



SUPERINTENDÊNCIA DE  
REGULAÇÃO ECONÔMICA

**Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL**  
Brasília, 1º de Dezembro de 2009

# SEGUNDO CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL

.....  
Metodologia e critérios

**RESULTADO FINAL**

**Agência Nacional de Energia Elétrica**  
Superintendência de Regulação Econômica – SRE  
SGAN 603 / Módulo “I” – 1º andar  
CEP: 70830-030 – Brasília – DF  
Tel: + 55 61 2192-8814  
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 METODOLÓGICA .....	5
III.2.2 - ESCOLHA DO MODELO .....	5
III.2.3 - DADOS UTILIZADOS .....	6
III.2.4 - TRATAMENTO REGULATÓRIO .....	8
III.3 - REMUNERAÇÃO DO CAPITAL .....	10
III.3.1 - ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL.....	11
III.3.2 - CUSTO DE CAPITAL.....	11
III.3.2.1 - Custo de Capital Próprio.....	12
III.3.2.2 - Custo de Capital de Terceiros.....	14
III.3.2.3 - Custo Médio Ponderado de Capital .....	14
III.3.3 - BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA - RBSE E RBNI.....	15
III.3.3.1 - Levantamento da Base de Ativos.....	15
III.3.3.2 - Método de Valoração da Base.....	17
III.3.3.3 - Perfil de Remuneração.....	19
III.3.3.4 - Critérios para Avaliação de Investimentos.....	20
III.3.4 - BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA - RBNI.....	21
III.3.4.1 - Levantamento da Base de Ativos.....	21
III.3.4.2 - Método de Valoração da Base.....	23
III.3.4.3 - Perfil de Remuneração.....	24
III.4 - TOTAL DA RECEITA ANUAL PERMITIDA .....	25
III.5 - COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA .....	26
III.6 - TRATAMENTO REGULATÓRIO DE OUTRAS RECEITAS .....	26
III.6.1 - COMPARTILHAMENTO DE INFRA-ESTRUTURA.....	27
III.6.2 - PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS A TERCEIROS.....	29
IV. DO FUNDAMENTO LEGAL.....	30
V. DA CONCLUSÃO.....	32
VI. ANEXOS.....	34
ANEXO I - Respostas às contribuições recebidas na Audiência Pública nº 068/2008.....	34
ANEXO II - Metodologia e critérios gerais para definição da estrutura e custo de capital .....	34
ANEXO III - Metodologia e critérios gerais para definição dos custos operacionais .....	34

## Nota Técnica nº 394/2009–SRE/ANEEL

Em 1º de dezembro de 2009.

Processo n.º 48500.006551/2008-38

Assunto: Segundo ciclo 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, referentes ao segundo ciclo de revisões tarifárias (2009-2012).

2. Em 18 de dezembro de 2008 foi aberta a Audiência Pública nº 068/2008, com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o processo de revisão tarifária dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica obtidos mediante licitação e para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica. Como parte do processo foi realizada em 12 de fevereiro de 2009 a sessão ao vivo-presencial da referida audiência. Adicionalmente, foi reaberto um novo prazo de contribuição no período de 07 de agosto de 2009 a 23 de setembro de 2009.

3. Assim, as metodologias aqui apresentadas aplicam-se às instalações autorizadas por meio de resolução específica do órgão regulador (RBNI), bem como às instalações existentes, conforme a empresa em análise, e incorporam as análises sobre as manifestações recebidas de diversos agentes e setores da sociedade no âmbito da Audiência Pública nº 068/2008.

### II. DOS FATOS

4. 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 n.º 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.

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

5. 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 n.º 166/2000, são por elas implementados por meio de autorizações expedidas pela ANEEL.

6. As RAP's associadas a esses reforços são caracterizadas pelas parcelas denominadas **RBNI (Rede Básica Novas Instalações)** e **RCDM (Demais Instalações de Transmissão)**, que são as parcelas correspondentes às novas instalações autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução ANEEL n.º 167/2000, ou ainda as instalações de conexão contratadas diretamente das concessionárias, nos termos das Resoluções n.º 489/2002 e n.º 158/2005.

7. As metodologias e critérios aqui apresentados são válidos para as empresas abaixo relacionadas, que passarão pelo processo de revisão tarifária com aplicação no período de 1º de julho de 2009 a 30 de junho de 2010:

- FURNAS Centrais Elétricas S.A
- Companhia Hidroelétrica 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 GT
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE GT
- Companhia Paranaense de Energia – COPEL Geração e Transmissão S.A.
- Companhia Energética de Goiás – CELG
- CASTELO Energética S.A

8. Tais metodologias também se aplicarão à empresa AFLUENTE que diferentemente das empresas acima terá aplicação no período de 1º de julho de 2010 a 30 de junho de 2011.

9. No entanto, de acordo com a Nona Subcláusula da CLÁUSULA SEXTA, do Contrato de Concessão n.º 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.*”

10. Essa condição de blindagem da RBSE/RPC é válida para as empresas: FURNAS, CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL, CTEEP, COPEL, CEEE e CELG. Dessa forma, a revisão tarifária para essas empresas deverá contemplar apenas as novas instalações (RBNI).

11. Para a CEMIG, CASTELO Energética e AFLUENTE, a revisão será aplicada sobre toda a base de ativos (RBNI e RBSE).

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

12. Por fim, ressalte-se que as concessionárias de transmissão, cujos contratos foram precedidos de licitação, e que tiveram reforços autorizados por meio de Resolução específica da ANEEL também possuem cláusula de revisão tarifária sobre as parcelas de RBNI/RCDM, desde que esta tenha sido incluída nos Termos Aditivos celebrados posteriormente à assinatura do Contrato de Concessão. Desta forma, a metodologia apresentada se aplica para as seguintes empresas:

- Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A (Contrato de Concessão nº 096/2000);
- Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S/A – EATE (Contrato de concessão nº 042/2001);
- Sul Transmissora de Energia LTDA. – STE (Contrato de Concessão nº 081/2002);
- Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A – ETAU (Contrato de Concessão nº 082/2002);
- Transmissora Sudeste Nordeste S/A – TSN (Contrato de Concessão nº 006/2004);
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (Contrato de Concessão nº 007/2005);
- Porto Primavera Transmissora de Energia S/A (Contrato de Concessão nº 009/2005);
- Empresa de Transmissão de Energia de Santa Catarina S/A – SC Energia (Contrato de Concessão nº 010/2005);
- Serra da Mesa Transmissora de Energia LTDA – SMTE (Contrato de Concessão nº 003/2006);
- Sistema de Transmissão Catarinense S/A – STC (Contrato de Concessão nº 006/2006);
- Empresa de Transmissão do Espírito Santo S/A – ETES (Contrato de Concessão nº 006/2007);
- Foz do Iguaçu transmissora de Energia S/A – ATE VII (Contrato de Concessão nº 013/2007);
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte (Contrato de Concessão nº 007/2008).

13. O processo de revisão tarifária para essas concessionárias aplica-se no período de 1º de julho de 2010 a 30 de junho de 2011.

### III. DA ANÁLISE

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

14. 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.

15. Dessa forma, é interessante ressaltar que existe uma diferença fundamental entre os regimes de *price cap* aplicados à distribuição e à transmissão no Brasil. No primeiro, toda a gestão do negócio cabe à distribuidora, que irá tentar maximizar seus lucros (minimizar seus custos) fazendo uma composição ideal entre capital (investimentos) e trabalho (operação), provendo um serviço adequado e recebendo, em contrapartida, a tarifa paga por seu consumidor.

16. Já no caso da transmissão, cabe à concessionária apenas implementar seu projeto adequadamente, dentro de requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, e gerir sua

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

operação e manutenção de modo a garantir a disponibilidade de suas instalações durante o maior tempo possível, pois o único risco que corre a transmissora é a perda de parte da receita por sua indisponibilidade.

17. Pelo lado do custo do investimento no empreendimento de transmissão de energia elétrica, o maior componente é o investimento inicial. No entanto, essa despesa é bastante previsível e sofrerá muito pouca variabilidade durante sua construção, já que se tem uma idéia bastante precisa das características geológicas e climáticas e dos impactos sobre o meio ambiente, conforme estudos prévios, no caso de empreendimentos para licitação, e do conhecimento da própria concessionária, no caso de empreendimentos autorizados.

18. Além disso, a outra parcela de custo de interesse, os custos de O&M (operação e manutenção), é bastante previsível, envolvendo basicamente custo de pessoal para operação e manutenção das instalações de transmissão. Também, no caso da transmissão, praticamente não existe o risco de inadimplência, pois os usuários do sistema são em número limitado e bem conhecidos, praticamente eliminando esse risco e, conseqüentemente, reduzindo o risco do negócio.

19. Neste contexto, a revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório desse 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 revisão tarifária contratual.

20. 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 os anos seguintes, seguem-se as regras de reajuste anual definidas no contrato de concessão.

21. 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.

22. O objetivo então 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.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

## III.2 – CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES

### III.2.1 – ABORDAGEM METODOLÓGICA

23. A experiência internacional é bastante rica no que diz respeito à aplicação de métodos na definição de custos operacionais regulatórios para o setor de energia elétrica. Apesar da enorme variedade de métodos é comum agrupá-los em duas grandes abordagens. Uma primeira é comumente denominada *Bottom-Up* e a outra é conhecida como *Top-Down*.

24. Na abordagem *Bottom-Up*, os custos são obtidos a partir da construção de uma empresa virtual operando na área da empresa real e sujeita às restrições que enfrenta esta empresa. Esta construção se dá a partir do somatório de todas as partes que formam a empresa, com as diversas tarefas necessárias à prestação do serviço. Esta abordagem engloba os modelos conhecidos como Modelos Normativos.

25. Na abordagem *Top-Down*, parte-se dos custos realizados pela empresa nos últimos exercícios, anteriores ao novo período tarifário e se efetua uma análise de eficiência histórica e comparativa com outras empresas mediante o uso de indicadores de eficiência, em alguns casos, de funções de custos. Os métodos empregados nesta abordagem são, em sua maioria, conhecidos como Benchmarking, ou Métodos de Fronteira de Eficiência.

26. A discussão em torno da escolha da abordagem mais apropriada a ser empregada na definição de custos operacionais num processo de revisão tarifária envolve principalmente questões de natureza técnica, regulatória e prática.

27. Para o segundo ciclo de revisão tarifária das transmissoras de energia elétrica se adotará o método de benchmarking na definição dos custos operacionais. Há diversas razões para tanto. Uma primeira se refere à experiência do primeiro ciclo de revisão tarifária, onde a ANEEL aplicou tal metodologia. Permanecer com a abordagem para o segundo ciclo confere estabilidade às regras do setor e favorece o aprendizado dos agentes em relação à metodologia de revisão tarifária. Uma segunda razão, não mesmo importante, se deve a pouca experiência de aplicação do modelo de Empresa de Referência deste tipo abordagem no setor de transmissão, em especial, para um ambiente parecido como o brasileiro. Por fim, a maior simplicidade favorece sua aplicação.

### III.2.2 – ESCOLHA DO MODELO

28. Para a realização do benchmarking, o **método DEA** (Data Envelopment Analysis) se mostrou o mais adequado para a presente análise. No entanto, o modelo DEA convencional possui pouca flexibilidade para incorporar variáveis ambientais. No caso específico do setor de transmissão brasileiro, há razões para se esperar que as empresas possuam diferenças importantes que devem ser consideradas ao compará-las. Há diversas variáveis que implicam maiores ou menores custos operacionais que não estão diretamente relacionadas ao serviço das transmissoras. Assim, é necessário que uma análise comparativa entre as empresas leve em conta estas diferenças.

29. Assim, optou-se por utilizar o **método DEA em Dois Estágios (Modelo Semi-Paramétrico)** para considerar essas variáveis na análise de eficiência.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

30. Um exame criterioso de todos os dados disponíveis permite concluir que o período de análise que garante uma maior homogeneidade dos dados refere-se aos anos de 2002 a 2008.

31. Por fim, em relação às empresas a serem incluídas na análise, detectou-se que a inclusão de empresas de menor escala, atuando sob situações muito específicas, tendem a provocar fortes distorções na estimativa da eficiência do grupo de empresas maiores. Por esse motivo, foram incluídas apenas as seguintes empresas: FURNAS, CTEEP, CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL, CEMIG, COPEL e CEEE. Assim, dispõe-se de um banco de dados em painel não-balanceado, formado por um total de sete empresas, com oito anos de observação e uma empresa (COPEL), com sete anos de observação.

32. A estimativa da eficiência das empresas no que diz respeito a custos de operação e manutenção será feita em duas etapas. A primeira etapa consiste em estimar parâmetros de eficiência aplicando o modelo DEA. A hipótese considerada a respeito dos retornos de escala é a de retornos não-decrescentes.

33. A segunda etapa consiste em estimar via análise de regressão as variáveis ambientais, ou seja, variáveis que afetam os custos médios e marginais das transmissoras, e corrigir o parâmetro de eficiência de forma a contemplar as especificidades de cada empresa. O modelo de regressão utilizado será o modelo de Regressão Truncada. Os intervalos de confiança dos parâmetros serão estimados utilizando uma técnica de **Bootstrap**.

### III.2.3 – DADOS UTILIZADOS

34. Para a análise, optou-se por utilizar como **insumo** no modelo a variável OPEX (custo operacional).

35. Quanto às variáveis de produto, é importante destacar que uma característica singular do setor de transmissão no Brasil é que a receita associada às instalações não está diretamente relacionada ao fluxo de potência ou energia transportada, mas à disponibilidade das instalações. Isso torna-se significativo na medida em que não se deve associar o fluxo de energia ao produto que se quer caracterizar.

36. Assim, uma vez que o produto se caracteriza pela disponibilidade das instalações, deve-se identificar quais as variáveis que representam tais instalações.

37. De forma geral, caracteriza-se o sistema de transmissão em Linhas de Transmissão e Subestações, ou seja, um conjunto de instalações que estão associadas ao transporte de energia e à transformação para diferentes níveis de tensão. Assim, a transmissão pode ser modularizada da seguinte forma:

- 1) Unidades Modulares de Linhas de Transmissão;
- 2) Unidades Modulares de Subestações;
  - 2.1) Módulo Geral (infra-estrutura comum à subestação);
  - 2.2) Módulo de Manobra (Entrada de Linha – EL, Conexão de Transformador – CT; Interligação de Barramentos – IB);
  - 2.3) Módulo de Equipamento (transformadores, reatores, capacitores, etc.)



