

**Nota Técnica nº 148/2002/SRE/SFF/ANEEL**

**Brasília, 7 de junho de 2002.**

**Assunto: Metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração de ativos para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.**

**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE  
SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA - SFF**

## ÍNDICE

I - INTRODUÇÃO

II - FUNDAMENTOS ECONÔMICOS E LEGAIS DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

III - BASE DE REMUNERAÇÃO: PRINCÍPIOS GERAIS

IV - PRINCIPAIS MÉTODOS PARA DEFINIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

V - EXEMPLOS DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

VI - O MÉTODO PROPOSTO

VII - PROPOSTA DE NORMATIZAÇÃO

## I - INTRODUÇÃO

A definição dos procedimentos e da metodologia para realização das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica constitui um aspecto crucial para a consolidação do marco regulatório do setor elétrico. Esse tema foi inicialmente explicitado pela ANEEL por ocasião da primeira revisão tarifária periódica da ESCELSA, em agosto de 1998, tendo sido objeto de discussão posteriormente com os agentes na Audiência Pública AP-007/2000. Recentemente, no processo da segunda revisão tarifária da ESCELSA, a questão relativa à definição da base de remuneração – isto é, do investimento sobre o qual os investidores podem auferir uma determinada taxa de retorno – adquiriu especial importância ao colocar a necessidade de definição de uma metodologia específica para sua determinação.

A determinação racional e previsível da base de remuneração é tão importante em um sistema de regulação por incentivos, quanto em um sistema de regulação tradicional pela taxa de retorno. Além de sua importância para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e para proteger os consumidores cativos de preços injustos, a definição adotada para a determinação da base de remuneração tem implicações sobre outras privatizações do setor. A tradição regulatória demonstra que há diversas abordagens possíveis para a questão e que o fator determinante na escolha do método é sua consistência com os objetivos da regulação econômica.

O objetivo da presente Nota Técnica é apresentar a metodologia e os critérios que serão adotados pela ANEEL para determinar a base de remuneração no processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Preliminarmente, com o propósito de contextualizar a questão relativa à base de remuneração, apresentam-se os fundamentos econômicos e legais do processo de revisão tarifária periódica. Segue-se um levantamento sucinto dos princípios que devem guiar a escolha do método de definição da base de remuneração. Em seguida são apresentados e brevemente discutidos os possíveis métodos de definição da base de remuneração, abordando-se sucintamente alguns casos da experiência internacional. Finalmente, apresenta-se a metodologia escolhida como mais adequada para definição do nível do investimento a ser remunerado no processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil. Em anexo a esta Nota Técnica, apresenta-se a minuta de Resolução que trata da normatização desse tema.

## II – FUNDAMENTOS ECONÔMICOS E LEGAIS DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

O objetivo precípuo da regulação econômica é reproduzir, no desempenho da empresa monopolista regulada, os efeitos da pressão da concorrência (efetiva e potencial) observados em mercados competitivos. De forma consistente com esse objetivo, o atual modelo de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica consagrou um regime tarifário – denominado *regime de preços máximos* – pelo qual os serviços são regulados pelo preço, segundo regras econômicas inovadoras cuja finalidade é a remodelação da prestação do serviço público pelas características da atividade privada, onde se destacam os princípios de eficiência na prestação do serviço e de modicidade tarifária.

A revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório do novo regime econômico e financeiro mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se expressem em modicidade tarifária. Na revisão tarifária as tarifas são alteradas (para mais ou

para menos) segundo uma metodologia que consiste em revisar as condições de desempenho da concessionária. A tarifa do serviço de distribuição de energia elétrica é então reposicionada num novo patamar de “preço máximo” de forma a expressar os ganhos de eficiência obtidos e apropriados pela concessionária e ao longo dos anos que antecedem a primeira revisão tarifária contratual. Assim, o reposicionamento da tarifa reflete o desempenho da concessionária e é consequência dos ganhos de eficiência por ela auferidos no período decorrido entre a assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária. Os ganhos de eficiência surgem como contrapartida do direito, a ela assegurado, de apropriar-se desses ganhos ao longo desse período. A revisão tarifária é, portanto, uma forma de assegurar que um resultado-meio, isto é, a eficiência introduzida pela concessionária, seja transformado em um resultado-fim, qual seja, a modicidade tarifária.

Ao mesmo tempo, na revisão tarifária periódica é fixado um fator de eficiência – denominado “fator X” – para ser aplicado como um redutor nos reajustes tarifários dos anos seguintes, até a próxima revisão tarifária. Tendo em vista que se trata de contratações de longo prazo, o “fator X” se relaciona com a perspectiva de obtenção de ganhos adicionais de eficiência e expressa o dever da concessionária buscar continuamente eficiência na prestação do serviço através da exploração mais racional e eficiente da atividade concedida. Aplica-se o “fator X” com base no pressuposto de que a concessionária reduzirá seus custos, nos anos seguintes até a próxima revisão, a níveis inferiores aos estabelecidos no reposicionamento tarifário, sendo justificável que os ganhos sejam compartilhados com os usuários do serviço.

Assim, a revisão tarifária periódica consiste em atividade destinada a refletir, nas tarifas, os ganhos que a concessionária alcançou (reposicionamento tarifário) e os ganhos que ainda poderá alcançar (“fator X”).

Nesse sentido, a revisão tarifária constitui a própria fundamentação do princípio da modicidade tarifária aplicado ao serviço público de distribuição de energia elétrica. A revisão tarifária não traduz uma arbitrária alteração da receita da concessionária, mas a transferência para a sociedade de uma parte dos benefícios por ela auferidos, tendo em vista seu dever de prestar os melhores serviços pelos menores preços.

