



**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO  
ECONÔMICA – SRE**

**Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL**  
Brasília, 05 de março de 2007

**PRIMEIRA REVISÃO TARIFÁRIA  
PERIÓDICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
DO BRASIL**

.....  
metodologia e critérios gerais

**Agência Nacional de Energia Elétrica**  
Superintendência de Regulação Econômica  
SGAN 603 / Módulo "1" – 1º andar  
CEP: 70830-030 – Brasília – DF  
Tel: + 55 61 2192-8695  
Fax: + 55 61 2192-8679

# | índice

I. DO OBJETIVO.....	1
II. DOS FATOS.....	1
III. DA ANÁLISE .....	3
III.1 – A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.....	3
III.2 – CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES .....	5
III.2.1 – Abordagem Geral.....	5
III.2.2 – Processo de Elaboração .....	7
III.2.2 – Formulação Geral.....	7
III.3 – REMUNERAÇÃO DO CAPITAL .....	8
III.3.1 – Estrutura Ótima de Capital.....	9
III.3.2 – Custo de Capital .....	10
III.3.2.1 – Custo de Capital Próprio.....	11
III.3.2.2 – Custo de Capital de Terceiros.....	14
III.3.2.3 – Custo Médio Ponderado de Capital .....	15
III.3.3 – Base de Remuneração Regulatória.....	15
III.3.3.1 – Levantamento da Base de Ativos.....	16
III.3.3.1.1 – Unidades Modulares.....	17
III.3.3.2 – Método de Valoração da Base.....	18
III.3.3.3 – Perfil de Remuneração.....	19
III.4 – TOTAL DA RECEITA ANUAL PERMITIDA .....	20
III.5 – COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA .....	21
III.6 – CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS.....	22
III.6.1 – Tratamento Regulatório de Outras Receitas.....	22
III.6.1.1 – Compartilhamento de Infra-Estrutura .....	22
III.6.1.2 – Prestação de Serviços a Terceiros.....	23
III.6.2 – Tratamento das Autorizações.....	25
III.7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA .....	26
IV. DO FUNDAMENTO LEGAL.....	26
V. DA CONCLUSÃO.....	29
VI. DA RECOMENDAÇÃO .....	29

Nota Técnica nº 49/2007–SRE/ANEEL

Em 05 de março de 2007.

Processo nº 48500.001488/2006-65  
Assunto: Regulamentação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

## I. DO OBJETIVO

A presente nota técnica tem por objetivo apresentar os critérios e procedimentos a serem utilizados no processo de revisão tarifária periódica das receitas anuais permitidas das instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes à rede básica do sistema interligado nacional autorizadas por meio de resolução específica do órgão regulador (RBNI).

2. As metodologias aqui apresentadas incorporam as análises sobre as manifestações recebidas de diversos agentes e setores da sociedade no período de 15 de maio de 2006 a 12 de julho de 2006, no âmbito da Audiência Pública nº 007/2006.

## II. DOS FATOS

3. Os Contratos de Concessão definem as parcelas de receita que são atribuídas a cada tipo de instalação de transmissão. Assim, o termo **RBSE (Rede Básica do Sistema Existente)** refere-se às parcelas de receita das instalações componentes da Rede Básica, definidas no anexo da Resolução nº 166/2000. O termo **RPC** refere-se às instalações de conexão e às Demais Instalações de Transmissão, ambas dedicadas aos respectivos usuários. A soma dessas duas parcelas compõe a Receita Anual Permitida – RAP das concessionárias de transmissão, que deram início ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

4. Os reforços em instalações existentes, bem como adequações de menor porte, como permitido pela legislação e previsto nos contratos de concessão das concessionárias constantes da Resolução nº 166/2000, foram por elas implementados por meio de autorizações expedidas pela ANEEL.

5. As RAP's associadas a esses reforços ficaram caracterizadas pelas parcelas denominadas **RBNI (Rede Básica Novas Instalações)** e **RCDM (Demais Instalações de Transmissão)**, que são as parcelas

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

correspondentes às novas instalações autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução ANEEL nº 167/ 2000, ou ainda as instalações de conexão contratadas diretamente das concessionárias, nos termos das Resoluções nº 489/2002 e nº 158/2005.

6. Neste sentido, a Sétima e Oitava Subcláusulas da CLÁUSULA SEXTA dos contratos de concessão definem o meio da outorga de reajustes e revisões da RAP, bem como a periodicidade da revisão, a cada 4 anos:

***“CLÁUSULA SEXTA – RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (...)***

***Sétima Subcláusula*** - A fixação de novos valores de RECEITA ANUAL PERMITIDA para a TRANSMISSORA, decorrentes de reajustes e revisões, conforme definidos na legislação e nesta Cláusula, para prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, somente será feita por meio de resolução da ANEEL.

***Oitava Subcláusula*** - A ANEEL procederá, após a data de assinatura deste CONTRATO, a cada 4 (quatro) anos, a REVISÃO PERIÓDICA da RECEITA ANUAL PERMITIDA com objetivo de promover a eficiência e modicidade tarifária, conforme regulamentação específica.”

7. Visando o cumprimento da Cláusula Sexta dos Contratos de Concessão, a ANEEL apresentou a metodologia de revisão tarifária periódica por intermédio da Audiência Pública 007/2006, onde constavam as seguintes notas técnicas:

- Nota Técnica nº 068/2006-SRT/ANEEL – Metodologia e critérios gerais para a primeira revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão;
- Nota Técnica nº 048/2006-SRT/ANEEL – Metodologia e critérios gerais para definição da estrutura de capital;
- Nota Técnica nº 062/2006-SRT/ANEEL – Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital;
- Nota Técnica nº 063/2006-SRT/ANEEL – Metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração de ativos para fins de revisão tarifária periódica;
- Nota Técnica nº 064/2006-SRT/ANEEL – Metodologia e critérios gerais para definição dos custos de administração, operação e manutenção das concessionárias de transmissão;
- Nota Técnica nº 065/2006-SRT/ANEEL – Remuneração de instalações autorizadas na Rede Básica do sistema elétrico interligado e Demais Instalações de Transmissão;
- Nota Técnica nº 066/2006-SRT/ANEEL – Definição do tratamento regulatório das denominadas “outras receitas” para fins da primeira revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica;
- Nota Técnica nº 067/2006-SRT/ANEEL – Regulamentação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica com concessões obtidas mediante licitação, na modalidade de leilão público.

8. As metodologias e critérios aqui consolidados são válidos para as empresas abaixo relacionadas, que passarão pelo processo da primeira revisão tarifária com aplicação no período de 1º de julho de 2005 a 30 de junho de 2006:

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

- FURNAS Centrais Elétricas S.A
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A – ELETRONORTE
- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP
- ELETROSUL Centrais Elétricas S.A
- Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE
- Companhia Paranaense de Energia – COPEL Transmissão
- Companhia Energética de Goiás – CELG
- CASTELO Energética S.A
- LIGHT Energia S.A
- AFLUENTE Geração e Transmissão de Energia Elétrica

### III. DA ANÁLISE

#### III.1 – A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

9. O objetivo precípua 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 transmissão e distribuição de energia elétrica consagrou o regime tarifário denominado regime de preços máximos (*price-cap*), 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.

10. As tarifas no segmento de transporte no Brasil, especificamente, são reguladas pelo critério *revenue-cap*, uma variante do *price-cap*, que se baseia na receita permitida, estabelecida pelo regulador. Por este critério, a receita permitida é desagregada em seus diversos componentes, para os quais o regulador estabelece parâmetros.

11. 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, as tarifas são alteradas (para mais ou para menos) segundo uma metodologia que consiste em revisar as condições de desempenho da concessionária. A receita do serviço de transmissão de energia elétrica é então reposicionada para um novo patamar de “preço máximo” de forma a expressar os ganhos de eficiência obtidos e apropriados pela concessionária ao longo dos anos que antecedem a primeira revisão tarifária contratual.

12. Nesse sentido, a revisão tarifária constitui a própria fundamentação do princípio da modicidade tarifária aplicado ao serviço público de transmissão de energia elétrica. A revisão tarifária não traduz uma

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

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.