(Fls. 7 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

38. Essa modularização já é amplamente adotada no segmento de transmissão, de forma que os Custos de Referência ANEEL, utilizados para valoração da base de remuneração, seguem esse modelo.

39. Contudo, para estimação dos custos operacionais associados às NI's, foi verificada a pertinência de se considerar as unidades modulares de linhas de transmissão (extensão de rede, em km) e as unidades modulares de subestação, representadas pelos módulos de manobra (entrada de linha, conexão de transformador e interligação de barramento) e equipamentos (número de transformadores e autotransformadores, além da capacidade instalada de transformação, em MVA).

40. As variáveis então selecionadas para representar o **produto** são:

**Tabela 1: Variáveis Representativas do Produto**

<b>Produto a ser Representado</b>	<b>Variável</b>
Linhas de Transmissão	Comprimento de rede (km)
Módulos de Manobra	Somatória dos módulos: EL, CT e IB
Módulos de Equipamentos	Quantidade de transformadores Capacidade instalada de transformação (MVA)

41. Para o levantamento da base de ativos físicos foram consideradas as instalações de transmissão em operação comercial até dezembro de 2008. Para isso, estas foram segregadas em RBSE/RPC e RBN/RCDM, conforme definido nos Contratos de Concessão:

- (i) **RBSE/RPC** – O levantamento das instalações foi realizado em 1999 (Resolução nº 066/1999) em conjunto com ANEEL, concessionárias de transmissão e os usuários da Rede Básica e DIT's. O estudo foi atualizado no ano seguinte, resultando na publicação da Resolução nº 166/2000, de 31 de maio de 2000, que consolidou as instalações de transmissão da Rede Básica e conexões.
- (ii) **RBN/RCDM** – A partir de 2001, a expansão do sistema de transmissão existente foi realizada, necessariamente, por meio de autorização da ANEEL, mediante Resoluções Autorizativas que definiam, entre outros, a entrada em operação comercial e a parcela de receita anual permitida.

42. Portanto, é entendimento da ANEEL que todas as instalações de transmissão que serão consideradas no estudo devem constar das planilhas de cálculo que subsidiaram a Resolução nº 166/2000 ou das Resoluções Autorizativas publicadas após a celebração dos Contratos de Concessão. Eventuais diferenças nos valores homologados não serão tratadas no âmbito deste estudo, devendo ser objeto de fiscalização da Agência e, caso necessário, posterior alteração das Resoluções que as homologaram.

43. O custo contábil corresponde ao PMS, ou seja, as contas de Pessoal, Materiais e Serviço de Terceiro. A conta Outros não foi considerada nesta etapa do estudo por não apresentar abertura suficiente no BMP de forma que se possa extrair somente os custos operacionais. Desta forma, considerá-la introduziria um ruído na análise que poderia afetar os resultados. Os valores foram atualizados para a data base de junho

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

de 2009 utilizando-se o índice do IPCA para as contas de Pessoal e Serviços de Terceiros e o índice do IGPM para as contas de Materiais.

### III.2.4 – TRATAMENTO REGULATÓRIO

44. A determinação dos custos eficientes deverá levar em consideração a característica do contrato de concessão de cada empresa no que se refere à parcela dos ativos que está sujeita à revisão tarifária.

45. De um modo geral, podem-se agrupar as empresas em quatro casos básicos, conforme a figura a seguir:



Figura 1: Empresas sob Revisão Tarifária

46. O primeiro caso (1º) é a determinação dos custos operacionais para todos os ativos, para empresas com revisão sobre a RBNI e a RBSE, como o caso da CEMIG. O segundo (2º) se refere às empresas consideradas no estudo de benchmarking com revisão apenas na parcela RBNI, como FURNAS, CHESF, CTEEP, COPEL, ELETROSUL, ELETRONORTE e CEEE. Já o terceiro caso (3º) é o de empresas não consideradas no estudo e com revisão apenas na RBNI, como a CELG e as empresas licitadas que receberam autorização. Por fim, o último caso (4º) é o de empresas com poucos ativos e revisão sobre a RBNI e a RBSE, como a CESA que assinou recentemente o contrato de concessão e tem sua primeira revisão nesse contrato em 2009 e a AFLUENTE que está em vias de assinar o contrato de concessão, com previsão de revisão em 2010.

47. Dessa forma, uma vez calculado o custo operacional eficiente total, este deverá ser aplicado observando a característica da empresa, segregando-se em RBNI ou não. Para as empresas menores deverão ser extrapoladas as relações obtidas entre custo operacional e base de remuneração no estudo em questão, uma vez que não se dispõe de um estudo específico para essas empresas.

48. Assim, para o primeiro caso, com revisão sobre toda a base de ativos, deverá ser adotado o seguinte:

$$CAOM_i Ef = PMS_i \times \theta_i + O_c \quad (2)$$

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

onde:

$CAOM_i Ef$  = Custos Operacionais Eficientes;

$PMS_i$  = Custos contábeis, envolvendo custos de administração, operação e manutenção relativos às contas de pessoal, materiais e serviço de terceiros;

$O_c$  = Outros Custos Operacionais;

$\theta$  = Parâmetro de Eficiência da empresa  $i$ .

49. O valor de  $O_c$  será definido nos processos de revisão específicos observando as particularidades de cada empresa. Estas despesas deverão fazer parte, necessariamente, das rubricas Outros Custos Operacionais, Tributos e Aluguéis. Estes custos devem ser de natureza operacional, não contemplados nas contas de Pessoal, Materiais e Serviços de Terceiros, pois esses já foram considerados no modelo. A ANEEL não necessariamente deverá considerar os valores efetivamente despendidos pela empresa.

50. Para o **segundo caso**, com revisão sobre a RBNI, deverá ser adotado o seguinte:

$$CAOM_i Ef = PMS_i \times \theta_i \times \bar{X}_{RBNI} + O_c \quad (3)$$

onde:

$CAOM_{RBNI} Ef$  = Custos Operacionais Eficientes;

$\bar{X}_{RBNI}$  = Parâmetro que mensura o peso das Novas Instalações no total de ativos da transmissora;

$O_c$  = Outros Custos Operacionais;

$\theta$  = Parâmetro de Eficiência da empresa  $i$ .

51. O valor de  $O_c$  também será definido nos processos de revisão específicos observando as particularidades de cada empresa. Da mesma forma, estas despesas deverão fazer parte das rubricas Outros Custos Operacionais, Tributos e Aluguéis. Porém, diferentemente do caso anterior, estes custos devem estar associados somente às novas instalações.

52. Para a COPEL, na medida em que os valores de PMS são referentes ao ano de 2007, deverá se acrescido aos custos operacionais o percentual de incremento de ativos em 2008 relativo à 2007.

53. Para o **terceiro caso**, quais sejam, o das empresas com poucos ativos e revisão apenas na RBNI deverá ser adotada uma relação percentual entre custos operacionais e custo de reposição dos ativos, conforme a seguir:

$$CAOM_i Ef = FC * \sum_{k=1}^{NUM} CR_k \quad (4)$$

onde:

$CAOM_i Ef$  : Custo Anual de Operação e Manutenção;

$FC$ : Fração máxima do Custo de reposição dos ativos que se reconhece como gasto anual de administração, operação e manutenção;

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

$CR_k$ : Custo de reposição da unidade modular  $k$ ;  
 $N_{UM}$ : Número de unidades modulares.

54. Por fim, para o **quarto caso**, os custos deverão ser definidos a partir da análise dos custos reais, ou seja, seu PMSO contábil, aluguéis e tributos, e da seguinte equação:

$$CAOM_i Ef = \delta \times FC * \sum_{k=1}^{N_{UM}} CR_k \quad (5)$$

onde:

$CAOM_i Ef$  : Custo Anual de Operação e Manutenção;

$FC$ : Fração máxima do Custo de reposição dos ativos que se reconhece como gasto anual de administração, operação e manutenção;

$CR_k$ : Custo de reposição da unidade modular  $k$ ;

$N_{UM}$ : Número de unidades modulares;

$\delta$  = Fator de Escala.

55. O parâmetro  $FC$  será calculado como uma média da relação verificada para as demais empresas entre os custos operacionais eficientes e custo de reposição dos ativos reconhecidos na RAP. O fator de escala  $\delta$  deverá ser definido nos processos específicos e observará a experiência na definição dos custos operacionais no setor distribuição. O valor do PMSO será extraído necessariamente do BMP. A concessionária deverá apresentar os valores relativos a rubrica Outros Custos Operacionais desagregados, identificando somente custos de natureza operacional.

56. No **Anexo III** é apresentada a **Nota Técnica n.º 396/2009-SRE/ANEEL**, de 01 de dezembro de 2009, que detalha a metodologia empregada, os cálculos efetuados e os dados utilizados.

### III.3 – REMUNERAÇÃO DO CAPITAL

57. 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**.

58. 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.

59. Os itens seguintes descrevem cada um desses elementos e a abordagem adotada neste processo de revisão tarifária.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

### III.3.1 – ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL

60. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor num investimento específico. Há duas fontes: capital próprio e de terceiro. No balanço patrimonial, o primeiro irá compor o patrimônio líquido e o segundo o passivo exigível.

61. Para representar o capital de terceiro, pode-se utilizar a dívida total (Passivo Exigível) ou dívida onerosa. Para representar o capital próprio, pode-se utilizar o patrimônio líquido ou o valor dos ativos. Desde o primeiro ciclo de revisão da distribuição e transmissão, a ANEEL optou por utilizar como indicador (*proxy*) para o capital próprio o patrimônio líquido e para o capital de terceiro a dívida total.

62. Conforme literatura disponível sobre o tema, é comum encontrar duas formas de definição de estrutura ótima de capital para um setor regulado através da observação empírica. Um primeiro método parte do nível médio de alavancagem de todas as companhias reguladas. Entretanto este método pode não ser apropriado por não considerar a possibilidade de empresas não se encontrarem em seus níveis ótimos de alavancagem por uma série de razões. Um segundo método, menos suscetível ao problema, é o de usar uma amostra de empresas similares.

63. Optou-se por utilizar como amostra de empresas similares, para a definição da estrutura ótima de capital a ser utilizada no cálculo do custo de capital das empresas do setor de transmissão de energia, os valores de patrimônio líquido e passivo do terceiro ano de operação das empresas licitadas, de forma a conferir homogeneidade aos valores e evitar distorções nos balanços.

64. Portanto, o valor para a estrutura ótima de capital obtida após a análise foi de **63,55%** de participação de capital de terceiros.

65. No **Anexo II** é apresentada a **Nota Técnica n.º 395/2009-SRE/ANEEL**, de 01 de dezembro de 2009, que detalha a metodologia empregada e os cálculos efetuados.

### III.3.2 – CUSTO DE CAPITAL

66. 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.

67. 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:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P + D} \cdot r_P + \frac{D}{P + D} \cdot r_D \cdot (1 - T) \quad (6)$$

onde:

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

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

$r_P$ : custo do capital próprio;  
 $r_D$ : custo da dívida;  
 $P$ : capital próprio;  
 $D$ : capital de terceiros ou dívida;  
 $T$ : alíquota tributária marginal efetiva.

68. 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

69. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), construído sob a premissa de que a variância de retornos é a medida de risco apropriada, mas apenas aquela porção de variação que é não-diversificável é recompensada, ou seja, parte do risco em qualquer ativo individual pode ser eliminado através da diversificação.

70. O método assume que o prêmio de risco requerido pela ação é proporcional ao seu coeficiente beta, o qual mede a volatilidade e indica a variação dos retornos da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário. Portanto, o beta de um título nada mais é do que uma medida de risco de um título em uma carteira ampla e significa o quanto esse título deverá variar quando o mercado variar de uma unidade percentual, ou seja, é a sensibilidade das ações às variações percentuais do valor da carteira de mercado.

71. Nesse modelo, o retorno esperado sobre o ativo será a soma de uma taxa livre de risco e um retorno associado a um risco não-diversificável, o que faz com que o retorno esperado varie linearmente com relação ao beta do ativo. O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de transmissão de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (7)$$

onde:  
 $r_{CAPM}$ : custo de capital próprio;  
 $r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;  
 $\beta$ : beta do setor regulado;  
 $r_m - r_f$ : prêmio de risco do mercado de referência;  
 $r_B$ : prêmio de risco país.

72. Para a taxa livre de risco utiliza-se o rendimento do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos e *duration* de aproximadamente 8 anos. Para esse título, utilizou-se a média das taxas de juros anuais no período de janeiro de 1995 a dezembro de 2008, obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de 5,09%.

73. 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 2008, obteve-se uma taxa anual média (aritmética) de retorno do mercado acionário de 5,45%.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

74. O cálculo do **Beta** envolve os seguintes passos: i) cálculo do Beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica dos EUA que apresentem a transmissão em suas atividades; ii) desalavancagem dos Betas obtidos para cada empresa, utilizando-se o grau de alavancagem específico de cada empresa e a alíquota de 40% de imposto de renda dos EUA, obtendo-se o Beta associado ao risco do negócio; iii) cálculo da média dos Betas desalavancados, cujo resultado chamar-se-á de Beta desalavancado do setor; e iv) realavancagem do Beta desalavancado do setor, usando-se a estrutura de capital estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

75. Para se proceder ao cálculo dos betas, foram escolhidas empresas americanas do setor de transmissão de energia elétrica, membros da associação responsável pela operação e segurança do sistema de transmissão de energia elétrica dos Estados Unidos (NERC – North American Electric Reliability Corporation). Cabe esclarecer que as empresas selecionadas não atuam apenas no setor de transmissão, podendo apresentar estruturas verticalizadas, com ativos de geração e distribuição. Assim, além de se exigir que as empresas atuem como transmissoras, a amostra foi restrita às empresas que possuem como principais atividades os segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica. Foram excluídas empresas nas quais os ativos conjuntos de transmissão e distribuição não representassem pelo menos 50% dos ativos totais. Por último, das empresas selecionadas, foram excluídas as empresas que não tivessem liquidez das ações ou não fossem listadas na Bolsa de Valores.

76. Foram então selecionadas 13 empresas para as quais se obteve o beta médio das ações, calculado para o período de 5 anos, retornos semanais, obtendo-se o valor de 0,772. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos e utilizando-se a alíquota de imposto de 40%, obteve-se o beta desalavancado médio igual a 0,2914. Calculando-se o beta para a estrutura de capital definida para as empresas brasileiras (63,55%) e com a carga de tributos de 34%, a alavancagem do beta resultou em 0,627, a ser aplicado ao setor de transmissão de energia no Brasil.