Esse regime tarifário expressa a instituição de soluções que se reportam às regras legislativas – ou seja, não se trata de simples alternativa discricionariamente escolhida pela ANEEL. Nesse sentido, o art. 14 da Lei nº 9.427/96 estabeleceu que o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende:

*“(...) a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;”*

Por sua vez, a remuneração do serviço pelo preço é definida no art. 15 da referida lei como:

*“(...) o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato”.*

Registre-se que tais instrumentos legislativos se reportam à Lei 8.987/95, a qual estabelece que:

*“Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.*

*§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.*

*Art. 10 Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.”*

Nesse contexto, os contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estabelecem a revisão tarifária periódica como o instrumento regulatório mediante o qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se expressem em modicidade tarifária:

*“Sétima Subcláusula - A ANEEL (...) procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas.”<sup>1</sup>*

Essa regra contratual constitui solução regulatória que se reporta ao art. 14 da Lei nº 9.427/96, que estabelece que o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende:

*“IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade”.*

A determinação do investimento sobre o qual os investidores podem auferir uma determinada taxa de retorno constitui um dos aspectos chave do processo de revisão tarifária. Considerando-se que o propósito do atual regime tarifário é assegurar que a obtenção de ganhos de eficiência empresarial se expresse em modicidade tarifária, o método escolhido como mais apropriado para determinar a base de remuneração deve ser o que apresenta maior aderência ao princípio da eficiência econômica.

### **III – BASE DE REMUNERAÇÃO: PRINCÍPIOS GERAIS**

A seleção do método mais apropriado para a definição da base de remuneração é complexa e envolve diversos aspectos. Uma questão crítica que se coloca preliminarmente é: *o que é o “investimento”?* Inicialmente, é preciso definir se o *“investimento”* a ser remunerado está ou não relacionado com os ativos existentes e necessários para a prestação do serviço regulado, pois a opção resultará num valor diferente para a base de remuneração e, conseqüentemente, em valores diferentes para as tarifas que serão cobradas dos consumidores. Outra ordem de consideração diz respeito à definição do que se considera *“investimento prudente”* – pois que se

---

<sup>1</sup> O dispositivo citado refere-se ao contrato de concessão da COELCE, mas a regra é comum a todos os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

trata de preocupação fundamental do órgão regulador no cumprimento de seus principais objetivos, quais sejam: *i)* zelar pelo equilíbrio nas relações entre consumidores e concessionárias; *ii)* garantir tarifas justas; *iii)* garantir a continuidade da prestação dos serviços; *iv)* zelar pela qualidade do serviço; e *v)* atrair investimentos.

A busca de uma solução regulatória para essas questões deve se guiar pelos seguintes princípios gerais:

- i)* eficiência econômica;
- ii)* equidade na distribuição dos preços entre gerações de consumidores;
- iii)* consistência com um preço "razoável" para os consumidores;
- iv)* manutenção dos investimentos;
- v)* praticidade; e
- vi)* compromisso regulatório.

### ***Eficiência econômica***

A noção de eficiência econômica nem sempre é utilizada de forma rigorosa e pouquíssimas vezes é explicitada em seu significado preciso. Sua discussão rigorosa requer uma análise detalhada dos teoremas da Economia do Bem Estar, tarefa que escapa ao alcance desta Nota Técnica. Para os propósitos desta Nota, é suficiente recorrer a uma discussão intuitiva. Dada a estrutura (composição) da demanda social e um conjunto de recursos produtivos (mão de obra, recursos naturais, máquinas, edifícios, infraestrutura) afirma-se que a alocação dos recursos entre as atividades produtivas é **eficiente** se a demanda é atendida ao menor custo possível. Para que a situação de eficiência econômica seja alcançada se requer que os recursos sejam alocados entre as diferentes atividades produtivas de acordo com o retorno proporcionado por cada atividade, ou seja, atendendo ao valor relativo que os consumidores atribuem aos distintos bens e serviços produzidos - situação definida como **eficiência alocativa**. Além disso, eficiência econômica significa também que os preços não diverjam significativamente dos custos de uma produção eficiente, levando-se em conta as potenciais reduções de custo, por redução de escopo, escala ou densidade – o que se define como **eficiência produtiva**.

Esses conceitos sugerem que a regulação de tarifas deve estimular uma maior eficiência econômica na indústria de energia elétrica - o que significa que o nível de investimento a ser remunerado mediante cobertura tarifária não deve incentivar o excesso de investimentos no setor, nem tampouco o atraso ou a interrupção dos projetos. Uma base de remuneração superavaliada pode estimular os investidores a comprometerem recursos em investimentos de longo prazo acima do que seria necessário para o atendimento da demanda, configurando uma situação de ineficiência alocativa.

A regulação de tarifas deve estimular também uma maior eficiência produtiva nas empresas que participam nos segmentos monopolistas da indústria – o que significa que o método escolhido para determinar a base de remuneração deve ser compatível com preços que não diverjam significativamente dos custos de uma produção eficiente, levando em conta potenciais reduções de custo por economia de escopo, escala ou densidade. Além disso, a regulação de tarifas deve promover um desenvolvimento eficiente da rede de distribuição, isto é,

deve incentivar investimentos e ao mesmo tempo assegurar que o custo do capital não aumente desproporcionalmente, em função de projetos abandonados ou interrompidos.

### ***Equidade na distribuição dos preços entre gerações de consumidores***

O conceito de equidade entre gerações de consumidores está relacionado ao perfil do preço ao consumidor final ao longo do tempo. Sua aplicabilidade é especialmente importante em indústrias com ativos de longa duração, onde os pagamentos realizados pelos consumidores para retorno do investimento nestes ativos tende a ser realizado por múltiplas gerações de consumidores. Por exemplo, caso o regulador decida por um perfil de depreciação cujo efeito seja uma redução dos preços no curto e médio prazos e preços mais altos no longo prazo, os consumidores atuais serão favorecidos relativamente às gerações futuras na remuneração do mesmo investimento em ativos de longo prazo.

Nesse sentido, o princípio da equidade na distribuição dos preços entre as gerações de consumidores significa que à medida que o valor dos ativos é consumido em cada período, os preços cobrados neste mesmo período devem refletir a proporção de “consumo” desses ativos.

### ***Consistência com um preço “razoável” para os consumidores***

A base de remuneração possui uma relação direta com os preços dos serviços prestados, já que é sobre esta base que será determinado o retorno sobre o capital investido pela concessionária. Assim, uma avaliação supervalorizada da base de remuneração aumentaria de forma diretamente proporcional os preços cobrados do consumidor. Do mesmo modo, dada a necessidade de reposição dos ativos ao longo dos anos (assim como a busca por um crescimento contínuo), uma sub-avaliação do investimento a ser remunerado teria o efeito de reduzir os preços nos primeiros anos, porém, no longo prazo isso se prova contraproducente, uma vez que desestimula investimentos necessários e eleva o custo do capital, tornando os preços maiores.