13. Para determinar as tarifas justas que devem pagar os usuários do serviço monopolista de transmissão de energia elétrica, o Regulador deve levar em consideração que as tarifas são formadas por dois componentes fundamentais: *i) custos operacionais* vinculados à operação e manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, direção e administração da empresa; e *ii) remuneração dos ativos* efetivamente necessários para a prestação do serviço, com os níveis de qualidade exigidos na legislação aplicável, de modo a assegurar a sustentabilidade econômica do negócio. O Regulador estará cumprindo com suas atribuições e obrigações essenciais na medida em que as tarifas contemplem *custos operacionais* que atendam a critérios de eficiência e *remuneração dos ativos* efetivamente necessários para prestar o serviço com a qualidade exigida, considerando um retorno adequado às características do negócio.

14. A determinação dos "**custos operacionais eficientes**" constitui, efetivamente, um dos grandes desafios da revisão tarifária. A análise tão somente dos custos da própria empresa sujeita o Regulador aos efeitos da "assimetria de informação". Conceitualmente, a assimetria de informação se refere ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O Regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes no que se refere ao acesso e manejo dessas informações é totalmente assimétrica. Assim, existe uma marcada tendência para uma ação regulatória não baseada unicamente em auditorias realizadas nas informações fornecidas pelas concessionárias, mas na definição externa de parâmetros de eficiência que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, ao mesmo tempo, construir referências para orientar a gestão empresarial sem, contudo, incorrer em ingerências indevidas na empresa.

15. No que diz respeito à remuneração sobre o capital investido a ser incluída nas tarifas, há que se considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos para o setor, o que significa que a remuneração deve corresponder exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor. O cálculo da remuneração requer que se defina o valor do investimento a ser remunerado (ou **base de remuneração**) e a **taxa de retorno adequada** a ser aplicada sobre esse valor. Considerando ainda que as empresas podem financiar suas atividades com capital próprio e capital de terceiros (dívidas), e que o custo de cada alternativa de financiamento é diferente, há que se definir a participação desses capitais no financiamento das atividades da concessionária, isto é, a estrutura de capital – uma vez que distintas estruturas de capital possuem custos de capital diferenciados. Dessa forma, a taxa de retorno deve refletir o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros, ponderado pela participação desses capitais no capital total. Efetivamente, a definição de uma estrutura de capital adequada constitui um tema regulatório da maior importância. A premissa aqui se baseia no fato de que, no mundo real, as empresas estão permanentemente tentando reduzir seu custo de financiamento mediante uma composição adequada de capital próprio e dívidas no capital total. Para tanto, buscam encontrar o grau ideal de alavancagem – participação de dívidas no capital total (D/V) – dado que o custo de capital de terceiros é mais barato que o custo de capital próprio, porém existe uma restrição dada pelo risco de *default* associado a elevados graus de alavancagem. Isso justifica uma abordagem regulatória para a participação dos capitais no capital total a ser remunerado, denominada **estrutura ótima de capital**.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

16. A revisão tarifária periódica tem então como resultado o **reposicionamento tarifário** que consiste em calcular a Receita Anual da concessionária compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital prudentemente investido. Como a Receita Requerida é calculada em bases anuais, se trata de estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados ao período de 12 meses subseqüentes à data da revisão tarifária. Para a concessionárias que passarão pelo processo de revisão, esse período anual compreende os 12 meses de Julho/05 a Junho/06. Para os anos seguintes, seguem-se as regras de reajuste anual definidas no contrato de concessão.

17. O reposicionamento tarifário é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) para o próximo período e a Receita Vigente (em R\$) da concessionária no período anterior. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de outras atividades, conforme apresentado na equação a seguir.

$$RT = \left( \frac{RR - ROA}{RV} - 1 \right) * 100\% \quad (1)$$

onde:

*RT*: Reposicionamento Tarifário

*RR*: Receita Requerida, calculada na Revisão para o próximo período tarifário

*ROA*: Receita de Outras Atividades

*RV*: Receita Vigente, do período tarifário anterior

## III.2 – CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

### III.2.1 – Abordagem Geral

18. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais eficientes na revisão tarifária periódica busca estabelecer parâmetros de eficiência de modo a determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária poderá obter os níveis de qualidade do serviço exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

19. Nesse sentido, a ANEEL apresentou na Nota Técnica nº 065/2006-SRT/ANEEL uma metodologia para o cálculo dos custos operacionais para fins da primeira revisão tarifária periódica que constitui-se em um modelo amplo para determinação de todos os custos da empresa, sejam de administração ou de operação e manutenção.

20. Contudo, considerando que, por disposição contratual, a revisão tarifária se dará apenas no âmbito das novas instalações (NI's), torna-se necessária apenas a determinação dos custos associados a essas

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

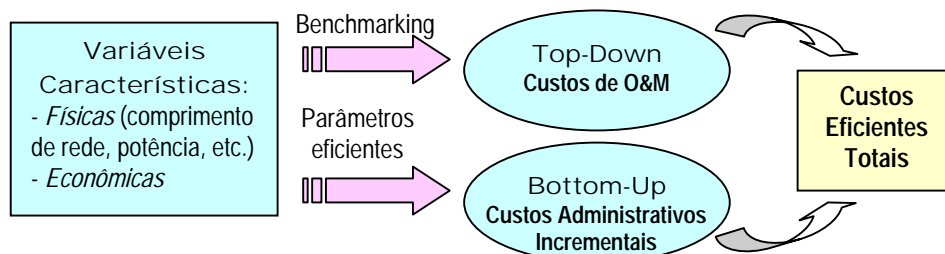
instalações. É sabido que a participação relativa dessas instalações com respeito ao total de ativos é bastante variável de uma empresa para outra, o que implica custos diferenciados. Por exemplo, em uma empresa com uma pequena participação de novas instalações em sua base de ativos total terá certamente apenas um incremento marginal de custos associados essencialmente à operação e manutenção, não importando acréscimo de custos administrativos. O mesmo já não ocorre em outra situação em que as NI's se constituem parte significativa da base de ativos.

21. Assim, para a revisão apenas sobre as NI's, deverão ser calculados os custos operacionais marginais das novas instalações. Para isso, pode-se definir que o cálculo dos custos se distingue tipicamente em custos fixos e variáveis, que podem ser assim definidos:

- *Custos Fixos*: Custo anual em que incorre a empresa para possibilitar a prestação do serviço, independente do número de prestações efetuadas do serviço em questão;
- *Custos Variáveis*: Custo anual em que incorre a empresa pela execução de todas as tarefas associadas a um determinado serviço. Este custo varia com o número de execuções realizadas, incluindo gastos com mão-de-obra, salários e matérias-primas, aumentando quando o volume de produção ou de serviços cresce.

22. Portanto, para uma empresa de transmissão, pode-se dizer que grande parte dos custos fixos está associada aos custos administrativos, enquanto os custos variáveis estão mais diretamente relacionados aos custos de operação e manutenção que dependem do número de intervenções (seja de manutenção preventiva ou corretiva) efetuadas durante o ano, proporcionalmente ao número de instalações.

23. Dessa forma, a determinação dos custos operacionais associados às novas instalações se dará a partir da avaliação dos custos de operação e manutenção (variáveis) associados a essas instalações bem como o possível incremento nos custos administrativos (fixos). A construção dos custos pode ser ilustrada pela figura abaixo.



**Figura 1: Abordagem para Construção dos Custos Operacionais**

24. Para os custos de operação e manutenção será utilizada a **abordagem Top-Down**, que parte dos custos realizados pela empresa nos últimos exercícios, anteriores ao novo período tarifário, eliminam-se todos aqueles custos que não correspondem ao negócio regulado e se efetua uma análise de eficiência histórica e comparativa com outras empresas. Adicionalmente, nos casos em que houver incremento nos custos

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

administrativos em virtude de uma maior participação das NI's na base total de ativos da empresa, os mesmos deverão ser calculados a partir de parâmetros que reflitam custos eficientes.

### III.2.2 – Processo de Elaboração

25. De forma a sintetizar o processo de construção dos custos operacionais, define-se uma seqüência de etapas a serem seguidas, conforme descrito a seguir.