77. O **prêmio de risco país** pode ser entendido como o risco adicional que um projeto incorre ao ser desenvolvido em um determinado país de economia emergente (mercado doméstico) ao invés de em um país com economia estável (geralmente, o mercado dos EUA).

78. Na determinação do prêmio de risco país, é crucial a escolha do papel ou carteira, que será utilizada para definir o prêmio de risco soberano. Outra possibilidade de estimar o risco país é considerar a classificação de rating soberano definido por uma das três agências de maior visibilidade que propõem tal metodologia; Fitch, Moody's e S&P. Por este método, o Brasil encontra-se classificado com a nota BBB- nas agências Fitch e Standard & Poor's, classificação considerada de investment grade, o que significa poucas chances de deixar de honrar suas dívidas. Para a agência Moody's, a classificação é Baa3, também considerado grau de investment grade.

79. O mercado financeiro internacional tem adotado cada vez como indicador do risco país o índice EMBI + – Emerging Markets Bond Index Plus, ou Índice de Títulos dos Mercados Emergentes, calculado pelo banco J.P. Morgan, com data-base de 31 de dezembro de 1993. Este índice tenta medir com maior precisão o risco país diário para 15 países. A metodologia de cálculo desse índice considera o spread soberano – que é o diferencial do yield (rendimento) do título doméstico do país de interesse em relação ao título norte-americano de prazo equivalente.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

80. Assim, para o cálculo do prêmio de risco Brasil, utilizou-se a série histórica diária do índice Emerging Markets Bonds Index Plus relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), de janeiro de 2000 a dezembro de 2008, resultando no valor mediano de 5,23%.

81. O período adotado para o cálculo da mediana, de janeiro de 2000 a dezembro de 2008, e o uso desta em oposição ao uso da média, foi estabelecido de acordo com as seguintes considerações: a) A política econômica atualmente em vigor no Brasil consiste no tripé de regime de metas inflacionárias, câmbio flexível e superávit primário, estabelecido durante o ano de 1999, em razão da crise cambial ocorrida em meados de janeiro do mesmo ano. A estabilidade conquistada durante o período diminuiu as incertezas recorrentes em épocas anteriores; e b) Observa-se um desvio bastante acentuado na série histórica no segundo semestre de 2002, indicando a existência de pontos extremos que afetam de modo desproporcional a estimativa que se almeja obter. Assim, optou-se pelo uso da mediana para o cálculo do risco país, tendo em vista as propriedades estatísticas desta estimativa.

82. Assim, o custo de capital próprio, em termos nominais, é de **13,74%**.

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

83. Para o custo de capital de terceiros das empresas existentes, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de transmissão no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado pelo método CAPM de dívida, conforme a expressão:

$$r_d = r_f + r_c + r_B \quad (8)$$

onde:

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

$r_c$ : prêmio de risco de crédito;

$r_B$ : prêmio de risco país;

84. O **prêmio de risco de crédito** deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam empresas com a melhor classificação de risco das transmissoras de energia elétrica brasileiras. Neste sentido, adota-se como *benchmarking* para o cálculo do prêmio de risco de crédito uma seleção de empresas com classificação de risco Baa3 (segundo classificação da Moody's) que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez calculado no período de janeiro de 1995 a dezembro de 2008. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de 1,93%.

85. Assim, o custo de capital de terceiros, em termos nominais, é de **12,25%**.

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

86. 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 (6). Aplicando-se a equação anterior e adotando-se a alíquota de imposto (7) igual a 34%, resulta em um custo de capital para a estrutura de capital sugerida (D/V=63,55%) em termos nominais de 10,14%. Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no



(Fls. 15 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

período de janeiro de 1995 a dezembro de 2008 de 2,71%, obtém-se o custo em termos reais, que resultou em 7,24% depois dos impostos.

87. No **Anexo II** é apresentada a **Nota Técnica n.º 395/2009-SRE/ANEEL**, de 01 de dezembro de 2009, que detalha a metodologia empregada e os cálculos efetuados.

88. A seguir são detalhados os critérios para determinação da base de remuneração regulatória, primeiramente para o caso das empresas que possuem revisão sobre toda base de ativos (RBSE e RBNI) e posteriormente para o caso de revisão apenas na parcela dos ativos correspondentes às novas instalações (RBNI).

### III.3.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – RBSE E RBNI

89. O estabelecimento da Base de Remuneração Regulatória passa pela definição dos critérios referentes ao:

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

90. 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.

91. 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.

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

92. Para o caso em que a revisão tarifária é aplicável a toda a receita da empresa, há a necessidade de se determinar a Base de Remuneração Regulatória referente a todos os ativos de transmissão. Para isso, será necessária a realização do levantamento físico e elaboração de um laudo de avaliação.

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

- a) ativo imobilizado em serviço (Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão e Administração), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme o caso);
- b) almoxarifado de operação;

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

- c) ativo diferido; e
- d) obrigações especiais.

94. 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;
- iv) Máquinas e equipamentos;
- v) Veículos;
- vi) Móveis e utensílios.

95. Para efeito de apuração da base de remuneração são considerados apenas os ativos imobilizados vinculados à concessão e classificados nas atividades de transmissão e administração.

96. Para os ativos vinculados aos grupos de contas relativos a Intangíveis, Veículos, Móveis e Utensílios, é admitida a avaliação pelo método expedito, a partir da atualização dos valores históricos contábeis, desde que seja verificado, mediante a inspeção física por amostragem aleatória, que não existem distorções relevantes entre os ativos físicos efetivamente existentes e os ativos constantes nos controles de engenharia e patrimonial da concessionária.

97. A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, contratada pela concessionária, a qual produzirá um laudo técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência. Os valores resultantes do processo de avaliação poderão sofrer ajustes, pela fiscalização da ANEEL, que poderá utilizar-se da comparação de ativos entre concessionárias para definir novos valores a serem considerados para a formação da base de remuneração.

98. Para os grupos de ativos Terrenos e Edificações, Obras Civis e Benfeitorias é aplicado um percentual que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de transmissão de energia elétrica, definindo-se assim o **índice de aproveitamento**.

99. Ressalte-se que deverão ser contempladas as instalações de transmissão em operação comercial até a data-base do laudo, de forma a compor a Base de Remuneração Regulatória.

100. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, devem ser adotados, nesta seqüência, os seguintes procedimentos:

a) a base de remuneração aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária deve ser "blindada". Entende-se como base blindada os valores do laudo de avaliação ajustados, as movimentações incluídas (adições, baixas, depreciação e obrigações especiais) e a respectiva atualização, aprovados no primeiro ciclo.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

b) devem ser expurgadas da base blindada as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;

c) após a exclusão dessas baixas, ano a ano, os valores remanescentes de cada bem da base blindada devem ser atualizados pela variação do IGP-M;

d) o valor monetário referente às Obrigações Especiais da base blindada será obtido atualizando-se o valor aprovado no primeiro ciclo de revisão tarifária pela variação do IGP-M. Nenhum valor deverá ser deduzido das Obrigações Especiais a título de baixas efetuadas na base blindada;

e) deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, obtendo-se o valor da base de remuneração blindada atualizada;

f) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida;

g) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item e) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item f);

h) considera-se na data-base do laudo de avaliação as movimentações (adições, baixas e depreciação) da base blindada e base incremental ocorridas até o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do segundo ciclo. Adiciona-se ao laudo de avaliação, após a sua data-base, as movimentações (adições, baixas, depreciação e obrigações especiais) ocorridas em data anterior à revisão tarifária do segundo ciclo. Para tanto, serão consideradas as informações contábeis das obras energizadas, encerradas e unitizadas até o último mês contábil fechado com o respectivo Balancete Mensal Padronizado - BMP, conforme planilha modelo disponibilizada pela ANEEL. Será considerada, ainda, a depreciação acumulada até o último mês contábil fechado, bem como haverá atualização da base de remuneração até o mês anterior a data de revisão tarifária do segundo ciclo.

i) os aperfeiçoamentos propostos nesta metodologia não se aplicam à base de remuneração validada no primeiro ciclo. À exceção das baixas, depreciação e atualização monetária, ficam blindados os valores validados no primeiro ciclo de revisão tarifária. Incluem-se nessas exceções as apurações dos valores para as contas de Almoxarifado de Operações.

101. Os procedimentos acima não se aplicam em particular para as empresas que terão sua primeira revisão tarifária sobre toda a base de ativos neste ciclo, como AFLUENTE e CESA. Nesse caso, os critérios para avaliação de ativos da base incremental serão aplicados para toda a base de ativos sob avaliação.

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

102. Para valoração do conjunto de ativos imobilizados em serviço é utilizada a metodologia do custo de reposição, considerando o valor novo do ativo como base para determinação do seu valor de mercado em uso para edificações e máquinas e equipamentos, e o método comparativo para terrenos.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

103. O **Método do Custo de Reposição** estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

104. O **Método Comparativo de Mercado** estabelece que o valor de um bem ou suas partes constituintes é obtido por meio da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares.

105. Assim, para a realização da avaliação dos ativos da concessionária de transmissão de energia elétrica deve ser utilizado o Método do Custo de Reposição de um bem idêntico ou similar ao que está sendo avaliado, considerando seu Valor Novo de Reposição como base para determinação do respectivo Valor de Mercado em Uso.

106. Entende-se como **Valor Novo de Reposição**, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir dos preços médios praticados pela concessionária.

107. O **Valor de Mercado em Uso** é definido como sendo o Valor Novo de Reposição deduzido da parcela de depreciação, que deve respeitar sempre os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua entrada em operação.

108. Por fim, o Valor do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS que compõe a base de remuneração é definido pela aplicação do Índice de Aproveitamento sobre o Valor de Mercado em Uso.

109. Para os ativos vinculados aos grupos de contas relativos a Intangíveis, Servidões Permanentes, Veículos, Móveis e Utensílios, é admitida a avaliação pelo método expedito, a partir da atualização dos valores históricos contábeis, desde que seja verificado, mediante a inspeção física por amostragem aleatória, que não existem distorções relevantes entre os ativos físicos efetivamente existentes e os ativos constantes nos controles de engenharia e patrimonial da concessionária.

110. Para a valoração dos equipamentos deverá ser usado o Banco de Preços médios da empresa, na data base do Laudo de Avaliação, observando-se a correta especificação técnica dos materiais.

111. Para atualização e/ou retroação dos valores apurados na avaliação devem ser utilizados: para edificações, o Índice Nacional de Construção Civil – INCC, coluna 35, apurado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV; para máquinas e equipamentos, os índices Indústria de Transformação – Material Elétrico – Motores e Geradores, coluna 40 (transformador de força, incluindo de distribuição, de aterramento e de serviços auxiliares), e Indústria de Transformação – Material Elétrico – Outros, coluna 41 (para os demais bens pertencentes a linhas de transmissão, medidores, e equipamentos de subestação), apurados pela FGV e, na ausência destes (coluna 40 e 41), o índice Indústria de Transformação – Máquinas, Aparelhos e Materiais Elétricos, coluna 34, apurado pela FGV; para terrenos, servidões, móveis e utensílios e veículos, o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, apurado pelo IBGE.

112. Para definição e cálculo do Componente Menor – COM e Custo Adicional – CA deverão ser utilizadas tão somente as obras típicas de expansão.

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

113. Os juros sobre obras em andamento (JOA) são definidos regulatoriamente e calculados considerando-se o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*) após impostos, e aplicando-se a fórmula abaixo, de acordo com as seguintes considerações:

- Prazos médios de construção: 15 meses para subestações e 21 meses para linhas de transmissão;
- Fluxo financeiro: considera-se um desembolso de 40% do total da obra distribuído linearmente ao longo dos primeiros 2/3 do prazo médio de construção e 60% do total da obra distribuído ao longo do restante do prazo considerado.

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left( (1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right) * di \quad (9)$$

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

114. A abordagem adotada para avaliar a base de ativos é o Custo de Reposição Otimizado e Depreciado (*Depreciated Optimized Replacement Cost – DORC*), que envolve os seguintes passos:

- a) Levantamento de um inventário de todos os ativos, com a devida conciliação físico-contábil;
- b) Valoração dos ativos pelo seu custo de reposição;
- c) Dedução da depreciação acumulada a partir das taxas contábeis, definidas regulatoriamente;
- d) Dedução de parcela não aproveitada dos ativos, a partir de um índice de aproveitamento.

115. Dessa forma, deve-se calcular o **Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE)** mediante o cálculo da anuidade para o próximo período tarifário, que será a soma das parcelas de depreciação e rentabilidade.

$$CAAE_{SE}(t) = D(t) + R(t) \quad (10)$$

onde:

*R(t)*: Rentabilidade;

*D(t)*: Depreciação ou Quota de Reintegração Regulatória.

116. A remuneração do capital é composta pelo retorno do capital (depreciação) e o retorno sobre o capital (rentabilidade), sendo anualizada no período tarifário, através da seguinte expressão:

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

$$CAAE = \left( \sum_{i=1}^4 \frac{RBC_i + D_i}{(1 + r_{WACC})^i} \right) \cdot \left( \frac{r_{WACC}}{1 - (1 + r_{WACC})^{-n}} \right) \quad (11)$$

$$RBC_i = \frac{BRRl_{i-1} * r_{WACC}}{(1 - T)} \quad (12)$$

$$D_i = BRRb_{i-1} * \delta \quad (13)$$

onde:

*CAAE*: Custo Anual dos Ativos Elétricos;

*RBC<sub>i</sub>*: remuneração bruta de capital no ano *i*;

*D<sub>i</sub>*: Quota de Reintegração Regulatória;

*r<sub>WACC</sub>*: taxa de retorno real depois dos impostos sobre a renda;

*BRRb<sub>i-1</sub>*: Base de remuneração regulatória bruta no ano *i-1*;

*BRRl<sub>i-1</sub>*: Base de remuneração regulatória líquida no ano *i-1*;

*n*: Número de anos do próximo período tarifário (igual a 4 ou 5 anos);

*δ*: Taxa média de depreciação das instalações;

*T*: tributos.

### III.3.3.4 – Critérios para Avaliação de Investimentos

117. Para as empresas que estão sujeitas à revisão tarifária sobre toda a base de ativos deve-se reconhecer todos os investimentos feitos entre os períodos revisionais, uma vez que a base de remuneração sofre o efeito da depreciação ao longo do tempo.

118. Os investimentos classificados como Reforços, de acordo com a Resolução n.º 158/2005, devem ser implementados pelas concessionárias de transmissão mediante autorização, recebendo em contrapartida a receita correspondente.