### ***Manutenção dos investimentos***

O regulador deve assegurar que a atividade regulada está apta a financiar os investimentos necessários. Na prática, significa que os investidores devem ter uma garantia razoável de que os investimentos realizados trarão retornos compatíveis. O custo do capital cresce na medida em que aumenta o risco de que isso não ocorra. Qualquer incerteza nesse campo pode resultar no adiamento de investimentos, o que traria prejuízos ao setor e aos consumidores. Ressalve-se que para os casos de investimentos ineficientes ou imprudentes, o regulador deve preferir expor os investidores ao risco de não recuperar o capital investido a fim de promover decisões eficientes de investimento.

Cabe ressaltar que alguns fatores externos, fora do alcance da empresa regulada, tais como mudanças tecnológicas ou alterações na demanda, podem inviabilizar ativos ou torná-los obsoletos.

### ***Praticidade***

É imperativo que o mecanismo regulatório seja de simples implementação. A regulação é uma atividade dispendiosa e a introdução de regras que compliquem a atuação dos agentes deve ser cuidadosamente analisada em relação ao seu benefício efetivo. A complexidade está geralmente associada ao aumento da subjetividade das funções regulatórias. Procedimentos regulatórios complexos, se baseados em julgamentos de valor, tendem a ser contraditórios e dificultam a atuação do regulador.

### ***Compromisso regulatório***

A efetividade de qualquer sistema de regulação depende crucialmente da estabilidade esperada do arcabouço regulatório. O regulador deve adotar regras claras e estáveis para o mercado regulado, com vistas a orientar corretamente o comportamento das empresas, reduzir as incertezas dos investidores e, conseqüentemente, o custo do capital. Compromissos regulatórios assumidos devem se basear em princípios econômicos e, como regra geral, ser cumpridos e mantidos inalterados.

## **IV - PRINCIPAIS MÉTODOS PARA DEFINIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO**

Entre as diversas abordagens adotadas pela tradição regulatória para a determinação da base de remuneração há um aspecto comum: a consistência entre a solução adotada e os objetivos da regulação econômica. A seguir serão apresentados os principais métodos existentes e discutida sua aderência aos princípios regulatórios.

### ***Valor de Negociação***

O Valor de Negociação estabelece uma relação entre os investimentos a serem remunerados e o valor econômico da empresa regulada e é calculado através da cotação de suas ações em bolsa, em uma determinada data ou período. Trata-se de um método que privilegia o enfoque econômico para o tratamento da questão, seguindo a linha da manutenção/retorno do capital financeiro aplicado. Ou seja, segundo esse método a base de remuneração não está diretamente relacionada com os ativos existentes e necessários para a prestação do serviço regulado, mas sim com os preços definidos no processo de privatização da concessionária.

A aplicação desse método ao caso brasileiro significa que as alternativas para a definição da base de remuneração seriam dadas pelo ***preço mínimo de venda*** ou pelo ***preço efetivamente pago no leilão de privatização***. Apesar das argumentações colocadas por algumas concessionárias em favor dessas alternativas, elas não são adequadas por uma série de razões.

Primeiro, porque ambas as alternativas têm como desvantagem o fato de que o ***preço mínimo de venda*** obedeceu a critérios que não guardam relação com princípios regulatórios, mas sim com as conveniências do controlador original. Uma vez que a competência para estabelecer o preço de venda no leilão de privatização não é do regulador, mas do controlador original (governo federal, governos estaduais e municipais), observa-se que o preço mínimo para venda de controle acionário foi baseado em perspectivas futuras de caixa que, na quase

totalidade dos casos, estavam com suas premissas superestimadas com vistas a um maior retorno para os cofres públicos. Ou seja, os critérios de definição do preço mínimo não guardam relação com os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, mas sim com objetivos de natureza predominantemente fiscal do controlador original. Não é factível, portanto, que a base de remuneração garanta a remuneração dessas premissas.

Uma segunda razão que torna inadequado esse método refere-se ao fato de que o preço mínimo de venda, quando estabelecido, refletia as condições conjunturais – políticas e econômicas – predominantes à época da privatização. Vale ressaltar que não se possui acesso à metodologia de formação de preço mínimo das concessionárias privatizadas, não sendo possível analisar a consistência econômica dos critérios adotados para sua fixação.

Registre-se também que há uma dificuldade adicional na utilização das alternativas do **preço mínimo de venda** ou do **preço efetivamente pago no leilão**, uma vez que não são aplicáveis a todas as concessões, pois que algumas ou já eram privadas ou só foram vendidas parcialmente – casos em que não é factível aferir o valor da base de remuneração por esse método – e outras permanecem estatais.

No que diz respeito especificamente à alternativa do **preço efetivamente pago no leilão**, observam-se inconveniências adicionais. A primeira é que os compradores podem ter adquirido mais do que os ativos relacionados ao negócio principal da concessionária – a compra e entrega de energia elétrica. Podem, por exemplo, ter pagado um ágio sobre o preço mínimo com base no valor intangível que perceberam ao adquirir a concessionária distribuidora em uma determinada localidade, como sinergia nas operações da *holding* dentro de uma mesma região de atuação da concessionária ou possibilidade de obtenção de recursos para investimentos a taxas menores que as praticadas pelo mercado. Diante disso, essa alternativa não se mostra factível sob uma regulatória, tendo em vista que os consumidores não devem pagar um retorno sobre um ágio relacionado à expectativa, do comprador, de lucros futuros em atividades empresariais não diretamente relacionadas à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

A propósito, convém mencionar que o ágio, registrado nos livros contábeis da nova controladora – isto é, da *holding* e não da concessionária – pode ser incorporado à concessionária mediante reestruturação societária **apenas para fins de aproveitamento do benefício fiscal**, sendo seu uso exclusivamente em benefício da controladora, sem causar prejuízo aos acionistas minoritários da concessionária. As próprias concessionárias que optaram por essa operação assinaram termo aditivo ao contrato de concessão com o seguinte conteúdo:

*“Em face da incorporação de sua controladora (...), a concessionária assume o compromisso vinculado, perante o Poder Concedente, no sentido de adotar os procedimentos a seguir indicados:*