#### ▪ Etapa I – Levantamento, Consolidação e Auditoragem de Informações

26. Refere-se ao levantamento e consolidação de informações de natureza técnica e econômica junto às empresas. Para isso, obtêm-se os dados físicos tais como comprimento de rede, número de subestações e total de capacidade instalada, segregados por nível de tensão. Também levantam-se os dados de custos operacionais das empresas, de forma desagregada. Esses dados são passíveis de fiscalização pelo órgão regulador que, após serem consolidados e auditados, constituem-se como entradas do modelo.

#### ▪ Etapa II – Segregação dos Custos

27. Nesta etapa deverão ser segregados os custos de administração e de operação e manutenção associados às instalações existentes (SE's) e às novas instalações (NI's). Na prática, corresponde ao processo de determinação dos custos marginais para cada empresa decorrentes das NI's. Para isso, são determinadas as funções de custo e os percentuais médios, por empresa, dos custos praticados em relação aos ativos em serviço.

#### ▪ Etapa III – Benchmarking

28. Uma vez determinados os custos associados às novas instalações, serão aplicados critérios de eficiência apoiados em indicadores de *Benchmarking*, de forma a reconhecer os custos eficientes por meio da comparação relativa entre as empresas. Para a determinação desses indicadores, serão considerados os dados físicos das empresas e os custos verificados, definindo-se critérios de eficiência de fronteira, a partir dos quais todas as empresas serão avaliadas e, então, determinados os custos máximos admitidos para cada uma.

### III.2.2 – Formulação Geral

29. Pode-se descrever genericamente o custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) através da equação:

$$CAOM = CA + COM + CAIMI \quad (2)$$

onde:

**CAOM:** Custo Total de Administração, Operação e Manutenção;

**CA:** Custo de Administração;

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

*COM: Custo de Operação de Manutenção;*

*CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.*

30. O custo de administração (CA) envolve os custos de pessoal, materiais e serviços associados unicamente à área administrativa. Também se incluem neste item outras despesas como seguros, tributos e outros. O custo de operação e manutenção (COM) também envolve custos de pessoal, materiais e serviços, porém associados aos processos e atividades de operação e manutenção das instalações em serviço. Finalmente, o custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI) refere-se à infra-estrutura de escritórios e transporte necessários para o apoio aos serviços de transmissão, tais como: imóveis, móveis e equipamentos, sistemas de informática e transporte.

31. A partir da análise da evolução temporal dos custos reais das empresas e após o processo de comparação entre as mesmas, determinam-se os parâmetros de custos por fronteiras de eficiência e define-se o custo a ser reconhecido como uma fração do custo real da empresa, conforme a equação:

$$CAOM_{NI} = CE_i * COM_{NI} + CAD_{NI} \quad (3)$$

$$\text{restrição: } 80\% \leq CE \leq 100\%$$

onde:

*CAOM<sub>NI</sub>: Parcela do custo de operação e manutenção associada às NI's;*

*CE<sub>i</sub>: Coeficiente de eficiência da empresa i;*

*COM<sub>NI</sub>: Custo atual de O&M da empresa associado às NI's;*

*CAD<sub>NI</sub>: Custo adicional devido às NI's;*

32. Ressalta-se, ainda, que o adicional de custo (CAD), em função das novas instalações, deverá ser analisado para os casos particulares em que se justificar esse acréscimo de custo na área administrativa e de instalações móveis e imóveis. Por fim, define-se regulatoriamente um limite inferior para o coeficiente de eficiência (80%) de modo a estabelecer uma trajetória de convergência dos custos para o próximo período tarifário. Para isso, os coeficientes de eficiência das empresas deverão ser normalizados dentro da faixa estabelecida.

### III.3 – REMUNERAÇÃO DO CAPITAL

33. A determinação da remuneração sobre o capital investido requer três definições:

*i)* a participação do capital próprio e de terceiros no capital total (**estrutura de capital**);

*ii)* a **taxa de retorno adequada** a ser aplicada sobre o capital próprio e de terceiros; e

*iii)* o próprio valor do capital a ser remunerado, ou **base de remuneração**.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

34. Assim, a remuneração sobre o capital investido, que deve ser incluída nas tarifas, é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequada para a atividade de transmissão no Brasil sobre o investimento a ser remunerado, ou base de remuneração.

### III.3.1 – Estrutura Ótima de Capital

35. A definição de uma **estrutura ótima de capital** baseia-se no pressuposto concreto de que as empresas estão permanentemente tentando reduzir o custo de financiamento de suas operações. Para tanto, buscam encontrar um ponto ideal de alavancagem financeira (participação de capital de terceiros no capital total), uma vez que o capital de terceiros custa menos que o capital próprio. O aumento do grau de alavancagem, entretanto, introduz o risco de falência.

36. Dessa forma, a estrutura de capital é definida como as proporções dos diversos tipos de capital próprio (por exemplo: ações ordinárias, ações preferenciais) e de capital de terceiros (diversos tipos de obrigações, dívidas) no ativo total da empresa. Entretanto, na maioria dos estudos realizados, toma-se a estrutura de capital numa forma mais simples, agregando os diversos tipos de capital próprio numa única conta de capital próprio e os diversos tipos de capital de terceiros numa outra conta única de dívidas. Assim, quando são considerados apenas capitais próprios e de dívidas na estrutura de capital, pode-se definir a estrutura de capital pela razão capital de terceiros ou dívida (D) sobre capital total ( $P+D$ ), ou seja,  $D/(P+D)$ .

37. A estrutura de capital afeta a taxa de retorno de diversas maneiras. Primeiro, entra diretamente na fórmula do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), determinando os pesos dos diversos custos de capital que compoem a taxa de retorno. Segundo, tem impactos sobre diversos riscos, como o risco financeiro, já que a presença de capital de terceiros eleva a volatilidade dos retornos sobre o capital próprio do projeto.

38. Além desses efeitos diretos, a estrutura de capital tem um efeito importante sobre o retorno sobre o capital total, devido ao tratamento diferenciado que recebem os juros de dívida e os juros pagos a título de remuneração do capital próprio, para efeito de abatimento no cálculo dos impostos sobre a renda. Se uma concessionária toma emprestado para financiar suas atividades, os juros pagos são abatidos diretamente do lucro da empresa, para fins de cálculo da carga tributária.

39. Por outro lado, se a concessionária financia tudo com capitais próprios, a Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, que “altera a legislação do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como da contribuição social sobre o lucro líquido, e dá outras providências”, faculta à empresa abater os juros pagos a título de remuneração do capital próprio do cálculo do imposto de renda, dependendo da estratégia contábil utilizada pela concessionária. Todavia, essa remuneração sobre capital próprio passível de ser abatida no imposto de renda não é, geralmente, igual ao custo do capital próprio.

40. A metodologia adotada para determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de transmissão de energia elétrica no Brasil, a partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

41. Para o cálculo da participação do capital de terceiros será considerado o valor contábil do passivo total, enquanto que para o capital próprio será utilizado o valor contábil do patrimônio líquido. Conseqüentemente, o capital total da empresa é dado pela soma do capital próprio e de terceiros de acordo com a definição mencionada acima.

42. Devido à singularidade existente no setor de transmissão no Brasil, onde se têm empresas já constituídas e em estágio operacional (empresas existentes) e novas empresas entrantes a partir dos processos de licitação específicos para cada novo empreendimento (empresas licitadas), adota-se de um intervalo (banda) regulatório para a estrutura de capital.

43. A definição do intervalo resultará da análise do grau de alavancagem adotado pelas empresas que constituem o setor de transmissão no Brasil, adotando-se o limite inferior para as empresas existentes e o limite superior para as empresas licitadas.

44. Para a definição dos limites do intervalo agrupam-se as empresas brasileiras em dois grupos: (i) grupo 1, formado pelas empresas existentes; (ii) grupo 2, formado pelas empresas licitadas. O procedimento para a construção do intervalo regulatório em cada um dos grupos citados consiste em dois passos:

- Determinação da média do grau de alavancagem dos últimos três anos das empresas do grupo 1. Este valor corresponderá ao limite inferior da banda;

- Determinação da média do grau de alavancagem inicial das empresas do grupo 2, considerando as empresas que entraram em operação desde 2000, bem como a tendência dos últimos anos. Este valor corresponderá ao limite superior da banda.

45. De posse do intervalo regulatório, adota-se o valor dado pelo limite inferior para a participação de dívida no capital total, de forma a obter um valor específico a ser utilizado na determinação da taxa de remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica que passarão pela revisão tarifária.