119. Os investimentos classificados como Melhorias, de acordo com a Resolução n.º 158/2005, devem ser implementados diretamente pelas concessionárias de transmissão, sem necessidade de autorização prévia da ANEEL, sendo os custos avaliados nas revisões periódicas contratuais das Receitas Anuais Permitidas, conforme o disposto no contrato de concessão e regulamentação específica.

120. Assim, de forma a considerar os investimentos em Melhorias, deverá ser definido o montante de investimentos (CAPEX) a ser reconhecido no cálculo da receita para o próximo período tarifário, estabelecendo um fluxo de caixa que leve em conta os investimentos e as depreciações. O cálculo se realiza da seguinte forma:

$$BRRl_i = BRRl_{i-1} + \sum INV_i - D_i \quad (14)$$

onde:

*BRRl<sub>i</sub>*: Base de remuneração regulatória líquida ao final do ano (*i*);

*BRRl<sub>i-1</sub>*: Base de remuneração regulatória líquida ao final do ano (*i-1*);

*INV<sub>i</sub>*: Investimentos realizados no ano (*i*);

*D<sub>i</sub>*: Depreciação acumulada no ano (*i*), incluindo os investimentos realizados.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

121. O valor residual dos ativos, que corresponderá à base de remuneração líquida, ao final de cada ano, será dado pela base líquida no ano anterior acrescida dos investimentos realizados no ano e subtraindo-se as depreciações e desmobilizações.

### III.3.4 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA – RBNI

122. Para as empresas com revisão apenas sobre a RBNI, deve-se adotar os critérios definidos abaixo.

#### III.3.4.1 – Levantamento da Base de Ativos

123. Para o segundo ciclo de revisões propõe-se que a base de ativos avaliada na primeira revisão tarifária de cada empresa seja “**blindada**”. Essa blindagem envolve a não reavaliação desses ativos, tanto nas quantidades quanto nos preços. A atualização dos preços se dará apenas pela aplicação do índice IGP-M, mesmo índice de correção das receitas, estabelecido no contrato de concessão.

124. Já para os novos ativos que entraram em operação entre a primeira e segunda revisão tarifária, chamada de “Base RBNI Incremental”, é proposta então a valoração segundo a mesma abordagem do primeiro ciclo, ou seja, pelo custo de reposição, a partir do Banco de Preços Referenciais da ANEEL.

125. Para as concessionárias de transmissão licitadas serão avaliadas todas as instalações de transmissão autorizadas por Resolução específica.

126. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica que são objeto de revisão, visando à definição da base de remuneração no segundo ciclo da revisão tarifária periódica, serão adotados, nesta seqüência, os seguintes procedimentos:

- a) a base de remuneração referente à RBNI aprovada no primeiro ciclo de revisão tarifária não será reavaliada (será “blindada”);
- b) serão expurgadas da base blindada as baixas ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária;
- c) após a exclusão dessas baixas, os valores remanescentes de cada bem da base blindada serão atualizados pela variação do IGP-M;
- d) as inclusões entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária, desde que ainda em operação, serão avaliadas utilizando-se a metodologia aqui definida;
- e) os valores finais da avaliação serão obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item c) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item d);

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

#### Unidades Modulares

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

### *Unidades Modulares de Linhas de Transmissão*

128. 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 2: Unidades Modulares de Linhas de Transmissão**

Característica	Descrição
Tipos de Corrente	CA - Corrente Alternada CC - Corrente Contínua
Classe de Tensão	Corrente Alternada: 69; 138; 230; 345; 440; 500; 750 kV Corrente Contínua: 600 kV
Tipos de Circuito	CS - Circuito Simples D1 - Circuito Duplo - Um Circuito Instalado D2 - Circuito Duplo - Instalação do Segundo Circuito CD - Circuito Duplo
Estruturas	Aço Autoportante Aço Estaiada Aço Estaiada Convencional Madeira Não Urbana Concreto Não Urbana
Fundações	G – Grelha C – Concreto
Cabo Condutor	Padrão: tipo CAA
Cabo Pára-Raios	Padrão: cabo de aço galvanizado classe B

### *Unidades Modulares de Subestações*

129. 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.

130. 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 3: Características das Unidades Modulares de Subestações**

Característica	Descrição
Nível de Tensão	13,8, 34,5, 69, 138, 230, 345, 500 e 750 kV
Configuração de Barramento	DJM, BD, BPT, BS e AN*
Porte	Pequeno, Médio, 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.

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



(Fls. 23 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

**Tabela 4: Unidades Modulares de Subestações**

Módulo	Descrição
Módulo de Infra-Estrutura Geral	Esta UM é dividida em duas outras: módulo de Infra-Estrutura Geral - MIG e módulo de Infra-Estrutura de Manobra - MIM. No MIG, os itens que sejam comuns a todos os setores da Subestação são considerados apenas no setor que possua o nível de maior tensão. Esta UM é composta por: terreno, cercas e muros externos, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, malha de terra e cabos pára-raios, canaletas principais, transformador de potencial, bases suportes e estruturas dos TPs de barra, edificações, serviço auxiliar, área industrial, sistema de telecomunicações, sistema de proteção, controle e supervisão, canteiro de obras, caixa separadora de óleo, engenharia, administração local, eventuais e administração central. O MIM é composto pelos itens de infra-estrutura básica para as UM's de manobra. Os itens que compõem o MIM são: cercas e alambrados, terraplenagem, drenagem, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, malha de terra e cabos pára-raios, canaletas, edificações, canteiro de obras, engenharia, administração local, eventuais e administração central.
Módulo de Manobra	Conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores 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.

132. Ressalta-se que será adotada a mesma estrutura do Banco de Preços de Referência ANEEL atualizada recentemente para ser utilizado nas novas autorizações e aprovado, homologado pela Resolução Homologatória nº 758, de 06 de janeiro de 2009.

### III.3.4.2 – Método de Valoração da Base

133. Para a valoração da base de remuneração adota-se o Método do Custo de Reposição, com equipamentos avaliados a preços de mercado, por meio do Banco de Preços Referenciais da ANEEL.

134. O Banco de Preços Referenciais da ANEEL busca refletir os custos médios eficientes de aquisição e instalação dos diversos equipamentos. É 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. Incorpora os custos diretos relacionados aos equipamentos principais e materiais acessórios, montagem, obras civis, peças sobressalentes, seguros, transporte e impostos não recuperáveis. Também são 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.

135. Adicionalmente, para todas as obras onde se dispõem de contratos com preço global, deve-se comparar o custo total adicionando-se o JOA regulatório com o Custo de Referência ANEEL e adotando-se uma faixa de tolerância entre 80% e 120% do referido custo.

136. Para comparação dos Contratos com preço global com o Custo de Referência ANEEL serão acrescidos custos adicionais relativos à fiscalização, supervisão, custos ambientais, comissionamento, terrenos e servidões administrativas.

137. Ademais, para as instalações que não apresentam similaridade com aquelas relacionadas no Custo de Referência ANEEL, para transferência de ativos ou para substituição de reforços, seja esta última

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

realizada com incremento da capacidade de transmissão ou não, serão mantidos os mesmos critérios adotados no momento da autorização ou o resultado da fiscalização da ANEEL, quando couber.

138. Os juros sobre obras em andamento (JOA) são definidos nos mesmos termos do item III.3.3.2 desta Nota Técnica.

### III.3.4.3 – Perfil de Remuneração

139. No caso de novas instalações autorizadas, por se tratarem de equipamentos bem identificados e com data de entrada em operação e vida útil conhecidas, a remuneração é estabelecida através de uma anuidade que será atribuída ao ativo, ou unidade modular, durante toda sua vida útil, devendo cessar ao término desta quando o ativo tiver sido totalmente depreciado.

140. A remuneração do capital é composta pelo retorno do capital (depreciação) e o retorno sobre o capital (rentabilidade). No caso de novas instalações (RBNI ou RCDM), a remuneração do capital será dada por meio de uma anuidade 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 dessa anuidade, que levará em consideração o total de capital, a taxa de retorno e a taxa média de depreciação regulatória, através da seguinte expressão:

$$CAAE = \sum_{i=1}^{N_{UM}} \left[ \frac{VNR_i \cdot r}{(1-T)} * \left( \frac{1}{1 - (1+r)^{-1/\delta_i}} - \frac{T}{r \cdot 1/\delta_i} \right) \right] \quad (15)$$

onde:

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

*VNR<sub>i</sub>*: Custo de reposição da unidade modular *i*;

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

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

*δ<sub>i</sub>*: taxa média de depreciação regulatória da unidade modular *i*;

*T*: alíquota tributária marginal efetiva.

141. Para efeito do cálculo da taxa média de depreciação regulatória das unidades modulares, utiliza-se a taxa anual média de depreciação ponderada pelo custo relativo (TMDC) e os 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, conforme estabelecido no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 02 de junho de 2009. Portanto, calcula-se a TMDC através da fórmula abaixo:

$$TMDC = \frac{\sum_{i=1}^n TD_i \times C_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (16)$$

onde:

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

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

*TD: taxa anual de depreciação do componente "i" da UM;*

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

*n: número de componentes da UM.*

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

142. 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 e tributos (ET) e da parcela de ajuste (PA), ou seja:

$$RAP = CAE + ET + PA \quad (17)$$

*onde:*

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

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

*PA: Parcela de ajuste.*

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

144. 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)**.

$$CAE = CAAE + CAOM \quad (18)$$

145. 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).

$$CAE_T = CAE_{SE} + CAE_{NI} \quad (19)$$

*onde:*

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

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

146. Para definir o reposicionamento tarifário sobre a receita líquida, é necessário explicitar os componentes da receita vigente.

147. Os **encargos e tributos** 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.*

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

148. Dessa forma, o total de encargos e tributos a serem incorporados no cálculo da receita deverá considerar as alíquotas de acordo com a legislação vigente.

149. Em relação aos **tributos sobre a renda**, são considerados no cálculo da RAP os seguintes:

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

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

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

151. Conforme mencionado anteriormente, o resultado da revisão tarifária terá seus efeitos a partir de 1º de julho de 2009. Portanto, adicionalmente à receita bruta, deverá ser incluído componente financeiro, de forma a se apurar a diferença entre a receita efetivamente obtida pelas transmissoras no ciclo 2009/2010, cujos valores foram homologados pela Resolução nº 843/2009, e o resultado dos processos de revisão tarifária específicos de cada concessionária, pela aplicação da metodologia e critérios aqui mencionados.

152. Ressalte-se que as citadas diferenças não se aplicam às concessionárias de transmissão cuja data de revisão tarifária é 1º de julho de 2010.

### III.6 – TRATAMENTO REGULATÓRIO DE OUTRAS RECEITAS

153. Para fins de revisão tarifária das concessionárias transmissoras de energia elétrica, serão tratadas as atividades: Compartilhamento de Infra-estrutura geral e de sistemas de comunicação, serviços de consultoria, serviços de operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações e serviços de comunicação.

154. 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 dessas atividades ao serviço público regulado (transmissão), assim como os critérios de distribuição desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço básico.

155. É importante esclarecer que os critérios a serem adotados são regulatórios e não visam analisar caso a caso todas as empresas. 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 serviço pela realização das atividades, assim como de critérios de distribuição desses ganhos entre a empresa regulada e os usuários do serviço público regulado.

156. 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

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

momento da revisão tarifária, um valor presumido para as receitas adicionais a serem consideradas anualmente no próximo ciclo tarifário.

157. 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.

158. 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:

$$RP_i = CC_{SR} + LC \quad (20)$$

onde:

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

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

*LC*: Lucro Compartilhado.

159. 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.

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

### III.6.1 – COMPARTILHAMENTO DE INFRA-ESTRUTURA

#### i. Módulos de Infra-Estrutura Geral

161. 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*:

*“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;”*

162. 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.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

163. 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 receita atual.

164. Portanto, para fins de revisão tarifária das transmissoras, toda a receita auferida (líquida) com contratos de compartilhamento de infra-estrutura, excetuando-se custos adicionais comprovados não previstos na receita atual, 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 receita atual desses contratos.

## ii. Sistemas de Comunicação

165. O contrato de concessão também fez constar, por meio da Cláusula Terceira, a possibilidade de compartilhamento da infra-estrutura do Serviço Público de Transmissão, serviço de telecomunicações e outras infra-estruturas.

166. Pela Resolução Conjunta n.º 001/1999-ANEEL/ANATEL/ANP, que trata do compartilhamento de infra-estrutura entre os setores de energia elétrica, telecomunicações e petróleo, o compartilhamento dar-se-á por meio de utilização da capacidade excedente disponibilizada por um detentor, que a manterá sob seu controle e gestão (art. 8º). Ainda a mesma Resolução, em seu art. 28 previu que eventuais custos de adaptação ou modificação na infra-estrutura compartilhada são de responsabilidade das partes que se beneficiarem da modificação implementada.

167. O art. 5º do regulamento conjunto ainda previu a necessidade de cada Agência responsável pela regulação do setor do detentor das instalações compartilhadas definir os requisitos mínimos aplicáveis ao compartilhamento, o que a ANEEL fez por meio da Resolução ANEEL n.º 581/2002. Nesta, no mesmo sentido do regulamento conjunto, fica claro que o objeto do compartilhamento é a capacidade excedente disponibilizada pelo detentor das instalações e que qualquer modificação ou adaptação da infra-estrutura será de responsabilidade do acessante.

168. Resta claro que o compartilhamento com finalidade de prestação de serviços de telecomunicações não acrescenta qualquer despesa à concessão, devendo parte da receita ser destinada à modicidade das tarifas aplicáveis ao setor de transmissão de energia elétrica.

169. Por outro lado, a essência do regulamento conjunto é possibilitar o compartilhamento de forma não discriminatória e a preços e condições justos e razoáveis. É desejável que o compartilhamento cumpra o papel de contribuir com a modicidade das tarifas sem, no entanto, inviabilizar sua consecução, uma vez que a utilização compartilhada traz ganhos também aos usuários dos serviços de telecomunicações. Caso a ANEEL decidisse que toda a receita auferida fosse destinada à modicidade tarifária, o compartilhamento se tornaria economicamente desinteressante e poderia resultar em infra-estrutura redundante, o que traria custo maior para os usuários tanto do serviço de energia elétrica quanto do serviço de telecomunicações.

170. Assim, 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 líquido será da

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, conforme preconizado no Contrato de Concessão. Destaca-se que não serão consideradas despesas associadas a esta atividade, visto que estas são de responsabilidade do acessante.

