

Comunicado IBRACON nº 01/02

Acordo geral do setor elétrico

O presente Comunicado tem por finalidade discutir e apresentar as conclusões do IBRACON dos efeitos sobre as demonstrações contábeis das empresas concessionárias de energia elétrica (distribuidoras e geradoras) resultantes do denominado "Acordo Geral do Setor Elétrico", o qual foi regulado pelo governo, principalmente pela Medida Provisória nº. 14, de 21 de dezembro de 2001 (DOU da mesma data, em edição extraordinária), e pela Resolução nº. 91, de 21 de dezembro de 2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Esses instrumentos legais tratam principalmente da "Recomposição tarifária extraordinária", sua forma de cálculo, condições necessárias ao pleito pelas distribuidoras e instituição pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, de programa, com caráter emergencial e excepcional, de apoio a concessionárias de serviços públicos de distribuição e geração de energia elétrica.

Este comunicado também tem por finalidade orientar os auditores independentes, membros do IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, quanto aos procedimentos necessários para validar os registros contábeis dessa "Recomposição tarifária extraordinária".

ANTECEDENTES

Ambiente contábil brasileiro

A profissão contábil e as entidades reguladoras brasileiras têm cuidado de normatizar operações de determinados ramos da atividade empresarial, tais como: instituições financeiras (Banco Central do Brasil), companhias seguradoras (Superintendência de Seguros Privados - Susep), entidades de previdência privada (Secretaria da Previdência Complementar - SPC, consórcios (Banco Central do Brasil), etc. Também têm sido tratadas situações específicas como foi o caso de incorporações de empresa controladora pela sua controlada, etc.

Em relação a empresas concessionárias de geração e de distribuição de energia elétrica, por terem sido elas, a até pouco tempo, propriedade do Estado (grande parte das geradoras mantém essa condição), a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, como agência reguladora, tomou para si a tarefa de tratar os assuntos contábeis, elaborando e divulgando plano de contas-padrão, critérios contábeis, etc., além de sua função precípua que é regulação do mercado de energia elétrica.

Após o processo de privatização ou da assinatura dos novos contratos de concessão, especialmente das distribuidoras, fatos novos surgiram resultantes do relacionamento do Estado (via Aneel) com a iniciativa privada.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

Várias situações novas surgiram sem se conseguir dar solução a elas no momento de sua ocorrência, dada a pouca experiência dos parceiros (iniciativa privada o governo - Aneel) e dados os aspectos econômicos envolvidos. Assim, existem hoje vários pleitos das empresas pendentes de decisão pela Aneel ou na esfera judicial.

Como consequência disso, as empresas, por iniciativa própria ou por discussão com os auditores independentes, não fizeram o registro contábil desses pleitos relativos aos custos classificados como Parcela A, até manifestação favorável e definitiva da Aneel.

Corno exemplo de evento que teve solução, mencionamos o ocorrido, em 1999, com os efeitos da variação cambial sobre o fornecimento de energia elétrica por Itaipu.

Nos primeiros meses daquele ano houve desvalorização acentuada do real frente ao dólar norte-americano, provocando um desequilíbrio entre receita e custo das distribuidoras de energia elétrica em razão da tarifa de Itaipu ser fixada em US\$. Por iniciativa da Aneel, que reconheceu ter havido a quebra do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão em virtude da mudança da política econômica (taxa de câmbio flutuante), as tarifas das distribuidoras foram aumentadas em percentual suficiente para que em 12 meses fosse recuperada a diferença da variação cambial extraordinária. Cessado o período de recuperação ou tendo sido recuperado em período menor, a tarifa retornou ao patamar anterior.

Em termos contábeis, essa diferença relativa à variação cambial foi considerada como custo antecipado, registrado como ativo circulante e amortizado na razão direta da recuperação via tarifa. Vale informar, entretanto, que esse tratamento não foi adotado uniformemente por todas as empresas, pois tratava-se de fato inusitado e sem previsão na literatura contábil brasileira. Várias empresas assumiram a diferença como custo do mês da ocorrência e como receita à medida do faturamento com a tarifa especial.

Atividade regulada

De acordo com os contratos de concessão assinados no Brasil e denominados Contratos de Prestação de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, estão previstas três modalidades de revisão tarifária, conforme segue:

a) Reajuste tarifário anual na data do aniversário do contrato

De acordo com a Nota Técnica nº. 18/1999-SRF/ANEEL - Conceitos sobre processos de reajuste e revisão tarifária, de 21/9/99, "dentro da modalidade de garantia de preço, adotada nesses contratos, o objetivo do índice de Reajuste Tarifário - IRT é repor, em cada momento de reajuste, o poder de compra da tarifa.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

O reajustamento atua separadamente e de forma distinta sobre as parcelas da receita: Parcela A - composta pelo conjunto dos custos não gerenciáveis pelo concessionário. Dessa forma, toda a variação dos custos não gerenciáveis, que são definidos pelo poder concedente, é repassada às tarifas, enquanto os custos gerenciáveis e componentes da Parcela B recebem atualização de acordo com a variação do Índice Geral de Preços - Mercado (IGPM).

b) Revisão tarifária extraordinária

Caso haja alterações significativas nos custos das concessionárias, tais como modificações de tarifas de compra e venda de energia elétrica, alteração de encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia, etc., essas alterações podem ser objeto de pedido de revisão tarifária extraordinária, submetido à Aneel para fins de aprovação.

c) Revisão tarifária ordinária

Nesse caso, a Aneel poderá efetuar alterações nas tarifas de comercialização de energia elétrica, para mais ou para menos, considerando mudanças na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional ou internacional, os estímulos à eficiência contexto nacional ou internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas. A primeira revisão ordinária está prevista para ocorrer em quatro, cinco ou seis anos contados da data de assinatura de cada contrato.

Pelo exposto acima, os contratos de concessão garantem a recuperação de determinados custos através do repasse automático às tarifas, bem como garantem o equilíbrio econômico-financeiro desses contratos.

Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica
(Interferência do Estado na atividade econômica)

Pela Medida Provisória nº. 2.198, de 24 de agosto de 2001, foi criado o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica. Esse programa tem por objetivo compatibilizar a demanda de energia com a oferta, para evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia. Em média a redução de energia prevista por esse programa foi de 20% em relação ao consumo verificado nos meses de maio, junho e julho de 2000. Esse programa vigorará de junho de 2001 até o mês em que o governo considerar normalizada a situação hidrológica. Na região norte o programa foi suspenso a partir de janeiro de 2002 e nas demais regiões se prevê sua extinção em março deste ano.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

Em consequência dessa redução forçada na demanda pela intervenção do Estado, as empresas concessionárias de energia elétrica, tanto geradoras como distribuidoras, tiveram redução de suas margens de lucro, pois as estruturas fiscais dessas empresas, bem como a de pessoa, não podem ser reduzidas na proporção da redução de consumo prevista naquele programa. Assim ficaram mantidos os custos fixos e encargos de financiamentos (muito expressivos nesse setor de atividade) sem a correspondente receita.