*I - antes da incorporação, criar uma provisão de valor equivalente ao ágio pago pela aquisição do controle da concessionária, líquido do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL;*

*II - manter contabilização separada de todos os valores refletidos na concessionária em função da incorporação, segregando-os das demonstrações econômico-financeiras da concessionária e disponibilizando-os para a fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, quando solicitados, juntamente com as demais informações relacionadas e decorrentes da incorporação;*

*III - contabilizar o ágio, oriundo da empresa a ser incorporada, em conta a ser determinada pela ANEEL;*

*IV - proceder a amortização do ágio na concessionária, segundo a curva baseada em resultados futuros e no prazo remanescente da concessão, conforme Anexo da Resolução ANEEL n° 474, de 30 de novembro de 2000, atentando para o fato de que a referida curva poderá ser revisada anualmente, a critério da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, em função dos resultados realizados comparativamente com os dados projetados e apresentados nos estudos da concessionária;*

*V - não considerar, em nenhuma hipótese, os reflexos da incorporação para efeito de avaliação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, inclusive quanto aos custos a serem cobertos pela tarifa e os investimentos a serem remunerados, porquanto os mesmos não serão considerados, em nenhum momento, para fins de reajuste ou revisão tarifária; (...).* (grifos acrescentados)

A segunda inconveniência relativa à alternativa do **preço efetivamente pago no leilão** diz respeito ao formato da operação de privatização das concessionárias. A privatização das concessionárias distribuidoras realizou-se mediante a transferência do controle acionário para a iniciativa privada através de leilões com a participação de empresas ou grupos de empresas previamente cadastradas. Não se optou por um processo de pulverização das ações mediante a venda em pequenos lotes para um maior número de pessoas físicas e jurídicas através de operações na bolsa de valores. Dessa forma, não houve um processo de formação de preço pelas ações no mercado, semelhantemente ao ocorrido no caso do Reino Unido, onde a transferência acionária através da pulverização das ações tornou possível a adoção do valor de negociação das ações como base de remuneração de ativos, dada sua aderência com o valor das ações antes da privatização.

A conclusão é que o método do Valor de Negociação – representado pelas alternativas de **preço mínimo de venda** e **preço efetivamente pago no leilão** – geraria resultados arbitrários para a base de remuneração, favoráveis apenas aos controladores das concessionárias, porém injustos para os consumidores. Tais métodos poderiam implicar na remuneração de um nível de investimento superior ao efetivamente necessário para a prestação do serviço regulado, com efeitos negativos sob a ótica da eficiência alocativa.

Discutidas essas alternativas há que se examinar as opções que relacionam o investimento a ser remunerado aos ativos existentes e necessários para a prestação do serviço regulado.

### ***Custo Histórico***

Segundo o método do **custo histórico** os ativos são valorizados a partir do seu valor original de compra – o que apresenta como vantagens o fato de constituir uma medida facilmente identificável e objetiva da base de remuneração. No entanto, apesar de apresentar praticidade esse método não considera o princípio da eficiência alocativa, levando a distorções, como a perda da relação entre o valor do ativo regulatório e o custo que um novo participante no mercado incorreria para instalar uma rede e prestar serviços similares aos prestados pela empresa regulada. Esta distorção pode ser causada pela inflação – no caso em que o valor do ativo regulatório estaria subavaliado – ou pelo progresso tecnológico – situação em que o valor dos ativos regulatórios estariam superavaliados.

### ***Custo Corrente***

O método do ***custo corrente*** constitui uma variação da abordagem anterior baseada na utilização de ajustes ao valor contábil histórico para refletir a inflação, subtraída a depreciação. É um método mais aceitável que o anterior, pois além de ser transparente e não subjetivo, preserva-se o valor do investimento e atende aos princípios de sustentabilidade financeira da concessionária e de atratividade de investimentos. Entretanto, o método de ***custo corrente*** pode conduzir a distorções na medida em que também não considera critérios de eficiência alocativa (distorção tecnológica) e os valores resultantes podem apresentar-se superavaliados em virtude da correção pela inflação.

### ***Custo de Reposição***

O método do ***custo de reposição*** estabelece que o valor de cada ativo é dado pelo custo corrente de substituí-lo por outro bem que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. Um dos métodos para se chegar ao custo de reposição estimado consiste no *Ativo Equivalente Moderno* (AEM), pelo qual os ativos são avaliados pelo custo de reposição com ativos que poderiam ser comprados a preços correntes, de forma a refletir mudanças de custos derivadas do progresso tecnológico. Dessa forma, a funcionalidade do ativo moderno poderá ser diferente do ativo histórico. A metodologia AEM possui a vantagem de sinalizar aos consumidores o custo efetivo do ativo que está sendo utilizado a seu favor, sendo, portanto, consistente com os princípios de eficiência alocativa, competição e equidade intergeracional. Entretanto, variações no custo de reposição ao longo do tempo podem levar a variações nos ganhos do negócio regulado que se refletirão em atrasos no investimento em novos ativos. Isto funcionará contra os objetivos do regulador, particularmente os objetivos de promover eficiência dinâmica e produtiva e de garantir que a estrutura de incentivos seja eficiente. No contexto brasileiro da atividade de distribuição de energia elétrica, onde a grande parte dos investimentos foi realizada ao longo das últimas décadas, esse problema seria agravado, tornando inviável a utilização do modelo de AEM.

Este problema pode ser contornado se o método do custo de reposição for calculado pelo critério de “valor de mercado”, que consiste em uma derivação do custo de reposição mediante a valoração dos ativos em operação de acordo com seu valor de mercado. Ou seja, considera-se o estado de conservação dos ativos dedicados à prestação do serviço regulado e não se consideram eventuais efeitos do progresso tecnológico. Essa derivação do método do custo de reposição demonstra-se particularmente interessante em setores capital intensivos onde os investimentos são de longo prazo de maturação – como o setor de distribuição de energia elétrica – e os investidores não podem retirar investimentos já realizados com o propósito de incorporar o progresso tecnológico.

## **V - EXEMPLOS DA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

Novas metodologias e tendências sobre a formação da base de remuneração para fins de revisão tarifária periódica encontram-se em discussão na quase totalidade dos países em que a atividade de distribuição de energia elétrica é regulada. Nesta seção apresentam-se algumas informações sobre a experiência internacional no tratamento da questão. Não se trata de um análise crítica e exaustiva do tema, mas de um levantamento sucinto de algumas das soluções regulatórias encontradas na experiência regulatória do Reino Unido, Espanha e Estados Unidos da América.