171. Dessa forma, a receita presumida com compartilhamento de sistemas de comunicação será dada por:

$$RP_i = 0,50 * Rcomp \quad (21)$$

onde:

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

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

### III.6.2 – PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS A TERCEIROS

172. Os serviços prestados a terceiros podem ser classificados em três grupos: Serviços de Consultoria; Serviços de Operação, Manutenção de Linhas de Transmissão, Subestações e Outros; e Serviços de Comunicação.

#### i. Serviços de Consultoria

173. 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 líquido 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.

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

$$RP_i = 0,30 * Rcomp \quad (22)$$

#### ii. Serviços de Operação e Manutenção e Outros

175. 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 líquido 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.

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

$$RP_i = 0,10 * Rcomp \quad (23)$$

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

177. 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. Serviços de Comunicação

178. 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 20% sobre a receita líquida auferida, descontados os impostos, como despesas incorridas na prestação do serviço.

179. Dessa forma, a receita presumida com serviços de comunicação será dada por:

$$RP_i = 0,40 * R_{comp} \quad (24)$$

## IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

180. 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.

181. 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 n.º 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."*

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

*"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".*

183. 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.

184. 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.



(Fls. 31 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

**“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.”*

185. 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.”*

186. 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 espírito 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.”*

187. 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:

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

**“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.”*

188. 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.”*

## V. DA CONCLUSÃO

189. A revisão tarifária constitui a própria fundamentação do princípio da modicidade tarifária aplicado ao serviço público de transmissão de energia elétrica. O segundo ciclo de revisões tarifárias que compreende o período 2009-2013 abrange as transmissoras existentes, definidas pela Resolução n.º 166, de 31 de maio de 2000 e as concessionárias de transmissão cujas outorgas da concessão tenham sido precedida de licitação e que tiveram instalações de transmissão autorizadas por Resolução específica, respeitando-se o disposto nos contratos de concessão.

190. Para a implementação do processo de revisão tarifária é necessário um conjunto de metodologias e critérios que permitam reavaliar as receitas anuais permitidas, de forma a obter um nível adequado de remuneração e cobertura de despesas operacionais.

191. Neste sentido, esta Nota Técnica apresenta tais critérios como um aperfeiçoamento do processo iniciado no primeiro ciclo de revisões tarifárias, com as particularidades de uma revisão apenas sobre as instalações autorizadas por meio de resolução específica do órgão regulador (RBNI), bem como sobre todas as instalações existentes.

192. Por fim, a seguir são apresentados sucintamente os principais aprimoramentos propostos:

- a) A estrutura ótima de capital é calculada a partir de uma amostra de empresas similares, considerando assim a estrutura média das transmissoras licitadas, resultando no valor de 63,55% de capital de terceiros;
- b) O custo médio ponderado de capital (WACC) foi atualizado considerando a metodologia do CAPM para o capital próprio e do CAPM da dívida para o capital de terceiros, adotando-se o risco país (EMBI+) como riscos adicionais ao modelo básico, resultando no valor de 7,24% em termos reais e depois de impostos;

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

- c) Para a definição dos custos operacionais regulatórios, mantém-se a aplicação de um método de benchmarking, com os seguintes aprimoramentos: não normalização dos parâmetros de eficiência estimados, tratamento em conjunto dos custos de operação e manutenção e custos administrativos e consideração de mais variáveis no estudo de benchmarking;
- d) A base de remuneração valorada no primeiro ciclo de revisão, em 2005, será “blindada”, apenas atualizando-se pelo índice do IGP-M;
- e) A base de remuneração incremental, entre julho de 2005 a junho de 2009, deverá ser valorada pelo Banco de Preços Referenciais da ANEEL. Para as obras realizadas por meio de contratos de empreitada global, os investimentos realizados deverão ser comparados com o Banco de Preços Referenciais da ANEEL, adotando-se a faixa de aceitação do investimento entre 80% e 120% do referido custo;
- f) O Banco de Preços Referenciais da ANEEL, homologado pela REH nº 758/2009., deverá ser atualizado em relação aos preços dos equipamentos principais a partir dos preços médios praticados pelas empresas;
- g) As obras específicas, para as quais não se dispõe de referência de custo médio, deverão ser analisadas caso a caso.
- h) Serão mantidos os critérios adotados na autorização para transferência de ativos, substituição de reforços ou instalações que não apresentem similaridade com aquelas relacionados no Custo de Referência ANEEL.
- i) Para as outras receitas serão consideradas as seguintes atividades: compartilhamento de módulo de Infraestrutura geral, compartilhamento de sistemas de comunicação, serviços de consultoria na área de transmissão, serviços de comunicação e serviços de operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações, entre outros.

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

## VI. ANEXOS

ANEXO I – Respostas às contribuições recebidas na Audiência Pública nº 068/2008

ANEXO II – Metodologia e critérios gerais para definição da estrutura e custo de capital

ANEXO III – Metodologia e critérios gerais para definição dos custos operacionais

**MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1496744

**HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1559749

**ALEXANDRE KENJI TSUCHIYA**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1666844

**THIAGO COSTA MONTEIRO CALDEIRA**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1560164

**THIAGO ROBERTO MAGALHÃES VELOSO**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1535628

**LUCIANO AUGUSTO DUARTE CHEBERLE**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 2353697

**CLAUDIO ELIAS CARVALHO**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1496691

**De Acordo:**

**DAVI ANTUNES LIMA**

Superintendente de Regulação Econômica



# ANEXO I

Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL  
Brasília, 1º de Dezembro de 2009

## RESPOSTAS E ESCLARECIMENTOS DA ANEEL ÀS CONTRIBUIÇÕES E COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA AUDIÊNCIA

(Fls. 1 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

## ANEXO II

### RESPOSTAS E ESCLARECIMENTOS DA ANEEL ÀS CONTRIBUIÇÕES E COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 068/2008

O presente anexo apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL referentes às contribuições relativas à proposta de aperfeiçoamentos da metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica, apresentada na Audiência Pública nº 068/2008 e constante da Nota Técnica n.º 371/2008- SRE/ANEEL, de 10 de dezembro de 2008 e da Nota Técnica n.º 274/2009- SRE/ANEEL, de 05 de agosto de 2009.

As contribuições estão apresentadas sob a forma de extratos retirados dos textos integrais apresentados na citada audiência pública com o objetivo de apresentar sucintamente a mensagem principal do autor da contribuição. Cabe ressaltar que a contribuição em sua forma integral pode ser acessada no endereço [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) no link Audiências/Consultas/Fórum. Ao início de cada comentário é identificado seu autor e para cada comentário é apresentada a resposta da ANEEL, explicitando, quando for o caso, sobre sua incorporação ou não na decisão final do processo de revisão tarifária. Vale salientar que comentários sobre um mesmo tema e de conteúdo comum, feitos por autores diferentes, são acompanhados de uma única resposta.

(Fls. 2 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

RELATÓRIO DE ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À  
AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 068/2008

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

NOTA TÉCNICA Nº 394/2009-SRE/ANEEL

Segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

I – Estrutura de Capital

II – Custo de Capital

III – Base de Remuneração Regulatória

IV – Custos Operacionais

V – Outras Receitas

VI – Gerais

(Fls. 3 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<u>I – ESTRUTURA DE CAPITAL</u>			
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA
NT 372/2008 SRE/ANEEL parágrafos 38 a 41	<p><b>Comentários de FURNAS:</b></p> <p>Estabelecer uma estrutura de capital específica para a RBNI, observando suas peculiaridades, como o tempo de operação, risco regulatório e opções de refinanciamento.</p>	Não Aceito	<p>Conforme mencionado na Nota Técnica nº 371 parágrafo 73, "<i>a definição de uma estrutura ótima de capital tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não necessariamente se confunde com a estrutura de capital efetiva da empresa.</i>"</p> <p>Deve-se lembrar que foi utilizada a média das estruturas das licitadas por que se procura estimar um valor que refletisse a remuneração adequada de um ativo de transmissão, não sendo o objetivo estimar uma taxa de remuneração adequada de cada empresa, de acordo com suas peculiaridades. Entende-se que não há razão para que dois ativos iguais ou semelhantes tenham estrutura de capital ótimas diferentes. Nesse sentido, as empresas licitadas foram selecionadas para compor o grupo de empresas por serem aquelas que melhor refletem estruturas de capital eficientes, como também não apresentam em seus balanços os problemas levantados nos parágrafos 39 a 43 da NT 372/2008 SRE/ANEEL.</p>
A - Nota Técnica No. 372/2008-SRE/ANEEL § 22 a 25	<p><b>Comentários da ABRATE:</b></p> <p>A – Definição de capital próprio e de terceiros:</p> <p>Solicitamos que a ANEEL considere que apenas a parcela relacionada à dívida onerosa do passivo exigível seja definida como capital de terceiros.</p>	Não Aceito	<p>Conceitualmente, o passivo exigível deverá financiar a parcela de ativos que efetivamente participa nas operações da empresa. Sabe-se, no entanto, que a extração dos dados do passivo exatamente relacionados aos ativos produtivos é tarefa extremamente complicada, podendo ser inacessíveis ou de difícil obtenção pela Agência. No entanto, a amostra de empresas considerada para a média da estrutura de capital (empresas licitadas) limita as diferenças entre a dívida onerosa e o passivo exigível, pois essas empresas investem quase a totalidade de seus recursos nos ativos de transmissão. Assim, entende-se não necessária a separação da dívida onerosa do passivo exigível.</p>



(Fls. 4 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<p>B - Nota Técnica No. 372/2008-SRE/ANEEL § 26 a 49</p>	<p><b>Comentários da ABRATE:</b></p> <p>B - Solicitamos que a ANEEL considere uma estrutura de capital distinta para as empresas Existentes e Licitadas, retornando ao padrão utilizado durante o primeiro ciclo de revisão tarifária (Nota Técnica No. 048/2006 de 13 de fevereiro de 2006 e posteriormente resoluções Normativas No. 256 e No. 257 de 06 de março de 2007).</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Conforme resposta dada a Furnas.</p>
	<p><b>Comentários da CEMIG:</b></p> <p>Necessidade de dois clusters de referência para a Transmissão, aqui designados como Transmissão Existente e Transmissão Licitada. Considerar, no caso da Transmissão Existente, estrutura de capital com 35% de endividamento para a Transmissão, resultante do cálculo feito pela PriceWaterhouseCoopers no estudo realizado para a ABRATE</p> <p>→ A eventual adoção desse patamar de 65% implica, conceitualmente, a necessidade de as empresas Transmissoras Existentes perseguirem tal nível de alavancagem, já que sua remuneração será determinada pela alavancagem regulatória;</p> <p>→ Ocorre que, ainda que fosse razoável às Transmissoras Existentes (cujas características operacionais são de corporate finance) buscarem condições de financiamento próximas das condições das Transmissoras Licitadas (cujas características operacionais são de project finance), neste momento de apreciação da Nota Técnica e de Revisão Tarifária da Transmissão, ocorre uma crise grave e de amplitude global nos mercados financeiros.</p> <p>→ Nessa perspectiva, o nível de alavancagem proposto pela ANEEL não encontra sustentação na realidade prática das empresas de Transmissão Existente. As evidências empíricas indicam não ser possível captar recursos nos mercados financeiros neste momento, a não ser com custos substancialmente majorados, o que prejudica a Transmissão.</p> <p>→ Cabe lembrar, adicionalmente, que a extensão temporal da crise</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Conforme resposta dada a Furnas.</p> <p>O que se objetiva é um nível eficiente de estrutura de capital que seria passível de repasse ao consumidor. A metodologia proposta em AP é coerente com a realidade do mercado na medida em que o cálculo é resultado da média dos níveis reais de alavancagem de empresas de mesma atividade econômica, e não somente uma abordagem teórica. Não foram demonstradas pela empresa quais evidências empíricas indicam o prolongamento de condições adversas na captação de recursos nos mercados financeiros.</p>

(Fls. 5 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	é virtualmente imprevisível, podendo inclusive, abranger boa parte do ciclo de Revisão Tarifária da Transmissão; na melhor das hipóteses, ao menos parte desse ciclo estará contaminada pela crise.		
	<p><b>Comentários da CEMIG:</b></p> <p>Considerar, no caso da Transmissão Licitada, critério sustentável para estimar o financiamento médio de uma empresa, com perspectiva de longo prazo e observado a realidade empresarial: conforme dito, Empresas Licitadas tendem a reduzir ou zerar sua dívida ao longo do tempo, podendo encontrar dificuldades concretas para ampliarem seu endividamento. O critério de considerar o endividamento do ano 3º como referência não tem sustentação técnica.</p>	Não Aceito	O critério do ano 3º ano de operação foi considerado em razão de ter se observado estabilidade a partir deste ano. O nível de endividamento no 2º, 3º, 4º e 5º ano de operação são, respectivamente, 72%, 65,83%, 63,55%, 62,91% e 62,48%.
	<p><b>Comentários da AFLUENTE:</b></p> <p>Assim, entendemos que a ANEEL deve revisar a estrutura de capital a ser utilizada no cálculo da remuneração a ser aplicada na revisão tarifária da RBSE, para que se reflita a condição em que operam as transmissoras existentes.</p>	Não Aceito	Conforme resposta dada a Furnas.

(Fls. 6 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<u>II – CUSTO DE CAPITAL</u>			
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA
(Nota Técnica número 371/2008, fl. 3),	<p><b>Comentários da Sinergia CUT Brasil</b></p> <p>A metodologia que remunera o capital não consegue reafirmar essa constatação. Prova inconteste é termos a mesma metodologia de remuneração de capital para a distribuição e para a transmissão. Na documentação apresentada não há sinal de esforços para que sigam na mesma direção o risco do negócio e a metodologia de remuneração do capital.</p> <p>A metodologia do cálculo de custo de capital, aqui em questão, baseia-se em critérios que consideramos completamente estranhos ao estabelecimento de uma remuneração para o capital condizente com a realidade brasileira e com o fato de lidarmos com um setor de monopólio natural que não tem concorrência de fato e, portanto, tem a venda de energia elétrica garantida. Tudo indica que nesse ponto a ANEEL se presta mais à acalantar a segurança do investidor que do setor. E, mais uma vez discordamos de qualquer hipótese que estabeleça uma relação direta entre segurança do investidor e segurança do negócio.</p>	Não Aceito	O modelo de cálculo da taxa de retorno baseado na análise risco/retorno é o mais empregado no meio acadêmico, mercado financeiro, agências reguladoras e demais agentes da economia.
	<p><b>Comentários da ABRACE:</b></p> <p><b>Referente ao custo de capital próprio.</b> (...) a extensão das séries até dezembro de 2008 ou data posterior é desejável, pois mesmo que não altere significativamente os valores, estes abrangerão de alguma forma as recentes alterações no cenário econômico mundial.</p>	Aprovado	Os dados foram atualizados até dezembro de 2008, tendo em vista que a data de revisão das transmissoras é junho de 2009.