Além do programa de redução de consumo, as empresas têm vários pleitos com a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, visando à recomposição do denominado "equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão", pois ocorreram vários eventos que no entender dessas empresas resultaram no desequilíbrio econômico-financeiro desses contratos. Exemplo desses pleitos é o aumento da energia adquirida de Itaipu em razão da desvalorização acentuada do real ocorrida em 1999. Apenas parte desse inesperado de custo foi repassada aos consumidores via aumento extraordinário de tarifa autorizado pela Aneel; para outra parte não foi autorizado o aumento, o que resultou na demanda pelas empresas para repassar a parte não autorizada.

Esses e outros custos fazem parte daqueles classificados como não gerenciáveis pelas empresas, sendo parte da denominada "Parcela A" dos reajustes anuais das tarifas de energia elétrica.

RECOMPOSIÇÃO TARIFÁRIA EXTRAORDINÁRIA

Na tentativa de solucionar a questão, o governo e as empresas de energia elétrica mantiveram reuniões e após seis meses de interlocução foi firmado o Acordo Geral do Setor Elétrico com as concessionárias distribuidoras e as geradoras de energia elétrica sobre o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes, e a recomposição de receitas relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (Programa Emergencial).

Esse acordo abrange as perdas de margem incorridas pelas distribuidoras e geradoras no período de vigência do citado Programa Emergencial, os custos adicionais da denominada Parcela A para o período de 1/1/2001 a 25/10/2001 e a parcela dos custos com a compra de energia no âmbito do Mercado Atacadista de Energia (MAE), denominada "energia livre", realizadas até dezembro de 2002.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

Concessionárias distribuidoras:

A - Perdas incorridas no período de racionamento (receita x custos)

1. A receita das distribuidoras de energia elétrica no período de racionamento será composta por meio da "recomposição tarifária extraordinária" (aumento nas tarifas de 2,9% para os consumidores residenciais (excetuados os de baixa renda) e 7,9% para os demais consumidores;
2. Essa recomposição somente se aplica aos consumidores atendidos por meio dos sistemas interligados das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste (a partir de 1/6/2001 até o encerramento do Programa Emergencial) e Estados do Pará e do Tocantins e da parte do Estado do Maranhão pelo sistema interligado Norte (período de 1/7 a 31/12/2001);
3. A recomposição tarifária extraordinária vigorará pelo período necessário à compensação do montante apurado, o qual estará sujeito à homologação da Aneel; (grifamos)
4. A expectativa do setor é que a recuperação das perdas seja em três anos;
5. O montante da recomposição tarifária extraordinária corresponderá, para cada concessionária interessada, à diferença entre a receita estimada da concessionária distribuidora, se inexistente o Programa Emergencial, e a receita verificada da concessionária distribuidora sob a vigência do mesmo Programa, considerando taxa de crescimento do PIB e crescimento esperado de consumo. (grifamos)

A receita estimada será calculada como o produto do respectivo consumo esperado pela respectiva tarifa média projetada, a qual terá como base a tarifa média calculada pelo Índice de Reajuste Tarifário (IRT) de 2000 reajustada pelo IRT de 2001 nos meses de reajuste tarifário anual; e

6. As concessionárias distribuidoras alcançadas pela recomposição tarifária extraordinária deverão pagar às geradoras, durante o período de vigência do Programa Emergencial, os valores dos contratos iniciais e equivalentes, com redução proporcional àquela aplicada às concessionárias distribuidoras. Essa redução é estimada em 3%, ou seja, as geradoras faturarão às distribuidoras toda a energia contratada como se houvesse sido produzida e entregue.

Condições para a recomposição tarifária extraordinária

Para que seja possível a implementação da recomposição tarifária extraordinária foram fixadas as seguintes principais diretrizes (art. 3o. da Resolução no. 91, de 21/12/2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica);

- I. essa recomposição deve promover a eliminação de eventuais controvérsias jurídicas atuais, relativas aos temas tratados na Resolução acima referida;
- II as concessionárias distribuidoras e geradoras não reivindicarão umas às outras nem ao poder concedente, relativamente ao período compreendido entre junho de 2001, inclusive, e a data final do Programa Emergencial, quaisquer valores relativos aos excedentes de contratos iniciais e equivalentes ou referentes a ressarcimento pela redução na geração do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE;
- III as concessionárias distribuidoras e geradoras não reivindicarão, judicial ou extrajudicialmente, ressarcimento, de qualquer natureza, relativo a receitas concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;
- IV. para eliminação de reprodução de controvérsia relativa à recompra de excedentes de contratos iniciais e equivalentes, inclusive ao denominado Acordo de Recompra, e a aplicação do ANEXO V dos contratos iniciais, será firmado por concessionárias distribuidoras e geradoras, como condição necessária para a homologação pela Aneel do montante referente à recomposição tarifária extraordinária da receita no racionamento, termo aditivo aos Contratos Iniciais e equivalentes, assim definidos em Resolução da Aneel, que incluirá fórmula substitutiva desse ANEXO V;
- V. a recomposição tarifária extraordinária não se aplica, conforme o disposto no art. 1o. dessa resolução, a hipóteses de racionalização do consumo de energia elétrica;
- VI. até a data da primeira homologação parcial pela Aneel dessa recomposição tarifária extraordinária, as concessionárias distribuidoras e geradoras deverão formalizar, como poder concedente e entre si, a plena quitação, a desistência e a renúncia de qualquer eventual crédito, direito, pretensão e/ou pleito judicial ou extrajudicial relativo ao Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, aos denominados excedentes dos contratos iniciais e equivalentes, às despesas de que cuida o art. 2o. e aos custos referidos no art. 6o., em especial no seu § 1o., ambos da Medida Provisória no. 14, de 2001, bem como os demais atos jurídicos, inclusive declarações, transações e termos aditivos e compromissos previstos e referidos no § 5o. do art. 1o. da Resolução no. 91 e nessa Medida Provisória no. 14, de 2001;

- VII. as concessionárias distribuidoras e as geradoras, sem prejuízo das demais obrigações e declarações a elas atribuídas, reconhecem que nenhuma norma, prescrição, dever, ato ou circunstâncias previstos ou referidos na Resolução no. 91 e na Medida Provisória no. 14, de 2001, constituem causa de desequilíbrio econômico-financeiro e renunciam a qualquer pleito de revisão tarifária fundado nos fatos e normas relacionados a essa mesma disciplina normativa.