## Reino Unido

No Reino Unido os reguladores de *utilities* (gás, energia e água) determinam o valor inicial do investimento a ser remunerado com base no valor econômico de mercado da concessão, representado pela cotação média em bolsa de valores das ações negociadas de empresas recém privatizadas. No caso das companhias britânicas regionais (British Regional Electricity Companies – RECs), o regulador permitiu a incorporação de um acréscimo de 15% no valor do investimento em função da flutuação das ações no final do primeiro dia de pregão após a privatização. Uma tentativa do regulador da Irlanda do Norte no sentido de eliminar acréscimos nos preços das ações foi suspensa pela *Monopolies and Mergers Commission – MMC*, que permitiu um acréscimo de 7,5% naquela localidade. Já no caso das empresas concessionárias de água, cuja privatização é mais recente, o regulador adotou a cotação média em bolsa de valores das ações negociadas das empresas no período de 200 dias após a privatização. Consistente com o método de *financial capital maintenance*, o regulador de energia elétrica tem permitido que a base de remuneração seja indexada pelo índice de preços ao consumidor.

A depreciação de ativos anteriores à privatização, nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica – com exceção da Northern Ireland Electricity – é calculada pelo método linear considerando os ativos como um único item, cuja vida útil estimada pela média dos itens que formavam a base de remuneração naquele momento (normalmente 40 anos). Os gastos de capital para as RECs, após privatização, são também depreciados pelo método linear. Anteriormente ao último período de revisão tarifária a taxa de depreciação considerada era de 3% a.a., tendo sido alterada para o período de revisões tarifárias de 2000-2005 no intuito de suavizar a formação de preço para consumidores e manter o equilíbrio econômico-financeiro das companhias. Na medida que a depreciação dos ativos pré-privatização se aproxima do final, as RECs estão permitidas a introduzir um perfil de depreciação de 20 anos para seus ativos pós privatização. No entanto, esta alteração de perfil deve ser realizada suavemente em bases prospectivas por um período de 15 anos<sup>2</sup>.

Com relação aos novos gastos de capital, observa-se que não existe uma prática rigidamente definida, mas uma política flexível. No caso da capitalização da mão de obra, por exemplo, admi-se uma variação do percentual de capitalização quando não há um risco de reavaliação negativa, ou seja, de que o valor dos ativos esteja maior que o seu valor de reavaliação. Quando há esse risco, o regulador prefere classificar os gastos como custos operacionais, de forma a garantir sua inclusão na avaliação do retorno. O mesmo tratamento é aplicado aos gastos de manutenção e reparos, os quais na maioria dos casos são registrados como despesa, salvo nas ocasiões em que um equipamento é substituído em caso de interrupção das operações – casos em que os gastos são elegíveis à capitalização.

Com relação a ativos não operacionais a prática adotada consiste na sua exclusão dos investimentos a serem remunerados. O objetivo, sob a perspectiva do regulador, é maximizar o montante de gastos operacionais que podem estar sobre o seu escrutínio<sup>3</sup>. Juros sobre

---

<sup>2</sup> No caso da Northern Ireland Electricity o método de depreciação tem sido ajustado para refletir a proposta da *Monopolies and Mergers Commission*, que entende que a utilização da vida média seria injusto para os consumidores ao não considerar o objetivo da equidade na distribuição dos preços entre as gerações de consumidores. O órgão então recomendou que a depreciação fosse calculada para refletir a depreciação contábil da Companhia.

<sup>3</sup> Este procedimento também está em linha com o objetivo de se utilizar uma única taxa de depreciação para ativos pré e pós privatização, pois ativos não operacionais possuem uma vida útil significativamente menor que ativos operacionais. Contudo, alguns equipamentos não operacionais de informática podem ser capitalizados quando é caracterizado como essencial. Isto incluiria interfaces de comunicação, mas excluiria sistemas de gestão.

empréstimos e financiamentos não são considerados nas capitalizações do investimento a ser remunerado, assim como o capital de giro.

Novos gastos de capital são incluídos na base de remuneração no início do período de revisões tarifárias subsequente. Como o investimento em novos ativos é realizado ao longo de todo o ano, utiliza-se a premissa de que as adições à base de remuneração serão realizadas no meio do ano<sup>4</sup>.

## ***Espanha***

Para os ativos históricos, anteriores a 1998, determina-se um “valor de referência” pelo Governo, o qual considera não apenas aspectos técnicos, mas também uma definição “política” (*political figure*). Para o cálculo do “valor de referência” consideram-se os custos de distribuição do ano anterior (investimentos, custo da energia contratada, gastos na operação e manutenção de máquinas/equipamentos e custos de gestão comercial), aplicando-se a variação do índice de preços ao consumidor e uma projeção para o incremento do consumo de energia. O detalhamento da fórmula e dos custos que compõem o cálculo do valor global encontram-se no Capítulo III do *Real Decreto 2819-1998 de 23 diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica*.

Não se considera nenhum critério de depreciação para os ativos do período anterior a 1998, uma vez que estes são medidos pelo valor de referência, o qual é definido pelo governo e informado às companhias anualmente. Quanto aos investimentos realizados após 1998, o cálculo da depreciação considera uma vida útil de 40 anos. Após este período, o Governo espanhol oferece um incentivo financeiro para a manutenção destes ativos, de acordo com a perspectiva de vida útil remanescente estimada.

Novos investimentos em ativos devem ser autorizados pelo Governo, que calcula o valor global de investimentos anualmente, em valor compatível com o custo de reposição.

## ***Estados Unidos da América***

A maioria dos Estados utiliza os conceitos da Federal Energy Regulatory Commission - FERC a respeito de ativos, obrigações, renda e gastos para a definição da base de remuneração. Em termos gerais, todos os ativos (equipamentos de geração, transmissão e distribuição, serviços a clientes e ativos de suporte administrativo) com valor superior a US\$500, vinculados à prestação de serviços a clientes e que estejam em operação são incluídos na base de remuneração. Investimentos abandonados ou interrompidos não são considerados.