46. Assim, o intervalo resultante da aplicação da metodologia descrita acima define-se como intervalo de estrutura ótima de capital entre **[50,4% – 65,0%]**, adotando-se o limite inferior (50,4%) para as empresas existentes (grupo 1) e o limite superior (65,0%) para as empresas licitadas (grupo 2). O Anexo II desta Nota Técnica detalha a metodologia empregada e os cálculos efetuados.

### III.3.2 – Custo de Capital

47. Para o cálculo da **taxa de retorno** utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. Em suma, se trata de considerar na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

48. Assim, o método do WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de terceiros) disponíveis para o empreendimento, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} \cdot r_P + \frac{D}{P+D} \cdot r_D \cdot (1-T) \quad (4)$$

onde:

$r_{WACC}$ : custo médio ponderado de capital após impostos (taxa de retorno);

$r_P$ : custo do capital próprio;

$r_D$ : custo da dívida;

$P$ : capital próprio;

$D$ : capital de terceiros ou dívida;

$T$ : alíquota tributária marginal efetiva.

49. A seguir apresenta-se, de forma sintética, o cálculo do custo de capital próprio e de terceiros, que compõem o custo médio ponderado (WACC).

### III.3.2.1 – Custo de Capital Próprio

50. Para o custo de capital próprio adota-se o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor, partindo-se das seguintes premissas: *i)* os ativos de transmissão de energia elétrica representam alternativas de investimentos que competem com outros ativos pelos recursos dos investidores potenciais; *ii)* os diversos ativos disponíveis proporcionam um retorno diretamente proporcional ao risco que representam; e *iii)* há um ativo "livre de risco", acessível a todos os investidores, cujo retorno serve de referência para mensurar o prêmio de risco exigido para investir em outros ativos, como os riscos associados às condições macroeconômicas de países em desenvolvimento, por exemplo.

51. O custo de capital próprio assim calculado proporciona um retorno adequado sobre o capital investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada, de forma a manter a atratividade de capital e, conseqüentemente, a sustentabilidade da prestação do serviço no longo prazo.

52. O modelo de custo do capital próprio pelo método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), no mercado doméstico (Brasil), em termos reais, encontra-se expresso na fórmula a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B + r_X \quad (5)$$

Onde:

$r_{CAPM}$ : custo de capital próprio (em termos reais);

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

$\beta$  : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$  : prêmio de risco do mercado de referência;

$r_B$  : prêmio de risco país;

$r_X$  : prêmio de risco cambial.

53. Para a **taxa livre de risco** utiliza-se o rendimento do bônus do tesouro americano com vencimento de 10 anos. Para esse título, utilizou-se a média das taxas de juros anuais no período de janeiro de 1995 a junho de 2006 obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de **5,32%**.

54. O **prêmio de risco de mercado** é calculado a partir da diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice *Standard & Poor's 500* (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque. Dessa forma, com base nas séries históricas de 1928 a 2006, foi determinada a série mensal do retorno do mercado ("*excedente*") como resultado da diferença entre a taxa de retorno do mercado acionário (S&P500) e a taxa livre de risco. Obtém-se, dessa forma, uma taxa anual média (aritmética) de retorno do mercado acionário de **6,09%**.

55. Para se proceder ao cálculo dos *betas*, foram escolhidas empresas americanas do setor elétrico cujas atividades principais estão vinculadas à distribuição e transmissão de energia elétrica. O critério utilizado para selecionar as empresas foi a participação do ativo ligado à atividade de distribuição e transmissão no ativo total<sup>1</sup>. Foram selecionadas empresas cuja participação desses ativos fosse igual ou maior que 50% do ativo total. De acordo com este critério, foi escolhida uma amostra de 20 empresas. Utilizando dados semanais de preço de fechamento de ações no período, entre julho/2001 e junho/2006, calculou-se os betas das empresas. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos e utilizando-se a alíquota de imposto de 40%<sup>2</sup>, e ponderando-se pelo capital total da empresa com data base em 2005, obteve-se o *beta* desalavancado médio igual a **0,296**.

56. Como o beta calculado encontra-se refletido no mercado dos EUA, deve-se ainda avaliar o diferencial de risco em função do regime regulatório, uma vez que temos no Brasil o regime *price cap*. Contudo, no caso específico do setor de transmissão, a remuneração da concessionária se dá através de uma receita máxima (*revenue cap*) que independe do fluxo de energia e não está sujeita a variações de mercado. Logo, não há justificativa para inclusão de um adicional de risco em função do regime de regulação.

57. Dessa forma, o **prêmio total de risco do negócio e financeiro** ( $r_{NF}$ ) pode ser expresso pelo resultado da multiplicação do beta pelo prêmio de risco de mercado, conforme a fórmula abaixo.

$$r_{NF} = \beta_a \cdot (r_M - r_f) \quad (7)$$

<sup>1</sup> Para algumas empresas não há informações disponíveis separadamente para distribuição e outros segmentos. Para essas empresas, foi considerado o maior nível de desagregação possível que continha o segmento de distribuição. Dessa forma, é possível garantir que todas as empresas excluídas não possuíam uma participação do segmento de distribuição nos seus ativos totais que justificasse sua inclusão na amostra.

<sup>2</sup> KPMG's Corporate Tax Rates Survey. 2006.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

onde:

$r_{NF}$ : prêmio total de risco do negócio e financeiro.

58. O beta final resultante (alavancado) é igual a **0,495**, considerando uma estrutura de capital (D/V) igual a 50,4%, o que resulta um prêmio total do risco do negócio e financeiro, calculado a partir da fórmula (7), de **3,01%** (em termos nominais).

59. O **prêmio de risco país** é definido como a diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. O prêmio de risco soberano é o spread que um título de renda fixa do governo brasileiro denominado em dólares paga sobre a taxa livre de risco dos EUA relevante. O prêmio de risco de crédito Brasil é computado como o spread sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas dos EUA, com mesma classificação de risco que o Brasil. Representando por  $r_s$  o prêmio de risco soberano e por  $r_c^B$  o prêmio de risco de crédito Brasil, o prêmio de risco país ( $r_B$ ), é dado por:

$$r_B = r_s - r_c^B \quad (8)$$

onde:

$r_B$ : prêmio de risco país;

$r_s$ : prêmio de risco soberano;

$r_c^B$ : prêmio de risco de crédito Brasil.

60. Para o cálculo do prêmio de risco soberano, utilizou-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), de abril de 1994 a junho de 2006, resultando no valor médio de 7,87%. Já no cálculo do prêmio de risco de crédito Brasil, foram selecionadas empresas com classificação de risco **Ba2** que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez calculado no período de abril de 1994 a junho de 2006<sup>3</sup>. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média 2,96% como prêmio de risco de crédito Brasil. Dessa forma, o **prêmio de risco Brasil** ( $r_B$ ), é igual a **4,91%**.

61. Para o cálculo do **prêmio de risco cambial** utiliza-se a metodologia de Wolff (*"Forward Foreign Exchange Rates, Expected Spot Rates, and Premia: A Signal-Extraction Approach"*. The Journal of Finance; Wolff, Christian C. P., 1997; e *"Measuring the Exchange Risk Premium"*; Wolff, Christian C. P., 2000). Nos termos dessa metodologia, o risco cambial é definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro expectativa de desvalorização cambial; e a realização da desvalorização cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um "ruído branco".

62. Assim, aplica-se um procedimento estatístico (*filtro de Kalman*) para se eliminar o "ruído branco". Para as observações, utilizam-se dados do mercado futuro de contratos cambiais da BMF, mais especificamente a taxa de câmbio de um contrato futuro de um mês no primeiro dia útil de seu lançamento, assim como a PTAX prevalecente na data de vencimento do contrato futuro. O **prêmio de risco cambial** calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro cambial da BMF de julho de 1999 a junho de 2006 foi de **1,78%**.

