025/2003

“Que o Sindicato seja ouvido e respeitado em relação aos trabalhadores da empresa”.

Resposta da ANEEL:

Cabe destacar que, a ANEEL, para concluir o processo de revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição realiza a Audiência Pública na maior cidade da área de concessão. A Audiência Pública é realizada exatamente para obter contribuições para o processo de revisão tarifária periódica, tanto para as questões metodológicas como para os resultados apresentados.

VII.3 – Sobre o cálculo do PIS/COFINS e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) na Receita Requerida:

Comentário da ABRADDEE na AP 025/2003:

"Efetuar o cálculo do PIS utilizando a alíquota atual de 1,65% sobre a Receita Bruta da Concessionária (incluindo o ICMS), compensada pelo crédito do PIS nos principais itens de despesa, tais como: Energia Comprada, Uso da Rede Básica e Aluguéis".

Resposta da ANEEL:

Até o advento das Leis n.º 10.637/2002, n.º 10.833/2003 e n.º 10.865/2004, o Programa de Integração Social – PIS e a Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social - COFINS eram cumulativas, tendo por alíquota 0,65% e 3,00% respectivamente, sendo que tais tributos eram incluídos nas tarifas de energia elétrica. Após a edição das citadas Leis, o PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65% e 7,6% respectivamente e passaram a ser não cumulativas, ensejando desconto de créditos sobre o valor apurado, o que não permite mais a simples inclusão das alíquotas dessas contribuições no cálculo das tarifas de energia elétrica.

Após a Audiência Pública ANEEL nº 045/2004 – relativo ao aprimoramento do modelo de aditivo aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica – foi concluído que as tarifas de energia elétrica deveriam ser homologadas sem o efeito do PIS e da COFINS, a exemplo do que hoje é feito com o ICMS, o que evita práticas invasivas por parte do Regulador em matéria de competência de outros órgãos públicos ou na própria gestão tributária dos concessionários. Adicionalmente, ao se estender ao PIS e COFINS o mesmo tratamento conferido ao ICMS, a sociedade tem mais acesso a informações nas faturas de energia elétrica, o que confere maior efetividade ao direito do consumidor de receber informações claras e adequadas sobre os custos que compõem o serviço de distribuição de energia elétrica. Desta forma, a ANEEL não mais mensurará ou analisará previamente comportamentos adotados pelos concessionários no trato de suas obrigações tributárias, para conferir repasse tarifário à composição de suas receitas.

Porém, o Regulador não deixa de acompanhar e validar todas as práticas que regem a sistemática desses tributos, já que têm repercussão direta no valor a ser despendido pelos consumidores no pagamento das faturas de energia elétrica. Não há dúvidas de que PIS e COFINS integram o preço final a ser pago pelos consumidores do serviço público de energia elétrica, assim, deixou de incluí-los nas tarifas que homologa, e as concessionárias de distribuição passaram a incluir, além do ICMS, parcela relativa ao PIS e COFINS no preço final a ser pago por seus consumidores.

Assim a distribuidora considera as despesas efetivamente incorridas com PIS/PASEP e COFINS, que integram o valor final da energia elétrica a ser pago pelos consumidores do serviço público de distribuição de energia elétrica, que não mais está contemplado pela tarifa homologada pela ANEEL, mas sim através de cobrança à parte, a exemplo do que é feito com o ICMS, e incluído no valor final da energia elétrica.

Qualquer variação mensal da alíquota efetiva de PIS/PASEP e COFINS e defasagem entre o valor pago e o valor repassado de PIS/PASEP e COFINS para o valor final da energia elétrica, a concessionária tem que compensar essas eventuais diferenças no valor final da energia elétrica do mês subsequente, e fiscalizado pela ANEEL através da Superintendência de Fiscalização Econômico-Financeira – SFF. Este é o entendimento da ANEEL, pelo que se garante a neutralidade no repasse das despesas efetivamente realizadas pela concessionária com o pagamento dos tributos PIS/PASEP e COFINS para o valor final da energia elétrica.