Os ativos são avaliados em valor compatível ao custo de reposição. A descrição completa dos ativos e dos custos que podem ser considerados na base de ativos encontra-se no *Electric Plant Accounts*.

---

<sup>4</sup> No caso da NIE, o regulador efetuou cobrança da remuneração concedida para investimentos realizados inferiores ao previsto na última revisão tarifária. Mais recentemente, a Office of Gas and Electricity Markets - OFGEM permitiu que as RECs mantivessem a remuneração dos investimentos realizados inferiores ao previsto visando preservar o incentivo aos investimentos em eficiência.

A depreciação anual é calculada com base em estudo histórico sobre a vida útil dos ativos, o qual agrupa os ativos em classes, para as quais são realizadas combinações entre a vida útil de cada ativo individualmente e a estimativa para a classe.

Quanto aos novos gastos de capital, podem ser capitalizados os custos com mão de obra, materiais, transporte, aluguéis, impostos, seguros relacionados ao investimento, despesas legais e custos financeiros, conforme detalhado no subparágrafo 17 da *Allowance for Funds Used During Construction* do anexo *Electric Plant Instructions*.

## VI – O MÉTODO PROPOSTO

Cada um dos métodos anteriormente citados resultará em valores diferentes para a base de remuneração e, conseqüentemente, em tarifas diferentes para o consumidor. Contudo, dentre as opções analisadas, a metodologia do custo de reposição pelo valor de mercado pode ser identificada como a mais consistente – sob a ótica regulatória – para a determinação do valor da base de remuneração da atividade de distribuição de energia elétrica, na medida em que demonstra ser o método mais aderente ao princípio de eficiência econômica.

O método do custo de reposição pelo valor de mercado reflete o investimento efetivamente necessário para a prestação do serviço regulado que deve ser remunerado pelo consumidor. De um lado, consideram-se os ativos dedicados à prestação do serviço regulado e, de outro, não se consideram efeitos do progresso tecnológico – visto que poderiam desestimular investimentos e elevar o custo do capital.

A base de remuneração definida segundo essa abordagem possui a vantagem adicional de não estar sujeita a critérios de avaliação subjetivos - antes, constitui uma abordagem de medição objetiva, transparente e de maior praticidade, pois os ativos vinculados à prestação do serviço regulado são facilmente identificáveis e podem ser auditados pelo regulador.

Ademais disso, a metodologia do custo de reposição pelo valor de mercado possibilitará que a base de remuneração das concessionárias seja formada com base em um critério uniforme, uma vez que a correção dos ativos levou a resultados distintos entre empresas. A aplicação de correção monetária às contas do Ativo Permanente – interrompida em 1995 – certamente distorceu os valores dos ativos das concessionárias. Adicionalmente, nem todas as concessionárias distribuidoras seguiram a Lei 8.200, de 22 de junho de 1991, que permitiu a correção monetária especial das contas do Ativo Permanente, tendo como contrapartida uma conta de reserva de capital.

Outro aspecto importante dessa abordagem é sua consistência com o regulamento aplicável ao setor elétrico, que estabelece uma relação entre o valor do investimento para fins de reversão pelo Poder Concedente e o valor dos ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica. A esse respeito o art. 18 da Lei 9.427/96 estabelece que:

*“(...) a ANEEL somente aceitará como bens reversíveis da concessionária ou permissionária do serviço público de energia elétrica aqueles utilizados, exclusiva e permanentemente, para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica..”.*

Nesse mesmo sentido aponta o contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, ao prever que:

*“(...) a reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.”*

### ***Que ativos devem integrar a base de remuneração?***

A base de remuneração será composta pelos ativos imobilizados em serviço vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, deduzindo-se os valores de doações de consumidores<sup>5</sup> e a depreciação acumulada<sup>6</sup>.

O Plano de Contas da ANEEL classifica os ativos nas atividades de geração, distribuição, administração e comercialização. Apresenta-se, a seguir, uma avaliação dos ativos de cada uma das atividades sob a ótica da formação da base de remuneração.

***Ativos de Distribuição:*** os ativos relacionados com a atividade de distribuição de energia elétrica são subdivididos em intangíveis; terrenos; edificações, obras civis e benfeitorias; máquinas e equipamentos; veículos; móveis e utensílios; e reintegração acumulada (depreciação). Um aspecto a ser considerado é o compartilhamento de serviços pelos ativos que integram o imobilizado de distribuição. Isto ocorre quando a concessionária utiliza parte dos ativos dos serviços de distribuição de energia elétrica para prestar outros serviços não vinculados à concessão. Por exemplo, a utilização de postes de energia elétrica na transmissão de rede de televisão a cabo; ou a utilização da infraestrutura do sistema de energia elétrica para a passagem de cabos de fibras óticas para uma companhia telefônica<sup>7</sup>.

***Ativos de Geração:*** os ativos relacionados às atividades de geração não devem compor a base de remuneração das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, até porque são atividades distintas. No entanto, tratamento excepcional deve ser dado aos ativos relacionados à geração própria e que estão incluídos nos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, os quais serão considerados para compor a base de remuneração.

---

<sup>5</sup> Incluindo a Participação da União, Participação Financeira do Consumidor, Doações e Subvenções destinadas a Investimentos no Serviço Concedido, Participação Financeira dos Estados e Participação Financeira dos Municípios.

<sup>6</sup> Deverá ser efetuado um cálculo da depreciação para as doações de consumidores, de acordo com a vida útil e data de energização de cada item, conforme disposto nas Ordens de Imobilização - ODI das respectivas energizações. Na eventualidade de uma concessionária não possuir informações suficientes para o cálculo de depreciação, ficará a critério da ANEEL arbitrar os efeitos da depreciação sobre as obrigações especiais.

<sup>7</sup> A Resolução Conjunta ANEEL/ANP/ANATEL nº 001, de 24 de novembro de 1999, aprovou Regulamento Conjunto para compartilhamento de infra-estrutura entre os setores de energia elétrica, telecomunicações e petróleo.

**Ativos de Transmissão:** as atividades de transmissão e de distribuição são distintas, assim, os ativos relacionados à atividade de transmissão não devem compor a base de remuneração das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.