---

<sup>3</sup> Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

63. Tendo sido calculados todos os componentes, pode-se encontrar o custo de capital próprio a ser aplicado ao setor de transmissão de energia elétrica. Como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação (IGP-M ou IPCA), interessa-nos ter o custo de capital expresso em termos reais. Para deflacionar o custo de capital, basta descontar a taxa de inflação média anual dos EUA no período de janeiro de 1995 a junho de 2006, de acordo com a fórmula abaixo:

$$r_{REAL} = \frac{1 + r_{NOMINAL}}{1 + \pi} \quad (9)$$

64. Por fim, obtém-se um custo de capital próprio em termos nominais igual a 15,02% que utilizando a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2006 (2,60%), resulta em um custo de capital próprio real de 12,11%.

### III.3.2.2 – Custo de Capital de Terceiros

65. O custo do capital de terceiros é o retorno específico que os credores da dívida da empresa demandam ao lhe fazer novos empréstimos, podendo ser observado nos mercados financeiros, seja de forma direta ou indireta e deve refletir da forma mais realista possível o mercado local de financiamento.

66. Neste sentido, a partir da observação das características do setor de transmissão no Brasil, verifica-se que há uma diferenciação nas formas de financiamento adotadas pelas empresas existentes e pelas licitadas. Esta última faz um aporte inicial no empreendimento e não tem a necessidade de reinvestir constantemente, sendo o financiamento obtido apenas no início do projeto e a partir de linhas de crédito específicas no mercado. Para este caso adota-se, portanto, um **benchmarking financeiro**. Já as empresas existentes têm a necessidade de investir constantemente em reforços, a característica de financiamento é diferente, de modo que, para manter a coerência com a premissa adotada de refletir as melhores condições de financiamento no mercado local para esse grupo de empresas, adota-se a metodologia do **CAPM da dívida**.

67. Dessa forma, para o custo de capital de terceiros adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, adiciona-se à taxa livre de risco os prêmios adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de transmissão no Brasil. Esse enfoque impede que as tarifas sejam afetadas por uma gestão financeira imprudente na captação de recursos de terceiros ou por decisões de captação de dívidas vinculadas a outros interesses. O custo do capital de terceiros é calculado pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_c + r_B + r_x \quad (10)$$

Onde:

$r_d$  : custo de capital de terceiros;

$r_f$  : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$r_c$  : prêmio de risco de crédito;

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

$r_B$  : prêmio de risco país;

$r_X$  : prêmio de risco cambial.

68. A estimação do custo de capital de terceiros tem como componentes a taxa livre de risco, o prêmio de Risco de Crédito, o prêmio de Risco País e o prêmio de Risco Cambial. Os critérios para o cálculo da taxa livre de risco e dos prêmios de Risco País e Cambial já foram apresentados na seção que trata do cálculo do custo de capital próprio. Resta apresentar como apurar o prêmio de Risco de Crédito.

69. O prêmio de **Risco de Crédito** deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam empresas com a mesma classificação risco das transmissoras de energia elétrica brasileiras. Dessa forma, no cálculo do prêmio de risco de crédito foram selecionadas empresas com classificação de risco **Baa3** que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez calculado no período de abril de 1994 a junho de 2006<sup>4</sup>. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de **1,74%** como prêmio de risco de crédito.

70. Por fim, obtém-se um custo de capital de terceiros em termos nominais igual a 13,75% que utilizando a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2006 (**2,60%**), resulta em um custo de capital de terceiros real de **10,87**.

### III.3.2.3 – Custo Médio Ponderado de Capital

71. A partir dos resultados apresentados anteriormente, pode-se enfim calcular a taxa de retorno adequada para os serviços de transmissão de energia elétrica no Brasil através do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), conforme a equação (4). Aplicando-se a referida equação e adotando-se a alíquota de imposto ( $\tau$ ) igual a 34%, obtém-se o custo de capital para a estrutura de capital sugerida ( $D/V=50,4\%$ ). Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2006 de 2,60%, obtém-se enfim um custo em termos reais igual a **9,18%**, depois de impostos. O Anexo III desta Nota Técnica detalha a metodologia empregada e os cálculos efetuados.

### III.3.3 – Base de Remuneração Regulatória

72. O estabelecimento da Base de Remuneração Regulatória passa pela definição dos critérios referentes a:

- a) *Levantamento da Base de Ativos*: procedimentos para avaliar a base física e contábil de ativos existentes da empresa;
- b) *Método de Valoração da Base*: método mais aderente aos princípios regulatórios;

---

<sup>4</sup> Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

- c) *Perfil de Remuneração*: forma de tratamento da remuneração e da depreciação ao longo do período de concessão;

### III.3.3.1 – Levantamento da Base de Ativos

73. Para o montante de investimento a ser remunerado – **base de remuneração** – deve-se considerar o valor dos ativos que estão efetivamente prestando o serviço para o consumidor. Esse valor será comparado com referenciais construídos pela ANEEL, com vistas a evitar que o consumidor remunere ativos cujo valor exceda o necessário para a prestação do serviço.

74. O conceito chave para avaliação da base de remuneração é refletir apenas os **investimentos prudentes** na definição das tarifas dos consumidores. São os investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de transmissão cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de referência” da ANEEL.

75. A base de remuneração será então composta da seguinte forma:

- i. ativos imobilizados em serviço vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, deduzindo-se os valores de doações de consumidores e outros agentes<sup>[DAL1]</sup>, avaliados e depreciados conforme critérios estabelecidos pela ANEEL;
- ii. almoxarifado de operação;
- iii. ativo diferido; e
- iv. obrigações especiais.

76. Do ativo imobilizado em serviço são excluídos, para efeito de determinação da Base de Remuneração, os seguintes bens e instalações: softwares; hardwares; terrenos administrativos; edificações, obras civis e benfeitorias administrativas; veículos; e móveis e utensílios. A remuneração, amortização e depreciação (exceto terrenos) referentes a esses bens e instalações serão contempladas nas anuidades que compõem os custos operacionais das concessionárias transmissoras.

77. Para os fins da revisão tarifária periódica das novas instalações autorizadas ou contratadas após a publicação da Resolução nº 166/2000, deverá ser analisada a pertinência dos itens (ii) a (iv) acima, uma vez que estes, em geral, não se aplicam à RBNI ou à RCDM.

78. Quando da realização da revisão tarifária periódica, é avaliado o conjunto de ativos imobilizados em serviço, com vistas à composição da base de remuneração da concessionária. Para valoração desse conjunto de ativos é utilizada a metodologia do custo de reposição. São considerados os seguintes grupos de contas de ativos da concessionária:

- i) Intangíveis;
- ii) Terrenos;
- iii) Edificações, obras civis e benfeitorias;

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

- iv) Máquinas e equipamentos;
- v) Veículos;
- vi) Móveis e utensílios.

79. Para efeito de apuração da base de remuneração, deverão ser considerados apenas os ativos relacionados com a atividade de transmissão de energia elétrica.

80. Para o agrupamento dos dados do levantamento físico das instalações referentes às linhas e subestações, deverá ser utilizada a estrutura modular, agrupando-se as instalações nas Unidades Modulares (UM), conforme descrito a seguir.

### III.3.3.1.1 – Unidades Modulares

#### *Unidades Modulares de Linhas de Transmissão*

81. Para as linhas de transmissão, as unidades modulares são compostas em função de **quilômetro de linha**, caracterizadas pelo tipo de corrente, classe de tensão, tipo de circuito, estruturas, fundações, cabo condutor e cabo pára-raio, conforme a tabela abaixo:

**Tabela 1: Unidades Modulares de Linhas de Transmissão**

<b>Característica</b>	<b>Descrição</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Armada</li> <li>• Contínua</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensões: 69; 138; 230; 345; 440; 500; 750 kV</li> <li>• 600 kV</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipos</li> <li>• Tipo - Um Circuito Instalado</li> <li>• Tipo - Instalação do Segundo Circuito</li> <li>• Tipo - Duplo</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estruturas</li> <li>• Fundações</li> <li>• Cabos</li> <li>• Pára-raios</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aço galvanizado classe B</li> </ul>

#### *Unidades Modulares de Subestações*

82. A Subestação é composta a partir do somatório de todos os módulos necessários à sua operacionalidade, tais como entradas de linha, conexões de transformador e reator e interligações de barramento.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

83. Para fins de composição dos módulos, as subestações são caracterizadas de acordo com os seguintes parâmetros: Nível de Tensão, Arranjo Físico e Porte, conforme a tabela abaixo:

**Tabela 2: Características das Unidades Modulares de Subestações**

Característica	Descrição
Nível de Tensão	500 e 750 kV
Arranjo	DJM e AN*
Porte	Grande

\*DJM: Arranjo em Disjuntor e Meio; BD: Arranjo em Barra Dupla; BPT: Arranjo em Barra Principal e Transferência; BS: Arranjo em Barra Simples; AN: Arranjo em Anel.