(Fls. 7 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

C) Nota Técnica no. 373/2008-SRE/ANEEL § 61 a 71	<p><b>Comentários da ABRATE:</b></p> <p>C – Custo de capital próprio – beta: Solicitamos que a ANEEL desconsidere a ponderação pelos ativos totais, adotando o critério de média simples, e utilize informações de capital próprio a valor de mercado para a desalavancagem dos betas das empresas americanas analisadas.</p>	Parcialmente Aceito	O beta foi recalculado desconsiderando a ponderação pelo capital. O valor de mercado do capital próprio é uma medida extremamente volátil, visto que o preço das ações é bastante sensível à conjuntura de mercado. Ademais, foi mantido o critério de utilização do capital próprio a valores contábeis para o cálculo da desalavancagem, a fim de tornar coerente com o utilizado para a alavancagem com a estrutura de capital das empresas brasileiras.
D) Nota Técnica no. 373/2008-SRE/ANEEL § 94	<p><b>Comentários da ABRATE:</b></p> <p>D – Inflação americana: Solicitamos que a ANEEL utilize a taxa de inflação com base na expectativa futura, conforme determina a literatura especializada, divulgada pelo Congresso Americano - CBO (Congressional Budget Office – Economic Outlook – anexo IV).</p>	Não Aceito	A utilização da referida fonte de dados poderia ser adotada, mas não necessariamente reflete o consenso do mercado, além de apresentar excessiva volatilidade.
E) Nota Técnica no. 373/2008-SRE/ANEEL § 93 a 94	<p><b>Comentários da ABRATE:</b></p> <p>E- Metodologia de cálculo do WACC: Solicitamos que a ANEEL considere o desconto da taxa de inflação americana somente sobre o componente Taxa Livre de Risco na conversão do custo de capital próprio e capital de terceiros para valores reais.</p>	Não Aceito	Simplesmente ignorar a inflação sobre os outros componentes não é correto, pois, algebricamente, demonstra-se que a inflação ainda está contida na parcela de spread mesmo após a subtração de duas taxas nominais. A inflação é acrescida às taxas por uma multiplicação, e seu efeito não é retirado pela subtração, simplesmente. Assim, dividir pelo índice referente à inflação americana faz-se necessária para tornar o spread um valor real.
<p>No parágrafo (23) da NT em referência o modelo matemático CAPM é explicitado da seguinte maneira:</p> $r_{CAPM} = r_f + B(r_M - r_f) + r_b$	<p><b>Comentários da Eletronorte:</b></p> <p>Sugerimos a utilização da Fórmula:  <math display="block">r_{CAPM} = r_f + B(r_M - r_f) + r_b + r_x</math> (incorporando o risco cambial à análise)</p> <p>Entendemos que a inclusão do risco cambial é cabível devido a utilização de parâmetros norte-americanos nos cálculos do custo de capital próprio e de terceiros, além de manter a estrutura definida na primeira revisão tarifária (NT 045/2007 SER/ANEEL) e não proporcionar insegurança jurídica ao mercado de transmissão de energia elétrica, diminuindo assim o risco regulatório do setor.</p>	Não Aceito	A diferença da taxa de juros poderá ser mitigada por meio de diversos mecanismos disponíveis no mercado financeiro, como contratos futuros ou similares instrumentos de <i>hedge</i> , sendo considerado um risco diversificável, portanto não cabe a remuneração adicional. Outros riscos relacionados ao câmbio estão inclusos no risco país, conforme explicado na Nota Técnica nº373/2008-SRE/ANEEL, parágrafo 73.
No parágrafo (87) da NT em referência o modelo matemático	<p><b>Comentários da Eletronorte:</b></p>	Não Aceito	Conforme comentário anterior.

(Fls. 8 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<p>CAPM da dívida é explicitado da seguinte maneira: <math>rd = rf + rc + rb</math></p>	<p>Sugerimos a utilização da Fórmula: <math>rd = rf + rc + rb + rx</math> (Incorporando o risco cambial à análise)</p> <p>De maneira análoga a anterior, entendemos que a utilização do risco cambial proporciona uma parametrização de métodos com relação ao cálculo do custo de capital próprio, se adotado pela ANEEL, dado que ambos adotam a metodologia do CAPM.</p>		
<p>NT no 373 da ANEEL</p>	<p><b>Comentários do SEAE:</b></p> <p>Revise o período utilizado para o cálculo das expectativas de rendimento do capital investido nas empresas, adotando para tal uma média móvel dos valores obtidos nos últimos 48 meses, tendo por diretriz ponderar os fatores para reforçar o peso dos períodos mais recentes. Uma possibilidade seria adotar os seguintes fatores: 0,85 para os doze meses do primeiro ano da série, 0,90 do segundo, 0,95 do terceiro, e 1,00 para os meses do ano mais recente.</p>	<p>Parcialmente Aceito</p>	<p>Com a unânime classificação do Brasil pelas 3 maiores empresas de classificação de risco, Fitch, S&amp;P e Moodys, como grau de investimento, entende-se que o Brasil entrou num novo paradigma de risco, e que picos do EMBI+ como o de 2002 não refletiriam precisamente a realidade do país hoje. No entanto, a sugestão proposta não foi acatada em sua plenitude devido ao seu alto grau de arbitrariedade: não há como definir de maneira objetiva tais ponderações. Também haveria demasiada subjetividade a respeito do período proposto de 48 meses, assim como excessiva volatilidade nos casos de atualizações futuras nos cálculos de custo de capital. Assim, a ANEEL adotou a mediana do período da série de risco de país, de maneira que extremos (<i>outliers</i>) como em 2002 perderiam o seu peso, já que a mediana é a função estatística mais apropriada para casos em há acentuados desvios na série. Caso o período de estabilidade perdure, menores índices de risco país gradualmente refletirão nos cálculos do custo de capital.</p>
	<p><b>Comentários da CEMIG:</b></p> <p>Retirar a inflação dos EUA da taxa de juros livre de risco (<i>risk free</i>) no início dos cálculos do custo de capital e expressar esse cálculos em termos de taxas reais.</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Conforme resposta à ABRATE E).</p>

(Fls. 9 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><b>Comentários da CEMIG:</b></p> <p>Considerar o beta desalavancado de 0,585 da amostra de empresas dos EUA, calculado pela PriceWaterhouseCoopers em seu estudo para a ABRATE, cujos principais procedimentos e critérios de cálculo foram tratados nesta contribuição.</p>	<p>Parcialmente Aceito</p>	<p>Conforme resposta à ABRATE C)</p>
	<p><b>Comentários da CEMIG:</b></p> <p>Revisar a inflação norte-americana para o valor projetado pelo Congressional Budget Office (CBO), ou seja, para 2,10% ao ano.</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Conforme resposta à ABRATE D)</p>
	<p><b>Comentários da AFLUENTE - A:</b></p> <p>Justifica-se pelas próprias características das concessionárias que atuam no serviço público de transmissão de energia, a inclusão do cálculo do custo de capital, um adicional do risco regulatório.</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Nas contribuições recebidas não foi encontrada uma explicação satisfatória do conceito de risco regulatório, muito menos proposto uma forma de cálculo. Cabe destacar que o risco do negócio calculado por meio do beta (CAPM) já reflete o regime regulatório a qual as empresas de transmissão do EUA se submetem. Conforme Nota Técnica nº062/2006-SRT/ANEEL, é reconhecido que o regime de regulação por preços máximos apresenta maiores riscos que o de taxa de retorno (ou custo do serviço) comumente relacionado ao dos EUA, sendo que neste país agências reguladoras estaduais praticam diversos mecanismos de regulação por incentivo, se distanciando sobremaneira do que seria uma regulação pelo custo do serviço "pura". Cabe ressaltar que, no Brasil, existe uma diferença fundamental entre os regimes de <i>price cap</i> aplicados à distribuição e à transmissão. No caso da transmissão, cabe à concessionária apenas implementar seu projeto adequadamente, dentro de requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, e gerir sua operação e manutenção de modo a garantir a disponibilidade de suas instalações durante o maior tempo possível, pois o único risco que corre a transmissora é a perda de parte da receita por sua indisponibilidade. Assim, entende-se não haver risco regulatório a ser remunerado, que já não esteja contemplado nos demais componentes de risco.</p>

(Fls. 10 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><b>Comentários da AFLUENTE - B:</b></p> <p>Para transformar uma taxa real em dólares para uma taxa para real em reais deve-se considerar a expectativa de desvalorização cambial (F/S) que deve, por sua vez, ser refletida na metodologia para definição do custo de capital a ser aplicado na revisão das transmissoras através da consideração do risco cambial.</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Conforme a resposta dada a Eletronorte.</p>
	<p><b>Comentários da Energias do Brasil - A</b></p> <p>Na nossa avaliação, seria razoável considerar que apenas no caso das instalações licitadas até 2006 o regime de regulação não seja o mesmo das distribuidoras. Porém, para os demais tipos de ativo, não é possível afirmar com segurança que não há risco regulatório na medida em que os regimes de regulação de transmissão, em determinados graus, se aproximam do regime price-cap da distribuição, ao contrário do defendido pela agência. O próprio regulador ressalta em documento que consta da AP 07/2006 "que o sistema de remuneração no segmento de transmissão é diferente para os diversos tipos de contratos [de concessão] existentes" (Nota Técnica nº 068/2006-SRT-ANEEL, fl. 3).</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Conforme resposta dada à AFLUENTE –A.</p>
	<p><b>Comentários da Energias do Brasil - B</b></p> <p>A proposta da ANEEL para o cálculo do custo de capital, diferentemente da utilizada no primeiro ciclo, não considera o prêmio de risco cambial. Entendemos que o critério deveria ser mantido uma vez que o risco cambial é um dos prêmios adicionais exigidos para se emprestar recursos ou para se investir na indústria de energia elétrica, independentemente de se tratar do segmento de transmissão ou de distribuição.</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Conforme a resposta dada a Eletronorte.</p>

### III – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

(Fls. 11 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA								
<p>Parágrafo 159 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>“159. 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”.</i></p>	<p><b>Comentários da ABRATE, CEMIG:</b></p> <p>A inclusão dos módulos de infra-estrutura no texto elimina dúvidas suscitadas em várias autorizações de RAP, seja pela implementação direta de investimentos pelo agente de transmissão, ou por recebimento dos ativos em transferência.</p>	Não aceito	<p>O parágrafo 159 apenas exemplifica as unidades modulares que compõem uma subestação. A descrição completa é feita na Tabela 3, onde são apresentadas todas as unidades modulares existentes em uma subestação, conforme descrição do parágrafo 161, o que inclui os módulos de infra-estrutura.</p>								
<p>Parágrafo 160 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>160. 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:</i></p> <p><i>Tabela 2: Características das Unidades Modulares de Subestações</i></p> <table border="0"> <tr> <td>Característica</td> <td>Descrição</td> </tr> <tr> <td>Nível de Tensão</td> <td>69, 138, 230, 345, 500, 750 kV</td> </tr> <tr> <td>Config. Barramento</td> <td>DJM, BD, BPT, BS e AN*</td> </tr> <tr> <td>Porte</td> <td>Pequeno, Médio, Grande</td> </tr> </table>	Característica	Descrição	Nível de Tensão	69, 138, 230, 345, 500, 750 kV	Config. Barramento	DJM, BD, BPT, BS e AN*	Porte	Pequeno, Médio, Grande	<p><b>Comentários da ABRATE, CEMIG:</b></p> <p>NA TABELA 2 INCLUIR OS NÍVEIS DE TENSÃO 13,8; 34,5 E 44 KV, CONFORME ABAIXO:</p> <p>Tabela 2: Características das Unidades Modulares de Subestações</p> <p>Nível de Tensão: <b>13,8; 23; 34,5; 44;</b> 69; <b>88;</b> 138; 230; 345; <b>440,</b> 500 e 750 kV</p>	Não aceito	<p>A Tabela relaciona os níveis de tensão mais comumente utilizados pelas concessionárias de transmissão e que constam da metodologia do Custo de Referência ANEEL.</p> <p>Entretanto, para efeito de valoração da base de remuneração das concessionárias de transmissão que possuem níveis de tensão distintos daqueles relacionados na Tabela 2 serão aplicados os custos do nível de tensão imediatamente superior.</p>
Característica	Descrição										
Nível de Tensão	69, 138, 230, 345, 500, 750 kV										
Config. Barramento	DJM, BD, BPT, BS e AN*										
Porte	Pequeno, Médio, Grande										

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 12 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<p>Parágrafo 162 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>"162. Ressalta-se que será adotada a mesma estrutura do Custo de Referência da ANEEL atualizada recentemente para ser utilizado nas novas autorizações".</i></p>	<p><b>Comentários da ABRATE:</b></p> <p>Considerando que a base da metodologia para composição das unidades modulares de linhas de transmissão e subestações, anexo I da Nota Técnica Nº 099/2008-SRT/ANEEL, foi as diretrizes resultantes do Acordo de Cooperação Técnica ANEEL/ELETOBRÁS ACT Nº 002/2002, técnicos do sistema ELETOBRÁS avaliaram preliminarmente o documento e constataram pontos discrepantes que afetam sobremaneira a base de remuneração da empresas transmissoras.</p>	<p>Não aceito</p>	<p>A metodologia para construção do Custo de Referência ANEEL foi disponibilizada para os agentes interessados, por meio da Resolução nº 758/2008, sendo que esta foi objeto de constantes aprimoramentos desde a sua aprovação.</p> <p>Além disso, a aplicação do Custo de Referência ANEEL para a valoração da base de remuneração das concessionárias de transmissão será novamente discutida nos processos específicos de cada empresa.</p>
<p>Parágrafo 165 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>"165. Adicionalmente, para todas as obras onde se dispõe de contratos com preço global, deve-se comparar o custo total adicionando-se o JOA regulatório com o Custo de Referência ANEEL e adotando-se uma faixa de tolerância entre 80% ≤ Preço ANEEL ≤ 120%. Entende-se por custo total o valor do contrato de empreitada global acrescido dos custos ambientais, terrenos e servidões, comissionamento e administração central, calculados na mesma base aplicada aos custos modulares.</i></p>	<p><b>Comentários da ABRATE:</b></p> <p>Adicionalmente, para todas as obras onde se dispõe de contratos com preço global, deve-se comparar o custo total adicionando-se o JOA regulatório com o Custo de Referência ANEEL e adotando-se uma faixa de tolerância entre 80% ≤ Preço ANEEL ≤ 120%. Entende-se por custo total o valor do contrato de empreitada global acrescido dos custos ambientais, terrenos e servidões, comissionamento e administração central, calculados na mesma base aplicada aos custos modulares.</p>	<p>Parcialmente Aceito</p>	<p>Para comparação dos Contratos com preço global com o Custo de Referência ANEEL serão acrescidos os custos adicionais relativos à fiscalização, supervisão, custos ambientais, comissionamento, terrenos e servidões administrativas.</p>
	<p><b>Comentários da ABRATE:</b></p> <p>Item 182: Solicitamos a alteração da seguinte fórmula:</p> $CAA E = \sum_{i=1}^{N_{TM}} \left[ \frac{CR_i \cdot r}{(1-T)} * \left( \frac{1}{1-(1+r)^{-1/\delta_i}} - \frac{T}{r \cdot 1/\delta_i} \right) \right] \quad (33)$	<p>Não Aceito</p>	<p>A fórmula proposta busca aprimorar o cálculo da receita, levando-se em conta a forma como se dá o pagamento dos impostos. Observa-se que no cálculo da anuidade, utilizado no ciclo anterior, há 2 componentes distinguíveis: a de remuneração e a de depreciação, utilizadas para compor a fórmula de recuperação de capital (FRC). Quando desenhada a curva dos dois componentes, a curva de remuneração é geometricamente decrescente, enquanto a da depreciação é geometricamente crescente. A depreciação tem consequência direta no fluxo de caixa, já que essa parcela reduz o tributo devido. Assim, a depreciação geometricamente</p>