Comentário da PIRATININGA

“Cabe observar a necessidade de revisão da metodologia de cálculo do PIS/COFINS, já que mesmo considerando os valores reconhecidos pela ANEEL obtém-se um valor superior àquele constante da Revisão Tarifária da Cia. Piratininga de Força e Luz.

Pleiteia-se ademais, que seja considerado o custo da CPMF – Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira, incidente na movimentação de recursos da concessionária, pois os setores regulados não tem como repassar tal custos, que acaba por afetar a remuneração a que tem direito.”

Resposta ANEEL

Não se considerou a CPMF na Receita Requerida em virtude do entendimento da Procuradoria Geral da ANEEL, expresso no Parecer nº 144/2000-PGE/ANEEL, de 10 de julho de 2000, disponibilizado para as concessionárias distribuidoras.

VIII – OUTROS COMENTÁRIOS:

Comentário da ABRADÉE na AP 025/2003:

“Estabelecer, para fins de modicidade tarifária, um percentual do lucro econômico das subsidiárias (lucro econômico: remuneração líquida para o acionista acima do Custo de Capital Próprio, calculado pelo método do CAPM e Risco Brasil da atividade geradora de receita)”.

Resposta da ANEEL:

O Anexo VI das Notas Técnicas referentes às revisões tarifárias periódicas das concessionárias distribuidoras apresenta proposta para tratamento das receitas extra-concessão. O tema será reapresentado pela ANEEL em audiência pública específica.

Comentário da ABRADÉE na AP 025/2003:

“No momento da revisão tarifária periódica deve ser re-estabelecido o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão. As cláusulas econômicas do contrato não podem sofrer alterações de forma unilateral”.

“O escalonamento do reposicionamento contraria as cláusulas econômicas do Contrato de Concessão e não têm respaldo legal. Uma eventual alteração das cláusulas econômicas do contrato só é admissível mediante processo de negociação entre as partes”.

Resposta da ANEEL:

Primeiramente, é importante esclarecer que a ANEEL está consciente de sua obrigação quanto à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no reposicionamento tarifário e de que as tarifas justas correspondentes a essa condição devem ser aplicadas independentemente do impacto econômico que isto possa trazer sobre os consumidores de energia elétrica. Conforme já exposto nas Notas Técnicas apresentadas nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição, a aplicação das tarifas justas resultantes da aplicação das metodologias adotadas nas revisões tarifárias é um direito da concessionária distribuidora que o Regulador respeitará estritamente. Em segundo lugar, a ANEEL ratifica que o método proposto – aplicação das tarifas em etapas – mantém inalterada a condição de equilíbrio econômico-financeiro associada às tarifas estabelecidas no reposicionamento tarifário, já que a diferença entre estas tarifas e as tarifas resultantes da aplicação do índice de reajuste tarifário (IRT) será convertida em acréscimos à Parcela B da receita da concessionária em cada um dos reajustes tarifários anuais do próximo período tarifário, de modo que o fluxo de caixa da concessionária assegure-lhe uma taxa de retorno igual ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) estabelecido pela ANEEL na revisão tarifária periódica, de 11,26% real depois dos impostos. Portanto, está sendo respeitado o direito da concessionária ao equilíbrio econômico-financeiro.

Comentário da ABRADDE na AP 025/2003

“A ANEEL deveria fazer constar do processo de revisão uma análise prospectiva da capacidade financeira das empresas durante o ciclo regulatório (período entre duas revisões), considerando diferentes cenários macroeconômicos (níveis inflacionários, taxa de câmbio, taxa de juros...), bem como trajetórias de mercado e de custos operacionais. Este “Teste de Sobrevivência” deveria resultar na capacidade de a concessionária honrar compromissos financeiros oriundos da concessão e remunerar os acionistas nos níveis esperados”.

Resposta da ANEEL:

A proposta da ABRADDE não encontra amparo legal para que seja executado por esta Agência. Ademais, ressalta-se que não é competência da ANEEL fazer previsões de cenários macroeconômicos.