84. As unidades modulares consideradas, independentemente das classes de tensão e dos arranjos, são de três tipos: Módulo Geral, Módulo de Manobra e Módulo de Equipamento.

**Tabela 3: Unidades Modulares de Subestações**

Módulo	Descrição
Módulo Geral	Conjunto de todos os itens (bens e serviços) de infra-estrutura comuns à SE, tais como: Terreno, cercas, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, abastecimento de água, redes de esgoto, malha de terra, canaletas principais, edificações, serviço auxiliar, área industrial, canteiro de obras.
Módulo de Manobra	Conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos retores de manobra, tais como: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB) e interligação de barramentos sem disjuntor (IBSD).
Módulo de Equipamento	Composto pelos equipamentos principais da SE, tais como transformadores, reatores, capacitores, compensadores e os materiais e serviços necessários à sua instalação.

### III.3.3.2 – Método de Valoração da Base

85. Para a valoração da base de remuneração adota-se o Método do Custo de Reposição, com equipamentos avaliados a preços de mercado. A avaliação através do método do custo de reposição deverá ser feita a partir da verificação dos dados de controle patrimonial existentes, de acordo com as informações disponíveis na concessionária. Para isso, deve ser feita a verificação da aderência entre arquivos de controle patrimonial e de engenharia versus a realidade física.

86. De forma a refletir na valoração da base de remuneração das novas instalações apenas os investimentos prudentes, a ANEEL deverá considerar as condições de compra e logística da concessionária, definindo-se o preço médio ponderado praticado pela mesma e compará-lo com os Custos de Referência, adotando-se uma faixa de tolerância, dentro da qual um equipamento ou unidade modular valorado pelos preços médios da concessionária poderá ser aceito, de forma a representar efetivamente o investimento realizado.

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

Condições específicas que reflitam um custo justificadamente maior que o Custo de Referência serão analisadas pela ANEEL.

87. O Custo de Referência ANEEL irá refletir os custos médios eficientes de aquisição e instalação dos diversos equipamentos. Será estruturado na forma modular de linhas de transmissão e equipamentos de subestações e corresponderá ao valor médio de reposição de um bem em condições eficientes. Incorporará os custos diretos relacionados aos equipamentos principais e materiais acessórios, montagem, obras civis, peças sobressalentes, seguros, transporte e impostos não recuperáveis. Também serão contemplados os custos indiretos de projeto, gerenciamento, entre outros, além dos juros sobre obra em andamento (JOA) regulatórios, capitalizados no prazo médio normal de construção.

88. Os bens que não apresentam similaridade com aqueles relacionados no Custo de Referência ANEEL serão avaliados por meio da atualização dos valores históricos contábeis pela aplicação do IGP-M, sujeitos à validação da fiscalização da ANEEL.

89. Os juros sobre obras em andamento são definidos regulatoriamente e calculados considerando-se o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*) e aplicando-se a fórmula abaixo, sendo que os prazos médios de construção e os desembolsos mensais serão definidos por ocasião do Custo de Referência ANEEL.

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left( (1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right) * d_i \quad (10)$$

onde:

*JOA*: juros sobre obras em andamento em percentual (%);

*N*: número de meses, de acordo com o tipo de obra;

*r<sub>a</sub>*: custo médio ponderado de capital anual (WACC); e

*d<sub>i</sub>*: desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro definido acima.

### III.3.3.3 – Perfil de Remuneração

90. A **remuneração do capital** é composta pelo *retorno do capital (depreciação)* e o *retorno sobre o capital (rentabilidade)*. No caso de novas instalações, a remuneração do capital será dada através de uma anuidade que é atribuída ao ativo, ou unidade modular, durante toda sua vida útil. Para isso, calcula-se o **Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)** mediante o cálculo da anuidade, considerando o total de capital, a taxa de desconto e a vida útil das instalações.

91. Obtém-se o Custo Anual dos Ativos Elétricos das Novas Instalações (RBNI), através da seguinte expressão:

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

$$CAAE = \sum_{k=1}^{N_{UM}} \left[ CR_k \cdot \frac{r}{1 - (1+r)^{-1/\delta_k}} \right] \quad (11)$$

onde:

**CAAE:** Custo Anual dos Ativos Elétricos das Novas Instalações (RBNI);

**CR<sub>k</sub>:** Custo de reposição da unidade modular k;

**N<sub>UM</sub>:** Número de unidades modulares;

**r :** taxa de retorno real antes dos impostos sobre a renda;

**δ<sub>k</sub>:** taxa média de depreciação regulatória da unidade modular k.

92. Para efeito do cálculo da taxa média de depreciação regulatória das unidades modulares, utiliza-se a **taxa anual média de depreciação ponderada (TMDC)** pelo custo relativo e valores individuais das taxas de depreciação dos componentes da unidade modular, obedecendo-se as taxas anuais de depreciação dos principais equipamentos de transmissão de energia elétrica, incluídos na Resolução Normativa ANEEL nº 240, de 05 de dezembro de 2006. Dessa forma, calcula-se a TMDC através da fórmula abaixo:

$$TMDC = \frac{\sum_{i=1}^n TD_i \times C_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (12)$$

onde:

**TMDC:** taxa anual média de depreciação da instalação de transmissão de energia elétrica, ponderada por capital;

**TD<sub>i</sub>:** taxa anual de depreciação do componente "i" da instalação;

**C<sub>i</sub>:** custo do componente "i" da instalação;

**n:** número de componentes da instalação;

### III.4 – TOTAL DA RECEITA ANUAL PERMITIDA

93. A **Receita Anual Permitida Total** de uma determinada concessionária é dada pela composição da receita anual líquida ou **Custo Anual Equivalente (CAE)**, acrescido dos encargos (ENC) e da parcela de ajuste (PA), ou seja:

$$RAP = CAE + ENC + PA \quad (13)$$

onde:

**CAE:** Custo anual equivalente (receita líquida);

**ENC:** Parcela de encargos (PIS/COFINS, RGR, TFSEE, P&D);

**PA:** Parcela de ajuste.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

94. A **Receita Anual Permitida Bruta** (com encargos) da empresa é definida pela soma da receita anual líquida e dos encargos.

95. O Custo Anual Equivalente é formado pela remuneração do capital, através do Custo Anual dos Ativos Elétricos (**CAAE**), somado aos Custos de Administração, Operação e Manutenção (**CAOM**).

$$CAE = CAAE + CAOM \quad (14)$$

96. Ressalta-se ainda que a **Receita Anual Líquida** (sem encargos) da empresa é definida pela soma das receitas associadas à RBSE (Instalações Existentes) e à RBNI (Novas Instalações).

$$CAE_T = CAE_{SE} + CAE_{NI} \quad (15)$$

onde:

*CAE<sub>SE</sub>*: Custo Anual Equivalente do Sistema Existente (RBSE);

*CAE<sub>NI</sub>*: Custo Anual Equivalente das Novas Instalações (RBNI).

97. Para definir o reposicionamento tarifário sobre a receita líquida, é necessário explicitar os componentes da receita vigente, conforme a Resolução ANEEL nº 149, de 30 de junho de 2005.

98. Os **encargos** que deverão ser considerados no cálculo da RAP são os seguintes:

- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D);
- Taxa de fiscalização (TFSEE);
- Reserva Global de Reversão (RGR);
- PIS/COFINS.

99. Dessa forma, o total de encargos a ser incorporado no cálculo da receita deverá considerar as alíquotas de acordo com a legislação vigente.

100. Em relação aos **tributos**, são considerados no cálculo da RAP os seguintes:

- Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ);
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

101. Assim, a alíquota tributária efetiva será de **34,0%**, considerada na taxa de remuneração.

### III.5 – COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

102. Adicionalmente à receita bruta, deve ser incluída a Parcela de Ajuste (PA), que trata dos componentes financeiros externos à revisão tarifária. A Parcela de Ajuste é o mecanismo, previsto em contrato, utilizado pela ANEEL no momento do estabelecimento da Receita Anual Permitida – RAP das transmissoras para

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

aferir o déficit ou superávit de arrecadação do ciclo de tarifas imediatamente anterior. Cabe lembrar que o cálculo da PA representa o período compreendido entre junho do ano (n-1) a maio do ano (n)<sup>5</sup>.