B - Custos adicionais incorridos com Parcela A (recuperação de custos)

O mecanismo de que trata a Medida Provisória no. 2.227, de 4 de setembro de 2001, deverá conferir, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, tratamento isonômico às variações verificadas em todo o exercício de 2001, de valores de itens da "Parcela A" previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, desconsiderando, para esse fim, variações daqueles itens eventualmente ocorridas até 31 de dezembro de 2000. A aplicação desse dispositivo fica condicionada a pedido do interessado que será instruído com:

1. declaração de renúncia a qualquer direito, pretensão, pleito judicial ou extrajudicial, bem como a desistência de qualquer demanda administrativa ou judicial em curso relativos às variações dos valores dos itens integrantes da "Parcela A" desde a data da assinatura do respectivo contrato de concessão até a data de 26 de outubro de 2001;
2. declaração do interessado de que não reivindicará revisão tarifária extraordinária relativa a fatos ocorridos desde a assinatura do contrato de concessão até o dia 31/12/2001; e
3. assinatura pelo interessado dos atos, transações, renúncias, declarações e desistência e disciplinados em resolução da Aneel.

A aplicação do disposto no parágrafo inicial acima está sujeita ao princípio da modicidade tarifária e será implementada, após verificação dos documentos de instrução do pedido e homologação do montante pela Aneel, ao longo de período flexível.

O disposto no parágrafo inicial acima não se aplica, em hipótese alguma, a efeitos financeiros decorrentes de variações de itens da "Parcela A" ocorridos em exercícios anteriores a 2001.

C - Energia livre

A parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, realizadas até dezembro de 2002, decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e consideradas nos denominados contratos iniciais e equivalentes, será repassada aos consumidores atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

Concessionárias geradoras:

1. Como mencionado anteriormente, as concessionárias distribuidoras alcançadas pela recomposição tarifária extraordinária deverão pagar às geradoras, durante o período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, os valores dos contratos iniciais e equivalentes, com redução proporcional àquela aplicada às concessionárias distribuidoras. Essa redução é estimada em 3%.
2. Para eliminação de reprodução de controvérsia relativa à recompra de excedentes de contratos iniciais e equivalentes, inclusive ao denominado Acordo de Recompra, a parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, realizadas até dezembro de 2002, decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e consideradas nos denominados contratos iniciais e equivalentes, será repassada aos consumidores atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, e à aplicação do ANEXO V dos contratos iniciais, será firmado por concessionárias distribuidoras e geradoras, como condição necessária para a homologação pela Aneel do montante referente à recomposição tarifária extraordinária da receita do racionamento, termo aditivo aos contratos iniciais e equivalentes, assim definidos em Resolução da Aneel, que incluirá fórmula substitutiva a esse ANEXO V.
3. A parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, realizadas até dezembro de 2002, decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do MRE e consideradas nos denominados contratos iniciais e equivalentes, será repassada aos consumidores atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional.

BASE PARA O REGISTRO CONTÁBIL

Como mencionado no início deste Comunicado, os eventos ocorridos no setor de geração e distribuição de energia elétrica resultante, principalmente, da criação do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica foram inusitados, não existindo na literatura contábil brasileira tratamento específico para os resultados desses eventos tão significativos e da solução encontrada com a edição da Medida Provisória no. 14 e da Resolução GCE no. 91.

Para dar solução a esse tema, recorreu-se inicialmente à NPC 14 - Receitas e Despesas - Resultado, pronunciamento emitido pelo IBRACON, o qual fornece critérios para identificar as condições e determina as regras para o reconhecimento das receitas e despesas.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

Alguns conceitos desse pronunciamento são:

A receita é reconhecida somente quando for provável que os benefícios econômicos relativos à transação venham a ser percebidos pela empresa (a receita foi "ganha" pela empresa).

A receita de venda de produtos ou mercadorias deve ser reconhecida quando todas as seguintes condições tiverem sido satisfeitas:

- a. a empresa tenha transferido ao comprador os riscos e benefícios significativos decorrentes da propriedade dos produtos;*
- b. a empresa não mais detenha o envolvimento gerencial contínuo em grau usualmente associado com a propriedade, nem o controle efetivo sobre os produtos vendidos;*
- c. o valor da receita poder ser medido com segurança;*
- d. é provável que os benefícios econômicos decorrentes da transação sejam percebidos pela empresa, e*
- e. os custos incorridos ou a incorrer referentes à transação possam ser medidos com segurança.*

À primeira vista, parecerá que não se poderia reconhecer como receita e redução do custo do exercício de 2001, respectivamente, a recomposição tarifária e a recuperação assegurada pela Aneel dos custos da denominada Parcela A (não gerenciáveis). Entretanto, há que se analisar as características próprias do produto energia elétrica de que estamos tratando.

Diferentemente de qualquer outro produto (exceto os que têm características semelhantes, como a produção e o fornecimento de gás, água, etc.), a energia elétrica tem características próprias, seja na sua produção, seja na comercialização. Os consumidores de energia elétrica, nos dias atuais, não têm a opção de escolha entre fornecedores, exceto para os grandes consumidores que decidirem exercer o direito de escolha do seu fornecedor, tomando-se consumidores livres. Os consumidores comuns têm à sua disposição poucos substitutivos à energia elétrica, sendo esse produto de extrema utilidade, fazendo com que seu consumo seja indispensável (o consumidor poderá reduzir os níveis de consumo, racionalizá-lo, porém dificilmente cessará o consumo). Consideradas as condições atuais do mercado de energia (falta de oferta que garanta a competição), podemos afirmar que os consumidores, em larga escala, são cativos.

Para fins de análise, devemos considerar que há um conjunto de consumidores, e não consumidores individuais, ou seja, as concessionárias têm uma massa de clientes que variarão seu consumo individual, porém, no seu conjunto, o consumo tende a ser uniforme.

Nos temas discutidos neste documento, ficou demonstrado que tanto a recomposição tarifária como o excesso de custos atribuídos à Parcela A se originaram no ano de 2001, ou seja, o primeiro (recomposição tarifária) está sendo calculado pela diferença entre a energia que seria comercializada na inexistência do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, e o segundo, custos atribuíveis à Parcela A, não gerenciáveis, pelo excesso de custos havidos no ano de 2001.