**Ativos da Administração:** os ativos da atividade de administração não são integralmente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica, pois dão suporte ao funcionamento das demais atividades da concessionária. Em algumas concessionárias, a estrutura administrativa atende às atividades de geração, transmissão e distribuição. Além disso, tais ativos têm características não operacionais, ou seja, não são estritamente necessários para a execução das atividades principais. Assim, para fins de sua inclusão na base de remuneração deverá ser determinado um índice de aproveitamento que expresse sua efetiva utilização nas atividades de distribuição. Além disso, considerando-se o princípio de eficiência econômica, deve-se evitar que a inclusão de estruturas administrativas super dimensionadas na base de remuneração.

**Ativos de Comercialização:** a atividade de comercialização está vinculada ao serviço público de distribuição de energia elétrica e consiste nos serviços de compra e venda de energia elétrica e atendimento ao consumidor. Os principais ativos que compõem esta atividade são móveis e utensílios; equipamentos de informática e comunicação; e demais bens necessários à execução da atividade. Para composição da base de remuneração apenas devem ser considerados os ativos necessários ao atendimento dos consumidores cativos. Os ativos destinados ao atendimento de consumidores livres não devem compor a base de remuneração.

**Ativos não vinculados:** segundo a Instrução Geral nº 8 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, atividades não vinculadas ao serviço público de energia elétrica referem-se a toda e qualquer operação realizada pela concessionária que não esteja relacionada diretamente ao objeto da concessão. Os ativos vinculados a tais atividades não entram na formação da base de remuneração. Não se deve confundir atividades não vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica com aquelas que, realizadas com a utilização da estrutura já existente na concessionária, destinam-se a complementar e apoiar as atividades objeto da concessão.

### ***Uma vez definida, como atualizar a base de remuneração?***

Uma vez determinada a base de remuneração faz-se necessário definir os critérios a serem observados para sua movimentação entre revisões tarifárias. Os eventos que alteram a base de remuneração são a depreciação; a adição de novos ativos (ou reavaliação de ativos existentes); a atualização dos valores dos ativos estabelecidos inicialmente; e as baixas de ativos.

**Depreciação:** o cálculo da depreciação está estritamente relacionado com o método de formação da base de remuneração, sendo, portanto, elemento significativo no processo de revisão tarifária periódica. A taxa de depreciação é o instrumento utilizado para definir o período em que os ativos estarão gerando receitas e benefícios para a empresa regulada. Tendo em vista que as taxas de depreciação atualmente em vigor, definidas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, refletem efetivamente a vida útil real dos bens, tais taxas devem ser utilizadas para fins de revisão tarifária periódica, a partir das datas de entrada em operação dos ativos. Além disso, esse critério permite um tratamento uniforme para todas as concessionárias, elimina a subjetividade do avaliador na determinação da vida útil remanescente

do ativo; e facilita a realização de fiscalização e auditoria pelo regulador. De outro lado, é importante que o regulador avalie continuamente se as taxas de depreciação em vigor satisfazem o objetivo de formação de preço justo ao consumidor.

**Adições de novos ativos:** no período entre revisões tarifárias periódicas a adição de ativos à base de remuneração deverá seguir a metodologia definida no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. Quanto ao estabelecimento de limites para a inclusão de ativos na base de remuneração, fica claro que apenas deverão ser considerados os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração – esta última observando-se a condição de excepcionalidade anteriormente mencionada. Na revisão tarifária, cabe ao regulador monitorar o planejamento de investimentos da distribuidora até a próxima revisão com vistas a assegurar que os investimentos previstos sejam considerados prudentes. Na próxima revisão tarifária periódica, a ANEEL efetuará comparação dos valores investidos em relação aos valores orçados e analisará eventuais discrepâncias.

**Baixas de Ativos:** no período entre revisões tarifárias periódicas as baixas e transferências de ativos devem ser efetuadas de acordo com o valor atribuído à base de remuneração, de forma a garantir a manutenção do ajuste efetuado na base de remuneração.

**Atualização dos valores dos ativos:** os valores dos ativos que compõem a base de remuneração deverão ser atualizados de forma a refletir seus valores reais, pelo método do custo corrente, que consiste na atualização dos valores dos bens com vistas a compensar as variações de preços ocorridas no período. Para tanto, devem ser utilizados índices apropriados para cada grupo de bens, conforme segue:

Intangíveis	SEM CORREÇÃO
Terrenos	IGP-M/FGV
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	INCC-M/FGV (Índice Nacional da Construção Civil)
Máquinas e Equipamentos	IPA/FGV (Índice de Preços por Atacado) –OG (Oferta Global) - Motores e geradores. Coluna 40
Móveis e Utensílios	IPA-OG/FGV – Mobiliário, Total. Coluna 46
Veículos	IPA-OG/FGV – Veículos a Motor. Coluna 43

Deve ser ressaltado, no entanto, que a ANEEL poderá determinar a realização de novas avaliações dos ativos, nos termos da metodologia aqui apresentada, por ocasião da realização de revisões tarifárias periódicas subseqüentes ou sempre que julgar necessário para verificação da adequada avaliação da base de remuneração.

### **Como operacionalizar o método adotado?**

Considerando-se que a execução do método proposto é complexa e dispendiosa, sua aplicação deverá se restringir aos grupos de ativos que sejam significativos em termos de valor total na composição da base de remuneração. Análises e pesquisas desenvolvidas pela ANEEL demonstraram que os grupos de ativos relacionados aos itens terrenos, edificações, obras civis e benfeitorias e máquinas e equipamentos, somados, representam, seguramente, mais de 95% do valor total dos ativos das concessionárias. Assim, o método do custo de reposição mediante avaliação patrimonial a valor de mercado será aplicada para os seguintes grupos de ativos: *1)*