103. Assim, tem-se as seguintes componentes da Parcela de Ajuste:

- PA (PIS/COFINS) = Parcela a ser adicionada a PA de cada concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, resultante do impacto financeiro decorrente da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS.
- PA Apuração = Parcela de ajuste do período a ser utilizada pelo ONS na contabilização dos encargos de uso dos sistemas de transmissão, a ser adicionada ou subtraída da receita anual permitida para o mesmo período, de modo a compensar, respectivamente, déficit ou superávit de arrecadação do período anterior e os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS.

### III.6 – CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

#### III.6.1 – Tratamento Regulatório de Outras Receitas

104. Para fins da primeira revisão tarifária das concessionárias transmissoras de energia elétrica, serão tratadas as atividades denominadas “**adicionais livres**”, onde as instalações da empresa regulada são utilizadas, mas não se constituem num ramo de negócio diferente. Dentre as atividades que se enquadram neste tipo destacam-se: Compartilhamento de Infra-estrutura, serviços de consultoria na área de transmissão e serviços de operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações.

105. A metodologia de avaliação dessas receitas que serão destinadas a contribuir para a modicidade tarifária define a forma de aferir os ganhos do prestador do serviço na exploração das Atividades Complementares e Adicionais (ACA) ao serviço público regulado (transmissão), assim como os critérios de distribuição desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço básico. Ressalta-se que aplicação da metodologia proposta considera os aspectos contratuais vigentes, ou seja, que as empresas atualmente têm revisada apenas a parcela referente às novas instalações (RBNI e RCDM).

106. A seguir, são descritos os tratamentos a serem dados a cada uma dessas atividades.

##### III.6.1.1 – Compartilhamento de Infra-Estrutura

107. O compartilhamento de infra-estrutura com outra concessionária de transmissão é expressamente mencionado no Contrato de Concessão, conforme a terceira subcláusula da Cláusula Quarta do referido contrato, *in verbis*:

---

<sup>5</sup> Cláusula sexta do contrato de concessão das transmissoras

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

**“CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA TRANSMISSORA**

[...]

**Terceira Subcláusula** - A TRANSMISSORA, para cumprimento da finalidade do SISTEMA INTERLIGADO e para permitir a conexão de outra CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO ou de USUÁRIO, deverá:

[...]

*III - compartilhar instalações e infra-estrutura existentes e permitir a edificação em áreas disponíveis, caso estas já estejam sendo remuneradas pela RECEITA ANUAL PERMITIDA, obedecidos os padrões técnicos de projeto da TRANSMISSORA acessada, os PROCEDIMENTOS DE REDE e observado o planejamento determinativo da expansão da transmissão;”*

108. Resta claro o papel das concessionárias de transmissão quanto ao atendimento de cláusula expressa em seu Contrato de Concessão relativo ao compartilhamento de instalações visando o cumprimento da finalidade do Sistema Interligado – SIN.

109. A prática observada no setor é que a transmissora entrante arca com todos os custos das instalações adicionais, inexistindo ativos a serem implementados pelas concessionárias incumbentes. Deste modo, os serviços e instalações existentes já estão sendo remunerados pela RBSE ou RPC, parcelas que não estão sujeitas a revisão.

110. Portanto, para fins da primeira revisão tarifária das transmissoras, ressaltando o fato da revisão ocorrer apenas sobre as **novas instalações**, toda a receita auferida (líquida) com contratos de compartilhamento de infra-estrutura, excetuando-se custos adicionais comprovados não previstos na RBSE com prestadores de serviço público, será destinada a modicidade tarifária, haja vista o Contrato de Concessão estabelecer a obrigatoriedade da concessionária em compartilhar suas instalações, bem como estas instalações compartilhadas estarem sendo remuneradas pela parcelas RBSE e RCDM desses contratos.

### III.6.1.2 – Prestação de Serviços a Terceiros

111. Os serviços prestados a terceiros podem ser classificados em dois grupos:

- Serviços de Consultoria;
- Serviços de Operação e Manutenção de Linhas de Transmissão e Subestações.

112. Inicialmente, é necessário partir do pressuposto de que toda prestação de serviços a terceiros tem sua despesa reconhecida na parcela da RBSE, em face da mesma encontrar-se “blindada”.

113. Neste sentido, é importante esclarecer que os critérios a serem adotados são regulatórios e não visam analisar caso a caso de todas as empresas, o que é coerente com a premissa “não invasiva”. Assim, adota-se um esquema de avaliação “*ex-ante*”, introduzindo conceitos da regulação por incentivos análogos aos empregados para a regulação do serviço público regulado. Definem-se ganhos presumidos do prestador do

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

serviço pela realização das ACA, assim como de critérios de distribuição desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço público regulado.

114. Tem-se então a questão de se estabelecer o nível de receitas adicionais a ser considerado em relação à receita total da empresa. Coerente com os princípios estabelecidos, não cabe ao Regulador avaliar ano a ano todas as receitas adicionais auferidas pela concessionária e, assim, estabelecer posteriormente o montante a ser reconhecido. Ao contrário, deve o Regulador estabelecer previamente, no momento da revisão tarifária, um valor presumido para as receitas adicionais a serem consideradas anualmente no próximo ciclo tarifário.

115. A definição dessa **receita presumida** deve levar em conta uma análise dos contratos existentes da empresa, bem como uma projeção para os quatro anos seguintes, considerando o potencial de prestação de serviços a terceiros da concessionária em questão. No entanto, caso o concessionário tenha uma melhor gestão e consiga alcançar níveis de receita maiores que o considerado pelo Regulador, poderá, então, se beneficiar com esses ganhos adicionais ao longo do período tarifário.

116. A receita presumida (RP) será composta pelos custos de prestação do serviço que já estiverem sendo cobertos pela receita do serviço público regulado (transmissão) e pela parcela de ganhos, compartilhada entre o consumidor e a concessionária, ou seja:

$$RP_i = CC_{SR} + LC \quad (16)$$

onde:

*RP<sub>i</sub>*: Receita Presumida para a atividade *i*;

*CC<sub>SR</sub>*: Custo Coberto pelo serviço público regulado;

*LC*: Lucro Compartilhado.

117. Por fim, para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Calculada, no momento da revisão, as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de outras atividades (Receitas de Outras Atividades – ROA). Portanto, a ROA corresponderá à soma das receitas presumidas de cada serviço.

118. Face ao exposto e ressaltando o fato da revisão ocorrer apenas sobre as **novas instalações**, são adotados os seguintes critérios para o tratamento regulatório dos serviços prestados a terceiros, para fins da primeira revisão tarifária:

#### **i. Serviços de Consultoria**

Visando o compartilhamento dos ganhos decorrentes dessa atividade com os usuários do serviço público regulado, será adotada uma divisão equânime, ou seja, 50% do lucro total será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, conforme preconizado no Contrato de Concessão, considerando-se um percentual de 40% sobre a receita líquida auferida, descontados os impostos, como despesas incorridas na prestação do serviço.

Dessa forma, a receita presumida com serviços de consultoria será dada por:

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

$$RP_i = 0,30 * Rcomp \quad (17)$$

onde:

*RP<sub>i</sub>*: Receita Presumida para a atividade de consultoria;

*Rcomp*: total de receita da atividade de consultoria considerada fins de compartilhamento.

## ii. Serviços de Operação e Manutenção

Visando o compartilhamento dos ganhos decorrentes dessa atividade com os usuários do serviço público regulado, será adotada uma divisão equânime, ou seja, 50% do lucro total será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, conforme preconizado no Contrato de Concessão, considerando-se um percentual de 80% sobre a receita líquida auferida, descontados os impostos, como despesas incorridas na prestação do serviço.

Dessa forma, a receita presumida com serviços de operação e manutenção será dada por:

$$RP_i = 0,10 * Rcomp \quad (18)$$

onde:

*RP<sub>i</sub>*: Receita Presumida para a atividade de operação e manutenção;

*Rcomp*: total de receita da atividade de operação e manutenção considerada fins de compartilhamento.