Assim, resta provado que a redução da receita e o aumento de custos pertencem, ambos, ao exercício findo em 31 de dezembro de 2001, sendo a recomposição tarifária se estenderá para os anos seguintes, até a extinção do Programa Emergencial acima referido.

Pode-se afirmar que o produto foi entregue por preço inferior ao assegurado às empresas concessionárias para lhes propiciar a margem necessária ou assegurar a recuperação dos custos sobre os quais não têm controle. Sendo assim, foi estabelecido pelo governo mecanismo para cobrança dessa diferença da massa de consumidores, ou seja, foi determinado aumento da tarifa (2,9% para os consumidores residenciais e 7,9% para os demais consumidores) de forma que aquelas diferenças de preço sejam cobradas desses consumidores, ou seja, estabeleceu-se modo de cobrança. Tanto isso é verdade que as tarifas voltarão ao patamar original tão logo seja recuperado o montante calculado pelas diversas distribuidoras relativo à recomposição tarifária, aos custos da Parcela A e aos custos adicionais da energia livre.

Mais uma vez: o conjunto de consumidores pagará essas diferenças de 2001, podendo ocorrer que cada um, individualmente, poderá pagar mais ou menos, se for calculada a proporção entre seu consumo de 2001 com o que pagará em 2002 e anos seguintes: ou seja, o "acerto de conta" não é individual.

O que resta discutir é a probabilidade do recebimento dessas diferenças. Como discutido à exaustão, o governo, pela Medida Provisória no. 14 e outros instrumentos, assegurou às empresas distribuidoras a recuperação dessas diferenças, mantendo o aumento especial das tarifas (2,9% e 7,9%) até que os montantes das diferenças sejam recuperados. Assim, considerando o histórico de consumo de energia elétrica no País, sua indispensabilidade, sua forma de comercialização, a recuperação desses valores pelas empresas está assegurada.

Em adição aos conceitos e conclusões discutidos neste item, encontra-se no Anexo I resumo dos principais tópicos da literatura norte-americana sobre esse assunto, aplicável naquele país no período em que o mercado de energia elétrica tinha características semelhantes às encontradas no mercado brasileiro atualmente.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

Entendimento do IBRACON

Com base nas informações sumariadas acima (MP nº 14 e Resolução nº 91), e considerando o discutido no item Base para o Registro Contábil, o IBRACON conclui que o montante da recomposição tarifária extraordinária autorizada pelo governo, dos custos não gerenciáveis pelas distribuidoras da denominada Parcela A da composição das tarifas e dos custos adicionais com a compra de energia livre caracteriza-se como um ativo e, assim, deve ser registrado pelas distribuidoras e geradoras de energia elétrica no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2001, e que esse registro atende aos Princípios Fundamentais de Contabilidade dispostos na Resolução CFC nº 750, de 29 de dezembro de 1993, principalmente àqueles que dizem respeito ao fato, quais sejam: o Princípio da Oportunidade (tempestividade e integridade do registro do patrimônio e suas mutações); o Princípio da Competência (as receitas e as despesas devem ser incluídas na apuração do resultado do período em que ocorrerem, sempre simultaneamente quando se correlacionarem, independentemente do recebimento ou pagamento; e o Princípio da Prudência (adotar o menor valor para os componentes do ativo e o maior para os do passivo).

Importante ressaltar que esse entendimento teve como premissa a situação atual do mercado brasileiro de energia elétrica. Assim, qualquer alteração futura desse cenário implicará a revisão das conclusões alcançadas neste Comunicado Técnico.

A forma em que deverão ser efetuados os lançamentos contábeis será regulada pela Aneel.

ASPECTOS IMPORTANTES PARA FINS DE AUDITORIA

Também sob o aspecto da auditoria, este tema reveste-se de características especiais e requer cuidados anteriores à emissão do parecer.

Determinação dos valores da recomposição tarifária extraordinária

a) Perda no racionamento

A metodologia de cálculo para esse item foi regulada pelos diversos instrumentos editados pelo governo e pela Aneel.

b) Custo da Parcela A

Em relação aos custos da Parcela A, também há definição clara na legislação da natureza dos itens a serem considerados e do período coberto.

c) Custos adicionais da energia livre

Em relação a esse item, a Administradora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica Elétrica - ASMAE tem a responsabilidade de calcular e divulgar o montante individual por concessionária para fins do registro contábil.

d) Aspectos tributários

O registro contábil dos itens acima enumerados deve levar em conta os aspectos tributários, especialmente os impostos indiretos (PIS, COFINS) incidentes por ocasião do registro contábil ou, futuramente, por ocasião do faturamento aos consumidores.

Condições para homologação da recomposição tarifária extraordinária

A Medida Provisória nº 14 estabeleceu condições para a implementação da recomposição tarifária extraordinária e da recuperação dos custos não-gerenciáveis da Parcela A, incluídos nos itens Condições para a recomposição tarifária extraordinária e Custos adicionais da Parcela A (Recuperação de custos), como se segue:

Em relação à perda no racionamento:

"até a data da primeira homologação parcial pela Aneel dessa recomposição tarifária extraordinária, as concessionárias distribuidoras e geradoras deverão formalizado, como poder concedente e entre si, a plena quitação, a desistência e a renúncia de qualquer eventual crédito, direto, pretensão e/ou pleito judicial ou extrajudicial relativo ao Programa Emergencial da Redução de Consumo de Energia Elétrica, aos denominados excedentes dos contratos iniciais e equivalentes, às despesas de que cuida o art. 2º e aos custos referidos no art. 6º, em especial no seu § 1º, ambos da Medida Provisória nº 14, de 2001, bem como os demais atos jurídicos, inclusive declarações, transações e termos aditivos e compromissos previstos e referidos no § 5º do art. 1º da Resolução nº 91 e nessa Medida Provisória nº 14, de 2001".

Em relação aos custos adicionais da Parcela A:

- "declaração de renúncia a qualquer direito, pretensão, pleito judicial ou extrajudicial, bem como a desistência de qualquer demanda administrativa ou judicial em curso relativos às variações dos valores dos itens integrantes da "Parcela A" desde a data da assinatura do respectivo contrato de concessão até a data de 26 de outubro de 2001;
- declaração do interessado de que não reivindicará revisão tarifária extraordinária relativa a fatos ocorridos desde a assinatura do contrato de concessão até o dia 31/12/2001; e
- assinatura pelo interessado dos atos, transações, renúncias, declarações e desistências e disciplinados em resolução da Aneel".