(Fls. 13 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

			<p> crescente, resultante da FRC, leva a um fluxo de caixa, devido ao benefício tributário, geometricamente decrescente, concentrando o fluxo no início do período. No entanto, o fluxo real de pagamento de impostos, considera a depreciação linear e não exponencial como na fórmula (a legislação brasileira admite somente a depreciação linear para fins de apuração do Lucro Tributável, embora haja algumas exceções de depreciação acelerada). Sabe-se que no cálculo do Valor Presente dos Fluxos de Caixa, os fluxos no início do período têm mais peso, causando uma receita maior quando empregada o FRC do ciclo anterior. Assim, a forma de se ajustar essa questão é calcular a remuneração líquida anualizada e adicionar posteriormente os impostos, considerando-se o fluxo de depreciação linear. Neste sentido, a fórmula proposta faz exatamente isso, sendo que a demonstração apresentada na Nota Técnica nº 371/2008/SRE/ANEEL é suficientemente clara para dedução da fórmula.</p>
	<p><b>Comentários de FURNAS:</b></p> <p>A reformulação do critério de remuneração da Base de Ativos Regulatório-BRR, introduzida neste ciclo pelo regulador pode ser percebida através dos resultados produzidos pela aplicação da fórmula (33) do parágrafo 182 da NT 371/2008-SER/ANEEL. O impacto dessa nova fórmula de cálculo do CAAE é significativo, reduzindo receitas, inclusive receitas que já foram submetidas ao processo de revisão tarifária.</p> <p>Ao analisarmos a mudança não percebemos com a devida clareza as razões do regulador para tal, nem tão pouco, conseguimos reproduzir com segurança a formulação apresentada. Logo, FURNAS</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>A mesma anterior.</p>

(Fls. 14 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	solicita maiores esclarecimentos a respeito da decisão do Regulador e externa sua preocupação quanto aos impactos econômico-financeiros desta decisão.		
Parágrafos 155 e 257 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:  <i>"155. Para o segundo ciclo de revisões propõe-se que a base de ativos avaliada na primeira revisão tarifária de cada empresa seja <b>"blindada"</b>. Essa blindagem envolve a não reavaliação desses ativos, tanto nas quantidades quanto nos preços. A atualização dos preços se dará apenas pela aplicação do índice IGP-M".</i>  <i>"257. A base de remuneração valorada no primeiro ciclo de revisão, em 2005, deverá ser <b>"blindada"</b>, apenas atualizando-se pelo índice do IGP-M".</i>	<b>Comentários de FURNAS:</b>  Enquanto no item 155 (NT 371/2008-SRE/ANEEL) <b>propõe-se</b> que a base de ativos avaliada na primeira RTP de cada empresa seja "blindada", já item 257, letra d, é estabelecido que tal base de remuneração <b>deverá</b> ser "blindada". Solicita-se esclarecimento.	Aceito	A Base de Remuneração do 1º ciclo de revisão tarifária das concessionárias de transmissão existentes será "blindada", apenas atualizando-se pelo índice do IGP-M.  A exceção ocorre apenas para a concessionária de transmissão Castelo Energética, que será submetida à 3ª revisão tarifária, entretanto, seu contrato de concessão, assinado em outubro de 2008, prevê revisão tarifária sobre toda sua base de ativos.
Parágrafo 163 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:  <i>"163. Para a valoração da base de remuneração adota-se o Método do Custo de Reposição, com equipamentos avaliados a preços de mercado, por meio do Banco de Preços Referenciais da ANEEL".</i>	<b>Comentários de FURNAS:</b>  Apesar de todo o esforço feito pela ANEEL, que inclui o aprimoramento metodológico do banco de preços, entendemos que seu uso e conseqüente determinação do VNR ainda não permite que seja devidamente discutido e apurado os investimentos prudentes efetivamente incorridos, na execução dos empreendimentos autorizados.  Ademais o tempo e as informações disponibilizadas referentes ao banco de preços, permitiram que a equipe de FURNAS, em trabalho conjunto com outras empresas pudessem contribuir apenas parcialmente na avaliação deste instrumento. Pontos de dúvidas suscitados em reunião ainda não foram totalmente esclarecidos pelo Regulador e merecem aprofundamento.	Não Aceito	O Custo de Referência ANEEL é construído a partir de Contratos e Notas Fiscais de aquisição de equipamentos de todas as concessionárias de transmissão que serão submetidas ao processo de revisão tarifária, com o objetivo de refletir custos médios eficientes de aquisição e instalação dos diversos equipamentos.  Além disso, a metodologia para sua construção foi disponibilizada para os agentes interessados, por meio da Resolução nº 758/2008, sendo que esta foi objeto de constantes aprimoramentos desde a sua aprovação.  Por fim, ressalte-se que a aplicação do Custo de

(Fls. 15 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

			Referência ANEEL para a valoração da base de remuneração das concessionárias de transmissão será novamente discutida nos processos específicos de cada empresa.
Item 165 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:  <i>"165. Adicionalmente, para todas as obras onde se dispõe de contratos com preço global, deve-se comparar o custo total adicionando-se o JOA regulatório com o Custo de Referência ANEEL e adotando-se uma faixa de tolerância entre 80% ≤ Preço ANEEL ≤ 120%."</i>	<b>Comentários de FURNAS:</b>  Aos contratos de empreitada por preço global deverão ser considerados adicionalmente aos valores decorrentes de fiscalização e controle de qualidade, engenharia, administração, aquisição de terrenos, regularização fundiária e licenciamento ambiental.	Parcialmente Aceito	Para comparação dos Contratos com preço global com o Custo de Referência ANEEL serão acrescidos os custos adicionais relativos à fiscalização, supervisão, custos ambientais, comissionamento, terrenos e servidões administrativas.
Parágrafo 155 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:  <i>"155. Para o segundo ciclo de revisões propõe-se que a base de ativos avaliada na primeira revisão tarifária de cada empresa seja "blindada". Essa blindagem envolve a não reavaliação desses ativos, tanto nas quantidades quanto nos preços. A atualização dos preços se dará apenas pela aplicação do índice IGP-M."</i>	<b>Comentários da Abrace:</b>  Dados os avanços nas referências de preço dos ativos, a ABRACE sugere que a ANEEL promova a valoração total dos ativos, inclusive para aqueles que já foram considerados no 1º Ciclo.	Não aceito	Entende-se não ser necessária a reavaliação de todos os ativos a cada novo ciclo tarifário, pois os ativos valorados no ciclo anterior refletem as condições de mercado que vigoraram nos anos anteriores à aquela revisão tarifária. Do mesmo modo, os ativos incrementais, que entraram em operação entre a última revisão tarifária e esta terão sua valoração de acordo com as condições de mercado vigentes nesse período. Dessa forma, para a base que se propõe blindar basta a atualização pelo mesmo índice que atualizou a receita da empresa nesse período, no caso em questão, o IGP-M. Contudo, a longo prazo, pode ser necessário reavaliar todos os ativos, de modo a evitar eventuais distorções entre a evolução do índice de atualização e o real valor dos ativos.
Parágrafo 182 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:  <i>"182. Generalizando a formulação anterior, obtém-se o Custo Anual dos Ativos Elétricos</i>	<b>Comentários da Abrace:</b>  No caso do perfil de remuneração a ser considerado, foi realizado um aprimoramento no cálculo do Custo Anual dos Ativos Elétricos (CAAE) em relação à formulação utilizada no primeiro ciclo. Verifica-	Não aceito	Para o 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,

(Fls. 16 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<p><i>das Novas Instalações (RBN):</i></p> $CAA E = \sum_{i=1}^{N_{IM}} \left[ \frac{CR_i \cdot r}{(1-T)} * \left( \frac{1}{1-(1+r)^{-1/\delta_i}} - \frac{T}{r \cdot 1/\delta_i} \right) \right]$	<p>se que a nova fórmula está mais apropriada para representar a incidência de impostos, mas por outro lado, o resultado se torna mais sensível aos valores das Taxas de Depreciação.</p> <p>Nesse sentido, a ABRACE solicita que a ANEEL adote mecanismos de prevenção à manipulação das taxas de depreciação consideradas, bem como fiscalização mais rigorosa nos bancos de dados utilizados.</p>		<p>obedecendo-se as taxas anuais de depreciação dos principais equipamentos de transmissão de energia elétrica, incluídos na Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009, que aprovou, o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.</p>
<p>Parágrafo 155 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>“155. Para o segundo ciclo de revisões propõe-se que a base de ativos avaliada na primeira revisão tarifária de cada empresa seja “blindada”. Essa blindagem envolve a não reavaliação desses ativos, tanto nas quantidades quanto nos preços. A atualização dos preços se dará apenas pela aplicação do índice IGP-M”.</i></p>	<p><b>Comentários da SEAE/MF:</b></p> <p>Pelos motivos expostos acima, sugere-se que a ANEEL adote o IPCA como índice de atualização dos preços da base de ativos “blindada” da concessionária de transmissão de energia elétrica, em substituição ao IGP-M.</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>A atualização proposta tem como base o mesmo índice de atualização disposto nos contratos de concessão das transmissoras que terão sua base de ativos do primeiro ciclo blindada.</p> <p>Entende-se que tal contribuição possa ser aplicada às concessionárias licitadas que tem como índice de atualização das receitas o IPCA.</p> <p>No entanto, a receita estabelecida no primeiro ciclo para as concessionárias que estão sob revisão foi atualizada pelo IGP-M até agora. A adoção de um índice diferente pode provocar o descasamento entre a base de cálculo da receita, no caso em tela a base de ativos, e a própria receita, não havendo uma motivação clara para tal modificação neste caso.</p>

#### IV – CUSTOS OPERACIONAIS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA
-------------	-------------------	----------------	---------------

(Fls. 17 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<p>APLICAÇÃO DE UM MÉTODO DE FRONTEIRA ESTOCÁSTICA</p>	<p><u>Contribuição da CEMIG/Quantum:</u>  <i>"Recomenda-se utilizar Análises de Fronteira Estocástica (SFA) para a estimação da eficiência já que:</i>  - a quantidade de observações é o suficientemente grande;  - o método de "Bootstrapping" melhora os intervalos de confiança;  - pode-se medir a qualidade de ajuste (superior o 95%);  - pode-se identificar as variáveis significativas que explicam os custos operacionais, não sendo portanto, arbitrária a seleção das variáveis);  - o método elimina a natureza estocástica do negócio que faz que cada ano ofereça diferentes condições exógenas que os outros."</p>	<p>Não Aceito</p>	<p>No caso do modelo de fronteira estocástica a utilização de dados em painel, como discutido na seção III.1.2, permite melhores estimativas dos parâmetros por empresa. Porém, na medida em que o número de parâmetros estimados é substancialmente maior que no modelo DEA, o tamanho amostral pode não ser suficiente para boas estimativas, por diversas razões. Uma seria a impossibilidade de adoção de uma forma funcional mais flexível, como a Translog, devido ao número reduzido de observações. As formas comumente empregadas neste tipo de situação, como a função Cobb-Douglas, são bastantes sensíveis inclusive às unidades de medida consideradas. Outro problema advindo do tamanho amostral é a não convergência dos algoritmos de otimização utilizados para se maximizar a função de máxima-verossimilhança.</p> <p>Foram realizadas diversas simulações com os dados existentes de forma a se avaliar a possibilidade de aplicação de um modelo de fronteira estocástica. Foram constatados diversos problemas para sua utilização na prática. O principal trata-se da impossibilidade de consideração de todas as variáveis relevantes na amostra. O modelo proposto pela CEMIG/Quantum na Audiência Pública 068/2008, por exemplo, considera somente o ativo físico "Extensão de Rede", e não considera variáveis ambientais importantes, como o tamanho da área de atuação. Além disso, o coeficiente estimado para a variável rede implica na existência de deseconomias de escala no setor. Este resultado, apesar de possível, é pouco provável e exigiria maiores estudos.</p> <p>Quanto as resultados encaminhados por ABRATE/ Professor Francisco S. Ramos, não foi possível avalia-los satisfatoriamente, pois não foram informados os coeficientes da regressão realizada. Entendemos que a análise dos coeficientes estimados no modelo de fronteira estocástica permite avaliar de forma mais adequada os resultados do modelo.</p>
	<p><u>Contribuição da ELETRONORTE:</u>  <i>"Assim, a Nota Técnica nº 274/2009 não exauriu o Método SFA, sequer análise comparativa de resultados entre esses citados Métodos. Para melhor processo, seria importante que houvesse uma seleção do Método a ser adotado análises comparativas, desde as variáveis como os produtos esperados."</i></p>		
	<p><u>Contribuição da ABRATE/ Professor Francisco S. Ramos:</u>  <i>"tem-se apenas oito observações para cada ano, o que dificultaria sobremaneira a aplicação do método DEA, dado que se teria muitas empresas eficientes por default. A estratégia adotada pela ANEEL foi de usar dados em painel, considerando as empresas em anos diferentes como sendo empresas distintas, obtendo, assim, 56 observações. Não há qualquer referência no texto de porque não se pode adotar a mesma estratégia para aplicar o método de fronteira estocástica."</i></p>		