119. Por fim, cabe ressaltar que todos os contratos referentes aos serviços retromencionados e suas particularidades serão analisados no âmbito das audiências públicas individuais no momento da Revisão Tarifária de cada Transmissora.

### III.6.2 – Tratamento das Autorizações

120. A Nota Técnica nº 065/2006-SRT/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública nº 007/2006, tratou de critérios para remuneração de instalações autorizadas na rede básica do sistema elétrico interligado e demais instalações de transmissão, especificamente com relação aos seguintes itens:

- Implementação de Reforços e Melhorias;
- Custos de Operação e Manutenção em Novas Instalações Autorizadas;
- Substituição de Ativos de Transmissão na RBSE;
- Aplicação da Parcela Variável (PV).

121. Com relação a esses itens, a ANEEL deverá emitir regulamentação específica para tratar do tema, sendo que no âmbito da revisão tarifária serão observados os critérios específicos das autorizações. Vale ressaltar que os critérios de caráter geral, tais como estrutura e custo de capital, custos de investimento e de

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

operação e manutenção, bem como perfil de remuneração serão atualizados de acordo com a metodologia geral aqui apresentada como resultado do processo de audiência pública.

### III.7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

122. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão que, com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual, deverá ser mantido até a próxima revisão tarifária periódica.

123. Vale ressaltar que o equilíbrio obtido no ano da revisão é o resultado da aplicação de metodologias que contemplam, de forma coordenada, os conceitos fundamentais de custos operacionais que atendam a critérios de eficiência e de remuneração dos ativos necessários para a prestação do serviço público.

124. No entanto, de acordo com a Nona Subcláusula da CLÁUSULA SEXTA, do Contrato de Concessão nº 059/2001, ficam excluídos do processo de revisão tarifária as parcelas **RBSE<sub>i</sub>** e **RPC<sub>i</sub>**:

#### *“CLÁUSULA SEXTA – RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (...)*

*Nona Subcláusula - Para efeito do disposto na Subcláusula anterior, não serão objeto de revisão as parcelas RBSE<sub>i</sub> e RPC<sub>i</sub>, definidas na Quarta Subcláusula desta Cláusula, referente às instalações relacionadas na Resolução nº 166, de 2000, estabelecida na Resolução nº 167, de 2000.”*

125. Dessa forma, a revisão tarifária a ser executada deverá contemplar apenas as novas instalações (RBNI).

### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

126. O atual modelo de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica estabeleceu o denominado **regime de preços máximos**, cuja finalidade precípua é a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, com vantagens para os usuários do serviço. Dessa forma, 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 traduzam em modicidade tarifária.

127. A previsão de realização de revisão tarifária periódica está consignada em lei e nos contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica. Portanto, trata-se de obrigação legal e contratual, cabendo a ANEEL sua implementação, conforme disposto no §2º do art. 9º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995:

*“Art. 9...”*

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

128. Da mesma forma, o art. 29 da referida Lei estabelece que:

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

*“Art. 29. Incumbe ao poder concedente:*

*V - homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato”.*

129. Já o inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle de preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços.

130. Neste sentido, a Sétima e a Oitava Subcláusulas da CLÁUSULA SEXTA dos contratos de concessão definem o meio da outorga de reajustes e revisões da RAP, bem como a periodicidade da revisão, a cada 4 anos.

***“CLÁUSULA SEXTA – RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (...)***

***Sétima Subcláusula*** - *A fixação de novos valores de RECEITA ANUAL PERMITIDA para a TRANSMISSORA, decorrentes de reajustes e revisões, conforme definidos na legislação e nesta Cláusula, para prestação do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, somente será feita por meio de resolução da ANEEL.*

***Oitava Subcláusula*** - *A ANEEL procederá, após a data de assinatura deste CONTRATO, a cada 4 (quatro) anos, a REVISÃO PERIÓDICA da RECEITA ANUAL PERMITIDA com objetivo de promover a eficiência e modicidade tarifária, conforme regulamentação específica.”*

131. Outro aspecto a ser considerado é a apropriação de ganhos de produtividade. De fato, é inerente ao regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica a fixação das tarifas no contrato e seu posterior reajuste ou revisão pela agência reguladora, nos termos do contrato, **com a devida apropriação de ganhos de produtividade**, conforme dispõem os artigos 14 e 15, da referida Lei 9.427/96:

*“Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:*

*I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;*

*[...]*

*IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;*

*[...]*

*Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:*

*I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;*

*[...]*

*IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.”*

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

132. Coerente com essas diretrizes, a ANEEL fez constar dos contratos a obrigação de redução de custos para permitir diminuição de tarifas por ocasião dos reajustes e revisões, conforme se observa na Primeira Subcláusula da CLÁUSULA TERCEIRA dos contratos:

***“CLÁUSULA TERCEIRA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO (...)***

***Primeira Subcláusula*** - A TRANSMISSORA, na prestação do serviço, compromete-se a empregar materiais, equipamentos de qualidade e a manter instalações e métodos operativos adequados que garantam bons níveis de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, cortesia, modicidade das tarifas, integração social e preservação do meio ambiente, que para maior clareza ficam conceituados a seguir:

[...]

II - eficiência - caracterizada pela consecução e preservação dos parâmetros constantes deste CONTRATO com o mínimo custo e pelo estrito atendimento do usuário do serviço nos prazos previstos na regulamentação específica;

[...]

VI - modicidade das tarifas: caracterizada pelo esforço permanente da TRANSMISSORA em reduzir os custos, criando condições para a redução das tarifas quando dos reajustes e revisões;”

133. As receitas de outras atividades, além do serviço básico de transmissão, são previstas nos Contratos de Concessão das transmissoras, conforme indicado na terceira subcláusula da cláusula segunda do referido contrato:

***“CLÁUSULA SEGUNDA – OBJETO (...)***

***Terceira Subcláusula*** - Até que seja expedida a regulamentação prevista na Subcláusula anterior, o exercício de outras atividades empresariais dependerá de prévia autorização da ANEEL. Desde já, fica acordado que a receita auferida com outras atividades deverá ter parte destinada a contribuir para a modicidade das tarifas do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, a qual será considerada nas REVISÕES PERIÓDICAS de que trata a CLÁUSULA SEXTA deste CONTRATO A TRANSMISSORA.”

134. Conforme estabelecido no contrato, parte dessa receita adicional deverá ser destinada a contribuir para a modicidade tarifária e a ANEEL poderá rever, a qualquer tempo, o valor da receita sempre que houver receita adicional significativa auferida pela transmissora com outras atividades, conforme a sexta subcláusula da cláusula sexta do referido contrato:

***“CLÁUSULA SEXTA – RECEITA DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (...)***

***Sexta Subcláusula*** - A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder a revisão do valor da RECEITA ANUAL PERMITIDA, visando contribuir para a modicidade tarifária do SERVIÇO PÚBLICO DE TRANSMISSÃO, sempre que houver receita adicional significativa auferida pela TRANSMISSORA com outras atividades, nos termos previstos na Terceira Subcláusula da CLÁUSULA SEGUNDA.”

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007).

## **V. DA CONCLUSÃO**

135. As contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 007/2006 encontram-se respondidas no Anexo I desta Nota Técnica. As alterações metodológicas resultantes dessas contribuições foram consolidadas nesta Nota Técnica e seus anexos.

136. A revisão tarifária constitui a própria fundamentação do princípio da modicidade tarifária aplicado ao serviço público de transmissão 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 e desta forma, a regulamentação do processo de revisão tarifária periódica das Concessionárias de Transmissão contribui para a consolidação do marco regulatório do segmento de transmissão no país.

## **VI. DA RECOMENDAÇÃO**

137. Face ao exposto, recomenda-se submeter à apreciação da Diretoria a aprovação da minuta de resolução, bem como seus anexos, para realização do processo de revisão tarifária periódica das Concessionárias de Transmissão referentes ao período de 1º de julho de 2005 a 30 de junho de 2006.

**ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA**

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de  
Energia  
Matrícula 1500060

**CLAUDIO ELIAS CARVALHO**

Especialista em Regulação de Serviços Públicos de  
Energia  
Matrícula: 1496691

**De Acordo:**

**DAVI ANTUNES LIMA**

Superintendente de Regulação Econômica