PROCEDIMENTOS DE AUDITORIA

Como existem condições para a consecução do previsto nos documentos legais, antes da emissão do seu parecer sobre as demonstrações contábeis dessas empresas, o auditor deve examinar todos esses documentos acima referidos de formalização junto à Aneel.

Em razão da dinâmica desse processo, a Aneel editou normativos estabelecendo condições e procedimentos para solicitação e homologação da recomposição tarifária e outras providências e está providenciando outros normativos para completar o processo. Com isso, as concessionárias poderão ter dificuldades em submeter seus pleitos à Aneel ou esta ter dificuldade em responder prontamente.

Como muitas concessionárias têm a necessidade de publicar suas demonstrações contábeis antes de toda a formalização referida acima, O IBRACON entende que os auditores, como requisitos mínimos para emissão de seus pareceres devem:

- a) testar os cálculos apresentados pelo cliente e sua adequação às regras estabelecidas;
- b) examinar a documentação comprobatória dos custos classificados como Parcela A;
- c) confrontar os valores registrados a título de custos adicionais de energia livre com os valores divulgados pela ASMAE. Caso haja divergência entre os valores divulgados pela ASMAE e a estimativa preparada previamente pela administração do cliente, solicitar a este que discuta o assunto com a ASMAE e com a Aneel, para solução da divergência. O auditor não deverá liberar seu parecer antes de solucionada a divergência;
- d) verificar o registro contábil em relação às regras estabelecidas pela Aneel;
- e) verificar a classificação dos valores do ativo/passivo entre curto e longo prazos, atentando para a adequação do período de recuperação estimado pelo cliente;
- f) verificar a adesão do cliente ao Acordo Geral do Setor Elétrico (Termo de Adesão), atentando se o representante do cliente que firmou o termo de adesão estava legalmente habilitado a firmar tal documento, de acordo com as disposições estatutárias.
- g) examinar a ata de reunião do Conselho de Administração e/ou da Diretoria na qual foi deliberada a desistência e a renúncia de qualquer eventual crédito, direito, pretensão, pleito judicial ou extrajudicial, bem como a desistência de qualquer demanda administrativa ou judicial em curso, como previsto na Medida Provisória nº 14.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

- h) Revisar a nota explicativa preparada pelo cliente dando ampla divulgação dos efeitos nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2001 decorrentes do Acordo Geral do Setor Elétrico.
- i) Obter a carta de representação dos administradores quanto à sua responsabilidade sobre as demonstrações contábeis, nos termos da Resolução CFC nº 752. Além do requerido na Resolução citada, a administração deve incluir nessa carta declaração sobre a decisão de desistência e renúncia em relação aos assuntos tratados no item g) acima. Como recomendação para essa declaração temos:

"Com relação ao cumprimento das exigências para homologação da recomposição tarifária extraordinária nos termos do disposto na Medida Provisória nº 14 e Resolução nº 91, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, confirmamos nossa decisão de apresentar declarações, assinar termo aditivo e celebrar acordo, como segue:

- I - declaração de plena quitação de direitos relativos às variações dos valores dos itens integrantes da "Parcela A", ocorridos desde a data da assinatura do respectivo contrato de concessão até a data de 26 de outubro de 2001 e de renúncia a qualquer direito, pretensão, demanda administrativa ou judicial futuros ou em curso, relativas a esses fatos;*
- II - declaração de renúncia ou desistência de qualquer pleito, administrativo ou judicial, futuro ou em curso, relativo a revisões tarifárias extraordinárias decorrentes de fatos e normas ocorridos desde a assinatura do respectivo contrato de concessão até 31 de dezembro de 2001, bem como declaração de que não reivindicaremos revisão tarifária extraordinária relativa a fatos e normas ocorridos no mesmo período;*
- III - declaração de denúncia ou desistência de qualquer pleito, judicial ou extrajudicial, futuro ou em curso, junto ao poder concedente ou aos agentes do setor elétrico, relativo a fatos e normas concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, à recomposição tarifária extraordinária e ao disposto na Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica n.º 91, de 21 de dezembro de 2001, e na Medida Provisória n.º 14, de 21 de dezembro de 2001;*
- IV - declaração de renúncia ou desistência de demandas, judiciais ou extrajudiciais, futuras ou em curso, referentes a ressarcimento, de qualquer natureza, relativo a receitas e custos concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;*
- V - declaração de renúncia a qualquer reivindicação, seja às geradoras de energia elétrica ou ao poder concedente, relativamente ao período compreendido entre junho de 2001, inclusive, e a data final do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica referente a valores relativos aos excedentes de contratos iniciais e equivalentes, ou referentes a ressarcimento pela redução na geração do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, definido na forma do art. 20 do Decreto n.º 2.655, de 1998, com a redação dada pelo Decreto n.º 3.653, de 7 de novembro de 2000;*

- VI - *declaração de reconhecimento de que nenhuma norma, prescrição, dever, ato ou circunstância previstos ou referidos na Medida Provisória n.º 14, de 21 de dezembro de 2001, e na Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica n.º 91, de 21 de dezembro de 2001, Resolução Aneel n.º 31, de 24 de janeiro de 2002, constituem causa de desequilíbrio econômico-financeiro;*
- VII - *assinatura de termo aditivo aos Contratos Iniciais e equivalentes, incluindo fórmula substitutiva ao ANEXO V dos referidos contratos, com vistas à eliminação de reprodução de controvérsias relativas à aplicação do referido anexo, à recompra de excedentes de Contratos Iniciais e equivalentes, inclusive ao denominado Acordo de Recompra, e às despesas de que cuida o art. 2º da Medida Provisória n.º 14, de 21 de dezembro de 2001;*
- VIII - *assinatura de termo aditivo aos Contratos Iniciais e equivalentes contemplando fórmula compulsória de solução das controvérsias, para que a ANEEL, instaure ex officio, caso as partes não o façam em prazo determinado, sem prejuízo da atuação subsidiária da ANEEL, na arbitragem de controvérsias;*
- IX - *celebração de acordo de reembolso de pagamento de energia livre com geradoras signatárias dos contratos iniciais e equivalentes, constando plena quitação das despesas de que trata o parágrafo único do art. 2º. da Medida Provisória n.º 14, de 21 de dezembro de 2001, nos termos de Resolução da ANEEL a ser expedida quando do fechamento da contabilização das operações do MAE referentes ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica."*

NOTA EXPLICATIVA SOBRE O ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

Considerando a relevância dos assuntos tratados no Acordo Geral do Setor Elétrico e seus impactos sobre a situação patrimonial e financeira e no resultado das operações das empresas de geração e distribuição de energia elétrica, se faz necessária a divulgação detalhada do conteúdo desse acordo e da mensuração de seus efeitos para permitir um perfeito entendimento por parte dos usuários das demonstrações contábeis.