Comentário da ABRADDE na AP 025/2003:

“É necessário que se busque um mecanismo que atenua a carga financeira das concessionárias decorrente do mecanismo da CVA. Por um lado ele é benéfico ao equilíbrio das distribuidoras e dos consumidores, pois, para os primeiros garante a neutralidade dos custos não gerenciáveis, para os segundos possibilita a estabilidade de tarifas na periodicidade anual. Por outro lado esse mecanismo tem a desvantagem de depositar sobre as distribuidoras o ônus de financiar aos consumidores as variações de custo da parcela A, circunstância agravada e que agrava ainda mais a delicada situação financeira dessas empresas. Já para os consumidores a desvantagem é ter que arcar, além do reajuste tarifário, com a reposição dessas variações e respectivos encargos financeiros”.

Mecanismo proposto: *“A partir da Revisão Tarifária, passar a aplicar a cada IRT o conceito de ano-teste futuro na definição dos montantes de encargos e compra de energia que seriam considerados nas tarifas. Esse procedimento equivale ao entendimento de que o valor da parcela A na Data de Reajuste em Processamento – DRP, no que se refere à energia comprada e encargos, é melhor refletido pela composição do conjunto de contratos realizados (ou a realizar) que estarão em vigor nos próximos 12 meses. Este procedimento, que pode ser aplicado sem rompimento do Contrato de Concessão, resultará numa significativa redução dos*

montantes a serem financiados pelas concessionárias aos consumidores. O mecanismo da CVA para compra de energia, proposto anteriormente, permanece necessário como forma de ajuste das projeções, porém, com volumes significativamente menores”.

Resposta da ANEEL:

De acordo com o comando legal (Lei nº 10.848, de 15/03/04 e arts. 15, 27 e 32 do Decreto nº 5.163, de 30/07/04), a concessionária de distribuição deverá assinar aditivo ao contrato de concessão de distribuição para que possa ter direito a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica relativa a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída, de contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e de leilões de ajustes, conforme disposto no § 1º do art. 36 do Decreto nº 5.163/2004.

Visando atender ao comando legal de assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, a Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, estabeleceu a aplicação da denominada Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA para os custos de aquisição de energia elétrica. A aplicação deste dispositivo está condicionada à celebração dos aditivos aos Contratos de Concessão de Distribuição Energia Elétrica.

Entretanto, tal procedimento não pode ser aplicado na revisão tarifária periódica da PIRATININGA, uma vez que o comando legal foi posterior a data da revisão, e sim a partir do reajuste tarifário anual de setembro de 2005.

Ano Teste

Comentário da PIRATININGA

“Considerando que o conceito de ano teste para fins de revisão tarifária ordinária destina-se a assegurar a remuneração necessária a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão durante o período de doze meses subsequentes, faz-se necessária a correção dos seguintes pontos:

- quantitativos físicos de linhas, redes e clientes, etc. devem ser projetados no ano teste (mesmo tratamento que ANEEL reservou às estimativas de mercado da Concessionária);
- adequação dos valores monetários para um ponto médio do ano teste por meio de projeção da inflação, com base no IGPM ou no IPCA conforme o item de custo envolvido.

Resposta da ANEEL

Em relação à variação de preços dos insumos e dos ativos no ano-teste, deve-se ter em conta que a Receita Requerida – e, conseqüentemente, o valor da Parcela B – é calculada a preços correntes da data de reposicionamento e que, nos termos do contrato de concessão, o valor da Parcela B determinado na Revisão Tarifária Periódica é corrigido por ocasião dos reajustes tarifários anuais pelo IGP-M do período de 12 meses anterior à data de cada reajuste. A utilização desse mecanismo tem como conseqüência que as determinações de custos na Revisão Tarifária devem ser feitas a valores da data do reposicionamento tarifário, ou seja, o Regulador não deve fazer nenhuma projeção de evolução de preços, já que a variação real será efetivamente refletida no reajuste anual seguinte à data da revisão tarifária. Portanto, do ponto de vista estritamente econômico, as determinações da revisão tarifária devem ser calculadas em termos reais, a valores da data do reposicionamento, de forma que o efeito da inflação intra-anual seja considerado no próximo período tarifário.