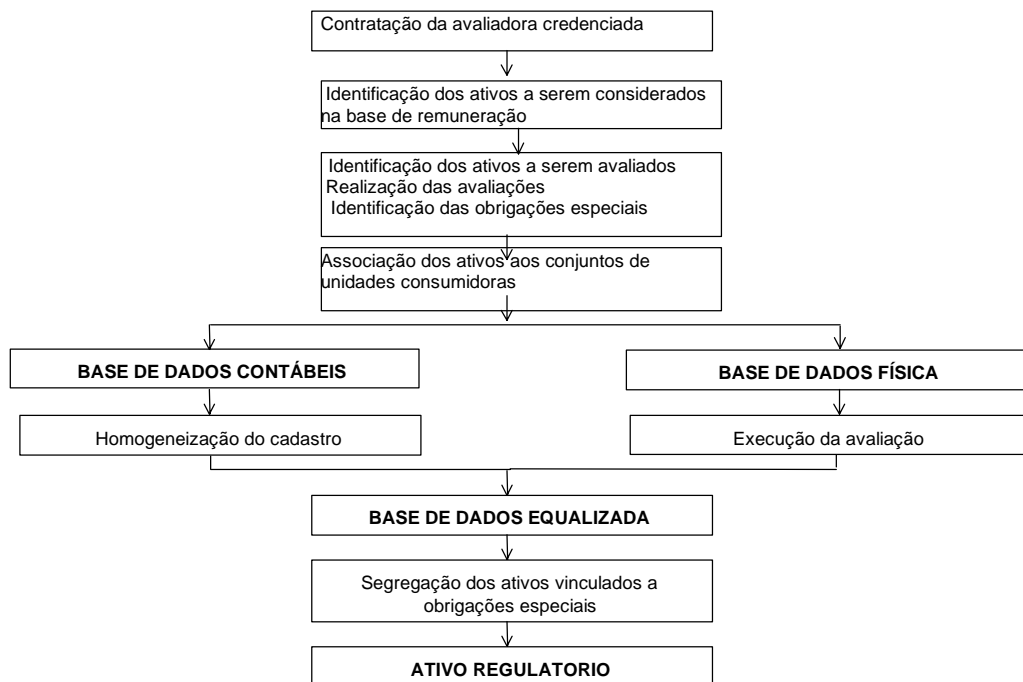
terrenos; *ii*) edificações, obras civis e benfeitorias; e *iii*) máquinas e equipamentos. Deverá ser estabelecida, ainda, para os grupos de ativos sujeitos à avaliação, acima relacionados, relação dos itens a serem avaliados, em função da sua significância em termos de valor. Os itens de valores menos expressivos devem ser considerados pelos valores contábeis.

Para os demais grupos de ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica serão mantidos os valores contábeis dos ativos, de acordo com o método do custo corrente. Tal procedimento se justifica considerando a relação custo-benefício, já que as eventuais distorções introduzidas em decorrência de tal simplificação seguramente não serão significativas, no entanto, os benefícios relacionados à facilidade da aplicação do procedimento são visíveis.

O volume de investimentos na atividade de distribuição de energia elétrica e o grande fluxo de informações que transitam entre a contabilidade e os diversos departamentos envolvidos no controle de ativos imobilizados da concessionária podem levar a distorções no controle patrimonial. O método do custo de reposição pelo valor de mercado inclui procedimentos para validar a existência física dos principais itens que compõe o ativo imobilizado em serviço da concessionária. Assim, na formação da base de remuneração inicial a concessionária deverá proceder à equalização das bases de dados dos ativos, de forma a eliminar discrepâncias entre os ativos registrados na contabilidade e os ativos físicos. Além disso, a concessionária deverá estabelecer mecanismos para garantir que o seu sistema de controle patrimonial esteja atualizado e reflita, a partir da conciliação das bases de dados contábil e física, os ativos efetivamente existentes. O sistema de controle patrimonial da concessionária deverá conter, além dos dados contábeis necessários e de outros porventura exigidos pelas normas aplicáveis, informações referentes à sua base de remuneração. O ajuste contábil com vistas à manutenção de uma base de dados única (contábil / remuneração) será criteriosamente avaliado e discutido junto aos órgãos reguladores e normatizadores pertinentes.

Outro aspecto a ser considerado é que a aplicação da metodologia de avaliação patrimonial a valor de mercado envolve a prestação de serviços de empresas especializadas (avaliadores). Dado que os trabalhos a serem desenvolvidos são de interesse público – pois seus resultados serão utilizados na realização das revisões tarifárias periódicas – e que se faz necessário garantir um certo controle sobre a qualidade do resultado final do trabalho, o modelo proposto requer o credenciamento das empresas avaliadoras pela ANEEL.

O fluxograma a seguir apresenta, de forma simplificada, os passos básicos para realização de uma avaliação patrimonial para fins de constituição da base de remuneração de ativos:



### ***Como avaliar se os investimentos refletem prudência e eficiência?***

O regulador deve utilizar mecanismos para estimular eficiência nos investimentos realizados pela empresa regulada, de forma que a base de remuneração reflita o nível de investimentos efetivamente necessários para a prestação do serviço regulado, com os níveis de qualidade exigidos. Assim, é imprescindível que o modelo para determinação da base de remuneração para fins de revisão tarifária inclua métodos que permitam a comparação dos conjuntos de ativos entre concessionárias, com o propósito de estimular eficiência nos investimentos realizados e evitar distorções na base de remuneração. A aferição e/ou análise comparativa dos resultados obtidos poderá determinar a necessidade de ajustes/expurgos nos resultados obtidos pela avaliação patrimonial a valor de mercado.

## **VII – PROPOSTA DE NORMATIZAÇÃO**

Devido ao grau de subjetividade e à variedade de procedimentos para realização de avaliações patrimoniais, a operacionalização do método de custo de reposição pelo valor de mercado requer a expedição de normatização específica pela ANEEL sobre sua operacionalização. Em anexo a esta Nota Técnica, apresenta-se minuta de Resolução com vistas à normatização do método proposto, a qual aborda os seguintes aspectos:

- i)* critérios de credenciamento das empresas avaliadoras junto à ANEEL, de forma a assegurar qualidade e homogeneidade ao resultado final;
- ii)* definição dos itens que devem ser objeto de avaliação;
- iii)* definição de critérios de inclusão dos ativos na base de remuneração;
- iv)* definição de critérios para determinação de índices de aproveitamento dos ativos;
- v)* procedimentos para avaliação dos ativos.

Referências bibliográficas:

1. *Future regulation of domestic gas and electricity supply markets*, OFGEM.
2. *Review of domestic gas and electricity competition and supply regulation*, OFGEM.
3. *Electric Plant Instruction*, Federal Energy Regulatory Commission.
4. *Electric Plant Accounts*, Federal Energy Regulatory Commission.
5. *Real Decreto 2819/1998 de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.*