A nota explicativa sobre esse assunto deverá contemplar os seguintes aspectos:

- Síntese do acordo
- Itens do acordo aplicáveis à empresa
- Compromissos assumidos pela administração da empresa para a eficácia do acordo e estágio atual desses compromissos (veja item "Condições para a recomposição tarifária extraordinária" deste Comunicado)

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

- Se à época da divulgação das demonstrações contábeis da empresa a Medida Provisória n.º 14 estiver em tramitação no Congresso Nacional, esse fato deverá constar da nota explicativa
- Divulgação dos efeitos, por natureza dos valores desses itens, tais como:

Distribuidoras:

1. Montante da reversão dos efeitos do Anexo V, se aplicável;
2. Montante da recomposição tarifária extraordinária registrada na conta Consumidores e Revendedores (curto e longo prazos) relativo a: recuperação das perdas de margem no racionamento e recuperação dos custos da energia livre, estes a serem repassados às empresas geradoras;
3. Montante da recomposição tarifária extraordinária relativo à recuperação dos custos da Parcela A, do período de 1 de janeiro a 25 de outubro de 2001, registrado como Despesas Pagas Antecipadamente (curto e longo prazos) em contrapartida da conta Custo da Energia Comprada;
4. Parcela das despesas com a compra de energia livre no âmbito do MAE, registrada como Custo de Energia Comprada em contrapartida à conta de Fornecedores (curto e longo prazos);
5. Total dos efeitos no resultado do exercício.

Geradoras:

1. Montante da reversão dos efeitos do Anexo V, se aplicável;
2. Montante do complemento de receita dos contratos iniciais (diferença entre os valores contratados, líquido do fator de redução, e os valores já faturados até a data do balanço);
3. Montante do custo da compra de energia livre no MAE no período de maio a dezembro de 2001;
4. Montante da recompra das sobras de contratos no MAE no mês de maio, se aplicável;
5. Montante da redução de receita pela aplicação do Anexo V no mês de maio, se aplicável;
6. Montante da recuperação do custo de energia livre adquirida no MAE (preço MAE deduzido do custo atribuível aos geradores, R\$ 49,26). Esse montante será recuperado via distribuidoras, conforme item 4 da nota das distribuidoras;
7. Total dos efeitos no resultado do exercício.

Se a empresa for se utilizar da linha de crédito especial do BNDES, esse fato deverá ser acrescentado à nota explicativa.

Também deverá ser mencionado nessa nota explicativa o prazo estimado pela empresa para a recuperação dos montantes registrados no ativo.

EMISSÃO DO PARECER

Considerando a relevância dos temas aqui tratados, as indefinições porventura ainda existentes e os aspectos de auditoria envolvidos, o auditor deverá avaliar atentamente cada caso para considerar as modificações necessárias no parecer do auditor independente.

Em virtude da quantidade de empresas envolvidas em todo o processo, das discussões ainda em andamento com os reguladores e o MAE e das providências requeridas para calcular os valores e a serem registrados, poderão ocorrer eventos ou situações de indefinição que o auditor deverá considerar ao avaliar a suficiência de seu trabalho, eventuais incertezas ou aspectos que mereçam destaque no seu parecer.

O Ibracon estará atento ao andamento desse processo e, se julgado necessário, editará interpretação técnica ou outro instrumento de orientação aos auditores.

São Paulo, 9 de março de 2002

Marcio Martins Villas
Presidente

Francisco Papellas Filho
Diretor de Assuntos Técnicos

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

Anexo I

Para nos auxiliar na solução do tema referido no Comunicado Técnico, recorreremos à literatura internacional, principalmente àquela produzida nos Estados Unidos aplicável às empresas reguladas. Esse assunto está tratado naquele país, principalmente no FAS - 71 (Contabilização de certos tipos de regularização), editado pelo Financial Accounting Standards Board.

A seguir apresentamos resumo dos principais conceitos contidos nesse pronunciamento americano:

"Os princípios contábeis para setores regulados (APB-2) requerem que as demonstrações financeiras de uma empresa regulada destinadas ao público sejam baseadas nos princípios contábeis geralmente aceitos, com o devido reconhecimento ao processo de fixação de tarifas estabelecido pelo órgão regulador. De acordo com as normas de auditoria geralmente aceitas "GAAS"), um auditor independente deve observar as normas de apresentação das demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos.

São usados diferentes métodos pelos órgãos reguladores para estabelecer as tarifas das empresas reguladas. Esses diferentes métodos podem ser classificados em (a) custo de serviço individual; (b) determinação de tarifa global; e (c) uma combinação de custo de serviço individual e determinação de tarifa global.

De acordo com o método de fixação de tarifas pelo custo de serviço individual, os custos admissíveis que uma empresa geralmente pode recuperar são todos os custos reais e/ou estimados que são necessários para fornecer o serviço ao público, inclusive o retorno sobre o investimento para compensar fontes de dívida a longo prazo e capital social. A tarifa ou tarifas cobradas de diferentes classes de consumidores destinam-se, mas não garantem a geração de receita total igual aos custos admissíveis. O método de custo de serviço individual geralmente é usado na fixação de tarifas para as empresas de serviços de utilidade pública. É mais certo que uma empresa recuperará os custos pelo método de custo de serviço individual do que por qualquer outro método.

Através do método de fixação de tarifa global, os custos admissíveis que uma empresa pode recuperar são baseados nas tarifas estabelecidas para um setor ou uma área inteira ou em alguma outra base global. O método de cálculo de tarifa global geralmente é usado em setores mais competitivos, tais como companhias aéreas, transportadoras, ferrovias e seguradoras, do que aqueles onde é usado o método de custo de serviço individual.

Pela combinação dos métodos de custo de serviço individual e de cálculo de tarifa global, os custos admissíveis que uma empresa pode recuperar são baseados em uma combinação dos dois métodos. Pelo método de combinação, entretanto, os custos admissíveis geralmente não incluem uma provisão para retorno sobre investimento, mas podem incluir uma provisão para inflação ou capital de giro.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

Através do processo regulatório, uma empresa possui uma garantia substancial de que seus custos admissíveis serão recuperados pela cobrança da receita de seus clientes. Deve-se observar que através de alguns métodos de fixação de tarifas, os custos admissíveis incluem um retorno sobre investimento para a empresa regulada. O efeito econômico da regulamentação é a comprovação de que um ativo existe ou não existe. Uma vez que os custos admissíveis são incorridos por uma empresa regulada, eles devem ser capitalizados como ativos. Entretanto, os custos que não são admissíveis pelo processo regulatório, não são garantidos de recuperação e devem ser registrados como despesa quando incorridos.

O FAS-71 estabelece os Princípios de Contabilidade Aceitos (GAAP) para empresas cujos órgãos reguladores têm o poder de aprovar e/ou regulamentar as tarifas que as empresas podem cobrar dos clientes pelos serviços ou produtos: contém os critérios que uma empresa deve observar para ser classificada como empresa regulada; e também estabelece o GAAP para a capitalização de custos admissíveis. O FAS-90 altera o FAS-71 para especificar a contabilização apropriada para descontinuação de instalações e glosa de custos de instalações concluídas recentemente.

CRITÉRIOS PARA OPERAÇÕES REGULADAS

O FAS-71 aplica-se às demonstrações financeiras emitidas para fins gerais por uma empresa que possui operações reguladas e que atende a todos os critérios a seguir (FAS-71, par 5):

- 1. Um órgão regulador independente ou o conselho de administração da empresa regulada que foi autorizado por estatuto ou contrato estabelece ou aprova as tarifas que a empresa pode cobrar dos clientes pelos seus próprios serviços ou produtos.*
- 2. As tarifas estabelecidas ou aprovadas pelo órgão regulador independente ou conselho de administração da empresa regulada destinam-se a recuperar os custos específicos dos serviços ou produtos regulados.*
- 3. As tarifas estabelecidas pelo órgão regulador independente ou conselho de administração da empresa regulada para recuperar os custos da empresa regulada são razoáveis e é provável que serão recebidas. (Ao aplicar esse critério, deve-se considerar a demanda pelos serviços ou produtos e o nível de concorrência direta ou indireta).*

O ponto central do FAS-71 é que o processo de regulamentação pode fornecer uma base para a empresa regulada reconhecer um ativo específico. Nesse aspecto, o FAS-71 requer que, para que uma empresa regulada possa reconhecer um custo incorrido como ativo regulatório (FAS-71, par. 9), as seguintes condições sejam atendidas:

- 1. Deve ser clara a intenção do órgão regulador de proporcionar a recuperação de um custo específico incorrido.*

2. *Com base na evidência disponível, espera-se que as tarifas reguladas produzirão receita igual ao custo específico incorrido.*

Se, a qualquer tempo, as condições acima não forem atendidas, o custo incorrido deve ser registrado no resultado (FAS-121, par. 32).

Uma empresa deve primeiro reunir as condições para ser classificada como empresa regulada atendendo aos critérios específicos do FAS-71 e, segundo, cumprir também com as duas condições descritas acima para que um custo incorrido possa ser capitalizado como ativo.

A essência do primeiro critério do FAS-71 é a existência de um órgão regulador que pode aprovar e/ou regulamentar as tarifas que a empresa pode cobrar os clientes pelos seus serviços ou produtos. O órgão regulador pode ser uma parte independente ou o conselho de administração da empresa conforme autorização por estatuto ou contrato.

Um acordo contratual entre uma empresa e seu único ou principal cliente pode criar a aparência de regulamentação. Entretanto, o único ou principal cliente da empresa é também responsável pelo pagamento dos serviços ou produtos e assim não é, no sentido exato, um órgão regulador independente ou conselho de administração autorizado por estatuto ou contrato. Portanto, o FAS-71 não se aplica a diversos convênios contratuais que têm o governo com usuários de serviços médicos autorizados sob esses contratos e outros convênios similares (Medicare, Medicaid), e acordos contratuais semelhantes estão excluídos do escopo do FAS-71.

O principal efeito econômico do processo de regulamentação coberto pelo FAS-71 é que ele pode fornecer comprovação de que um ativo existe ou não na época em que uma empresa regulada incorre em custos para fornecer serviços ou produtos.

De acordo com as disposições do FAS-71, as tarifas reguladas devem ser destinadas à recuperação de custos específicos dos serviços ou produtos regulados. Geralmente a garantia de que essa recuperação será alcançada é maior através do método de custo de serviço individual. Assim, o segundo critério do FAS-71 requer uma relação de causa-efeito entre custos e receitas.

Uma relação de causa-efeito geralmente não existe se as tarifas reguladas forem baseadas nos custos do setor inteiro. A relação de causa-efeito deve ser aplicada à essência e não a forma de regulamentação. Se as tarifas reguladas forem baseadas nos custos de um determinado grupo de empresas e houver uma empresa dominante dentro do grupo, os custos da empresa dominante podem representar os custos do grupo inteiro. Nesse ponto, o segundo critério do FAS-71 seria atendido.

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br

O terceiro critério requer que as tarifas suficientes para recuperar os custos incorridos sejam razoáveis para o consumidor final e que seja provável que serão recebidas.

Se o processo de regulamentação for baseado na recuperação de custos futuros e não custos específicos incorridos, as disposições do FAS-71 não serão atendidas. Se uma decisão sobre tarifas autorizando tarifas reguladas para uma empresa não especificar claramente a recuperação de custos específicos incorridos, as disposições do FAS-71 não serão atendidas. A decisão sobre tarifas deve indicar claramente os custos específicos incorridos a serem recuperados. Esses custos específicos incorridos são chamados de custos admissíveis, de acordo com o FAS-121 e consistentes com o GAAP aplicável a outras empresas em geral.

Ainda, se um órgão regulador posteriormente permitir recuperação através de custos anteriormente excluídos de custos admissíveis e baixados, essa ação deverá resultar no reconhecimento de um novo ativo. A classificação desse ativo deve ser consistente com a classificação que teria resultado caso esses custos tivessem sido inicialmente incluídos em custos admissíveis (FAS-121, par. 32c). Essa disposição para reintegrar custos anteriormente baixados de acordo com o FAS-121 é única para setores de tarifas reguladas.

Às vezes a natureza de um custo incorrido, tal como a descontinuação de parte ou de uma instalação inteira, não pode ser prevista pela empresa regulada ou pelo órgão regulador. Em tais circunstâncias, a intenção do órgão regulador pode ser deduzida com base na evidência disponível ou precedente de regulamentação e, como resultado, pode ser provável que os aumentos futuros de tarifas serão concedidos pelo órgão regulador para a recuperação específica do custo futuro não previsto.

Por outro lado, o processo de regulamentação pode indicar a redução ou eliminação de um ativo existente ou comprovar a existência de um novo passivo. Se um custo ou respectivo ativo não for classificado como custo admissível pelo órgão regulador, ele não produzirá receita futura através do processo de regulamentação (FAS-71, par. 10). Nesse ponto, o custo ou respectivo ativo deve ser contabilizado de acordo com o GAAP existente, o qual é aplicado a outras empresas em geral.

OBSERVAÇÃO: Se o processo de regulamentação pode criar um ativo, parece que a desregulamentação pode resultar no "impairment" permanente de um ativo que deve sua existência à regulamentação. Além disso, à medida que a competição se difundir mais nos setores com tarifas reguladas, os custos (especialmente os custos das instalações) podem ficar "desamparados" quando a concessionária não é capaz de recuperar seus custos ou investimento na instalação porque o cliente modificou a natureza dos serviços que ele tem historicamente recebido da concessionária.

O órgão regulador pode exigir que uma empresa regulada restitua a receita recebida em períodos anteriores, ou pode incluir, nas tarifas reguladas, montantes que são destinados à recuperação de custos específicos que podem ser incorridos no futuro, com o entendimento de que caso os custos não sejam incorridos, será efetuado um ajuste nas tarifas futuras reguladas. Em ambos os casos, o órgão regulador comprovou a existência de um passivo (FAS-71, par.11). No caso de restituições ao cliente, o FAS-71 requer que elas sejam registradas como passivos se uma estimativa razoável for possível e (a) forem determinadas pelo órgão regulador e não estão pagas ou (b) é provável que ocorram e ainda não estejam registradas.

Se o órgão regulador incluir, em suas tarifas, montantes que são destinados a recuperar os custos futuros estimados que devem ser contabilizados, é criado um passivo igual ao montante da receita cobrada pelos custos futuros estimados.

O montante da receita cobrada pelos custos futuros estimados é registrado como receita não auferida até que esses custos sejam realmente incorridos ou um ajuste seja feito pelo órgão regulador. Por exemplo, um órgão regulador pode incluir em suas tarifas reguladas uma estimativa de prejuízos futuros não segurados causados por tempestades. Nesse aspecto, o órgão regulador pode requerer que quaisquer montantes de prejuízos por tempestade não realmente incorridos no futuro sejam restituídos aos clientes na forma de ajuste futuro das tarifas reguladas. Uma vez que a receita atribuível ao prejuízo futuro com tempestade é cobrada, o FAS-71 requer que ela seja registrada como um passivo e incluída em receita somente quando os custos reais de prejuízos com tempestade forem incorridos.

O órgão regulador pode comprovar a existência de um outro tipo de passivo exigindo que a empresa regulada credite aos clientes em um período futuro os ganhos ou outras reduções de custos admissíveis líquidos. Os ganhos ou outras reduções nos custos admissíveis líquidos geralmente são amortizados em períodos futuros por uma redução correspondente nas tarifas reguladas aprovadas. Nesse caso, o FAS-71 requer que um passivo seja registrado no montante da amortização futura (FAS-71, par. 11c). Se um passivo for registrado por causa do processo regulatório, ele somente pode ser reduzido ou eliminado pelo processo regulatório (FAS-71, par.12).

Uma empresa sujeita à regra contábil americana (FAS-71) deve estar de acordo com todas as disposições dessa regra. Se houver um conflito entre o FAS-71 e os princípios de contabilidade geralmente aceitos (GAAP) existentes, devem prevalecer as disposições do FAS-71 (FAS-71, par. 4). Em todas as outras circunstâncias, entretanto, o GAAP existente deve ser seguido e aplicado por uma empresa regulada. Se por uma decisão judicial (medida imperativa) uma empresa regulada tiver que capitalizar e amortizar um determinado custo e o custo não atender às condições para capitalização de acordo com GAAP ou FAS-71, a empresa regulada não pode capitalizar o custo nas demonstrações financeiras que teriam que ser apresentadas de acordo com os GAAP.

Contabilização de Programas de Receitas Alternativas (EITF 92-7)

Tradicionalmente as empresas de eletricidade reguladas, cujas tarifas são determinadas com base no custo de serviço, faturam seus clientes usando as tarifas básicas aprovadas (destinadas a recuperar os custos admissíveis das empresas elétricas inclusive o retorno sobre investimento de acionistas). Algumas entidades reguladoras das empresas de eletricidade também autorizavam o uso de programas de receitas adicionais, alternativas. Os principais programas de receitas alternativas atualmente em uso são abordados nesta publicação; geralmente eles podem ser divididos em duas categorias:

- *Tipo A - Ajusta o faturamento pelos efeitos de fatores meteorológicos anormais ou fatores externos gerais ou para compensar a concessionária por iniciativas de administração de demanda. Programas de administração de demanda são medidas ou programas adotados por uma empresa regulada para reduzir ou, de outra forma, influenciar o nível de consumo de seus clientes.*
- *Tipo B - Prevê o faturamento adicional (prêmios de incentivo) se a concessionária atingir alguns objetivos, tais como: redução de custos ou realização de metas específicas, ou melhoria comprovada de serviços aos consumidores.*

Ambos os tipos de programas permitem que a concessionária ajuste as tarifas no futuro (geralmente uma sobretaxa aplicada a faturamentos futuros) em resposta a atividades anteriores ou eventos concluídos. Tais ajustes também podem resultar em devoluções a consumidores (por exemplo, se as vendas reais a consumidores forem maiores do que o esperado ou se as metas de desempenho estabelecidas não forem atingidas).

As empresas reguladas podem reconhecer as receitas adicionais se todas as condições a seguir forem atendidas:

- *A agência reguladora aprovou um programa alternativo através de uma norma que permite o reajuste automático de tarifas futuras;*
- *O montante da receita adicional no período pode ser determinado e sua recuperação é provável;*
e
- *As receitas adicionais serão cobradas em 24 meses após o fim do período anual em que são reconhecidas.*

Não-adoção do FAS-71

Mudanças significativas continuam ocorrendo no setor com tarifas reguladas. A concorrência, desregulamentação, proibições regulatórias e estruturas de tarifas influenciadas pelo mercado estão impulsionando essas mudanças. A maioria das holdings regionais de telefonia criadas na época da dissolução da AT&T em 1984 não segue mais a regra contábil americana FAS-71. Com essas mudanças, muitas outras empresas que operam em setores com tarifas reguladas estão avaliando a aplicabilidade da regra contábil (FAS-71).

IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
Diretoria Nacional
Fortaleza, Recife, Rio de Janeiro,
Belo Horizonte, São Paulo,
Porto Alegre, Belém e Salvador

Rua Bela Cintra, 952, 4º andar
cep 01415 000, São Paulo, SP
tel (11) 3231 0595, 3259-6585, fax 3258 0210
website www.ibracon.com.br
email ibracon@ibracon.com.br