(Fls. 18 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

DADOS UTILIZADOS	<p><u>Contribuição da CEMIG/Quantum:</u>  <i>"Com respeito à variável dummy CTEEP 2006, recomenda-se corrigir o dispêndio do ano de 2006, eliminando o componente extraordinário;"</i></p>	Aceito Parcialmente	<p>Para a CTEEP, foram expurgados da conta de pessoal em 2006 os valores relativos ao PDV realizado pela empresas, de acordo com os valores apresentados na AP 068 em sua contribuição. Para os anos de 2007 e 2008, foram somados à conta de pessoal os valores correspondentes aos superávits atuariais do plano previdenciário no montante de R\$ (96.814mil) e R\$ (68.390mil), respectivamente.</p> <p>No que diz respeito à conta Outros, a mesma não foi considerada pela mesma estar "poluída" com itens de custos, como encargos, que, apesar de contabilmente serem custos operacionais, não corresponderem ao que regulatoriamente é considerado custo operacional. A opção foi discutir estes itens nos processos específicos de revisão tarifária, nos termos descritos nesta NT.</p>
	<p><u>Contribuição da FURNAS/Puc-Rio:</u>  <i>"A Agência não justificou por que foram retirados do custo de O&amp;M os valores correspondentes a Seguros, Impostos, Aluguéis e Arrendamentos. Não esclareceu também quais as informações necessárias para que rubrica "OUTROS" possa ser avaliada. É importante esclarecer a forma pela qual estes itens, ao final, retornarão para o fechamento do cálculo da receita de AO&amp;M das Novas instalações. "</i></p>		
	<p><u>Contribuição da CTEEP/Mercados:</u>  <i>"A CTEEP no ano 2006 realizou um Plano de Demissão Voluntária (PDV), o que levou os seus custos a R\$ 1.227.004mil para esse ano. É claro que o custo do PDV não pode ser tratado como um custo operacional, pois é uma decisão de longo prazo. O tratamento desse PDV dado pela ANEEL consistiu na sua inclusão no 2º estágio como uma variável dummy. Esse tratamento tem duas desvantagens: a) No 1º estágio há uma mistura de Opex com investimento (o PDV pode ser considerado um investimento), resultando em uma estimativa errônea para a empresa nesse ano; b) No 2º estágio a inclusão da dummy implica a perda desnecessária de um grau de liberdade na equação. Um tratamento mais adequado é "limpar" o custo operacional da CTEEP, deixando fora custo do PDV. Deduzindo o custo do PDV (R\$ 475,630mil base 2006 e R\$ 547.034 base 009), o Opex da CTEEP para o ano 2006 fica em R\$ 679.970mil;"</i></p> <p><i>"De acordo com o item 69 da NT 274/2009 a conta Outros não foi considerada nesta etapa do estudo por não apresentar a abertura suficiente no BMP de forma que se possa extrair somente os custos operacionais. Dessa forma, considerá-la introduziria um ruído na análise que poderia afetar os resultados. Entretanto, a conta Outros hospeda custos operacionais representativos e sua desconsideração certamente acarreta uma severa distorção dos resultados e penaliza a transmissora."</i></p>		

(Fls. 19 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

REAGRUPAMENTO DAS EMPRESAS	<p><u>Contribuição da ELETROSUL:</u>  <i>"entendemos que o modelo proposto pela ANEEL não respeita a condição necessária, de homogeneidade entre as unidades produtivas, requerida pelos modelos do tipo DEA. Para confirmar isto, basta observar a seguir, os resultados obtidos pelo modelo proposto pelo regulador."</i>  <i>"Uma das alternativas usuais para corrigir problemas de dispersão e resultados com escores de ineficiência muito elevados - como é o quadro apresentada por, pelo menos, cinquenta por cento das empresas - é a consideração de clusters, nos quais podem ser alocadas as empresas que apresentam menor dissimilaridade - na operação e manutenção das redes - entre si"</i></p>	Não Aceito	<p>Primeiramente, cabe a observação de que uma elevada discrepância entre os parâmetros de eficiência não implica, necessariamente, na existência de heterogeneidade entre as empresas. A forma como tradicionalmente se "corrige" os parâmetros de eficiência para heterogeneidade é através da consideração de variáveis ambientais. Por isso, adotou-se a abordagem DEA em 2 Estágios nesta Nota Técnica.  Discordamos da segregação em dois grupos de empresas tal, como sugerido na contribuição da ELETROSUL, por exemplo, em empresas federalizadas e estaduais, por diversas razões. O fato de uma empresa ser federal ou estadual não implica que a mesma deve ser mais ou menos produtiva, portanto, não se justifica a segregação nestes dois grupos.  Por fim, não encontramos referência na literatura de que as "folgas" no modelo DEA a que se refere ABRATE/Ferreira&amp;Madeira, que interpretamos como se referindo aos "slacks" formados no modelo, são indícios de heterogeneidade no modelo. Ademais, os slacks demonstram o conservadorismo nas estimativas nos parâmetros de eficiência.</p>
	<p><u>Contribuição da FURNAS/Puc-Rio:</u>  <i>"Existe demonstração clara de que as Empresas agrupadas em um único "cluster" são razoavelmente semelhantes conforme concluído pela ANEEL nos parágrafos 35 a 37? Podemos considerar que as correções pretendidas com a inclusão do segundo Estágio do modelo superam as especificidades das empresas, conforme comentado a partir do parágrafo 44?</i>  <i>Estudos realizados pela consultoria Ferreira &amp; Madeira, documento encaminhado a Agência, pela ABRATE, alertam que os próprios resultados obtidos do primeiro Estágio do modelo evidenciam as diferenças entre dois grupos distintos de empresas. De um lado, é nítido o agrupamento das Empresas com operação a nível estadual e de outro, bem definido, surge o grupo de Empresas regionais"</i></p>		
	<p><u>Contribuição da ELETRONORTE:</u>  <i>"Segundo os resultados apresentados na Nota Técnica nº 274/2009, Tabela 4: Correção do Parâmetro de Eficiência - 2008 (fls. 22) e Tabela 5: Parâmetro DEA 2º Estágio - 2008, os coeficientes variaram de 20, 38% a 100% no Método DEA - 1º Estágio e de 44% a 100%, com a inclusão das variáveis ambientais. A dispersão é bastante significativa. Não seria o caso de reavaliar quais variáveis de entrada são mais homogêneas e se seria prudente considerar o Método DEA como a ferramenta mais adequada para balizar as empresas acima citadas? Principalmente por possuírem áreas de atuação bem distintas: algumas são estaduais e outras regionais."</i></p>		



(Fls. 20 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><u>Contribuição da ABRATE/ Ferreira&amp;Madeira:</u>  <i>"Destarte, o modelo proposto pela ANEEL não respeita a condição necessária, de homogeneidade entre as unidades produtivas, requerida pelos modelos do tipo DEA. Para confirmar isto, basta observar a seguir, os resultados obtidos pelo modelo proposto pelo Regulador."</i>  <i>"as estatísticas básicas confirmam a heterogeneidade do conjunto e mostram que a opção de classificar as empresas em um único conjunto, no caso das transmissoras, não é uma alternativa adequada. Observe-se que, para as variáveis MVA, TRAF0 e MODULOS as diferenças crescem para níveis inaceitáveis."</i>  <i>"Após a reprodução e análise dos resultados do modelo da ANEEL AP68/2008 – NT274, primeiro estágio - identificou-se que o principal problema do modelo proposto é o tratamento igual para empresas desiguais. Isto é, a homogeneidade do conjunto de empresas de transmissão, defendida pela ANEEL, não foi constatada. Muito pelo contrário, o que se observou foi uma heterogeneidade bastante acentuada. Isso fica mais evidente quando se observam as folgas do modelo DEA – tabela 7, parágrafo 50."</i></p>		
<p>DEA 1º ESTÁGIO - MODELO</p>	<p><u>Contribuição da CEMIG/Quantum:</u>  <i>"Em caso de se aplicar o DEA recomenda-se seu tratamento como painel, efetuando-se a estimativa da eficiência de cada empresa em cada ano mediante uma análise do DEA independente para cada ano. Deste modo serão atenuados os efeitos estocásticos normais do negócio sob análise"</i></p> <p><u>Contribuição da AFLUENTE:</u>  <i>"...questiona-se a inclusão na análise da empresa CTEEP nos anos 2006 a 2008, período em que a empresa passou do controle público para o privado. Neste período, se verifica forte descontinuidade dos indicadores de custos operacionais e físicos."</i>  <i>"Dadas as implicações para os resultados apresentados, a AFLUENTE entende que, para a correta aplicação da metodologia DEA, a CTEEP deve ser excluída da análise."</i></p>	<p>Não Aceito</p>	<p>Os dados se caracterizam pelo pequeno número de empresas (8 até 2007 e 7 em 2008). Desta forma, a aplicação de qualquer modelo para dados em <i>cross-section</i> não é possível devido ao reduzido número de graus de liberdade. No caso do DEA, uma forma de se tratar o problema é utilizar os dados em <i>pool</i>. A hipótese considerada é de que as empresas são comparáveis como elas mesmas no tempo. Esta hipótese tem como consequência considerar que não houve evolução tecnológica substancial no período. Uma maneira de se avaliar esta hipótese é através da técnica chamada <i>Window Analysis</i>. As simulações realizadas, empregando uma janela de 3 anos, não indicou</p>

(Fls. 21 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><u>Contribuição da CHESF:</u>  <i>"A Aneel não apresentou elementos robustos, com base em resultados de testes devidamente apresentados de forma clara na Nota Técnica nº 274/2009 que justifiquem a adoção do Método DEA para mensuração dos coeficientes de eficiência dos custos operacionais das empresas de transmissão."</i>  <i>"...o documento justifica a inclusão apenas de empresas "razoavelmente homogêneas", no caso FURNAS, CTEEP, CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL, CEMIG, COPEL e CEEE. Evidentemente, a afirmação é bastante discutível, pois necessitaria ser caracterizado o grau de homogeneidade considerado para tratar apenas das empresas acima relacionadas</i>  <i>"A justificativa é de que os poucos trabalhos existentes indicam a presença deste tipo de retorno. Esta hipótese tem implicações diretas sobre que empresas irão constituir a fronteira de melhores práticas, e sobre os valores dos índices de eficiência associados a cada uma delas. Portanto, um argumento mais consistente deveria ser desenvolvido a fim de justificar a adoção de retornos não decrescentes."</i></p> <p><u>Contribuição da ABRATE/ Professor Francisco S. Ramos:</u>  <i>"No sub-ítem 47 é explicitada a adoção de uma tecnologia com retornos não decrescentes de escala para as empresas de transmissão. A justificativa é de que os poucos trabalhos existentes indicam a presença deste tipo de retorno. Esta hipótese tem implicações diretas sobre que empresas irão constituir a fronteira de melhores práticas, e sobre os valores dos índices de eficiência associados a cada uma delas. Portanto, um argumento mais consistente deveria ser desenvolvido a fim de justificar a adoção de retornos não decrescentes. Uma alternativa seria de estimar a fronteira com rendimentos constantes, variáveis e até mesmo com não-convexidades locais (FDH) para verificar qual o impacto sobre os índices de eficiência obtidos, e assim se ter uma boa noção sobre a importância da hipótese adotada. Como se sabe, a adoção de retornos constantes e do método FDH permite construir um intervalo para os índices de eficiência, possibilitando assim uma verificação da solidez dos resultados."</i></p> <p><u>Contribuição da ABRATE/ Ferreira&amp;Madeira:</u>  <i>"Quando existe uma imposição relativa ao tipo de retorno à escala e, para tornar mais homogênea a amostra, deve-se utilizar técnicas de clusterização. A ANEEL optou por um modelo de retornos não decrescentes à escala - sem avaliar as reais tecnologias de produção de cada uma das empresas - as quais podem divergir de empresa para empresa mostrando a não homogeneidade da amostra. Essa premissa, portanto, não prescinde da formação de clusters."</i></p>		<p>evolução relevante na fronteira de eficiência.          Quanto à sugestão de exclusão da CTEEP devido à "verificada forte descontinuidade dos indicadores de custos operacionais e físicos", em nosso entendimento, não vemos neste argumento razão para se expurgar os anos mais recentes da CTEEP da amostra, pois isto não a caracteriza como um <i>outlier</i>.          Quanto aos retornos de escala considerados no modelo esta hipótese se justifica por ser mais compatível com o setor de transmissão, que se caracteriza pela presença de retornos crescentes de escala.</p>
--	---	--	--

(Fls. 22 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

DEA 1º ESTÁGIO - VARIÁVEIS	<p><u>Contribuição da ELETROSUL:</u>  <i>"A qualidade gerenciável deveria ser incluída no primeiro estágio, onde estão as demais variáveis tidas como drivers do custo operacional. Para adequar os valores observados ao modelo DEA sugere-se a normalização dos resultados"</i></p>	Não Aceito	<p>Quanto a inclusão da variável qualidade no 1º Estágio, o tema é controverso. O problema central é o real impacto da qualidade sobre a produtividade das empresas. Esta variável foi considerada no 2º estágio para que seus efeitos possam ser testados. As</p>
----------------------------	---	------------	--

(Fls. 23 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><u>Contribuição da FURNAS/Puc-Rio:</u></p> <p><i>“Por exemplo, linhas de transmissão ao serem grupadas, levando-se em conta apenas sua quilometragem, em prejuízo dos aspectos tensão e potência a elas inerentes, mostraram na Etapa 2 da metodologia a necessidade de fortes correções no resultado produzido pelo modelo Estágio 1, para algumas empresas, variando inclusive o montante de correção em função do cenário estudado.</i></p> <p><i>Neste particular, a PUC-Rio apresentou contribuição encaminhada a Agência, na qual seus pesquisadores discutem a oportunidade de se incluir, já no primeiro Estágio do modelo DEA, Nas variáveis físicas devidamente tratadas, por ponderação dos efeitos potência e/ou tensão a elas inerentes.</i></p> <p><i>No caso de FURNAS, a incorporação do efeito potência, em linhas de transmissão (modelos 1 e 2 – Tabela 4 – Correção dos Parâmetro de Eficiência – 2008), mostrou a necessidade de correção adicional de 16,4%, sobre a eficiência inicial de 28,4% calculada no DEA1. Este procedimento, que leva em conta a influência da potência no vetor de Km de linha, corrige a eficiência inicialmente calculada para FURNAS em 57,7%, caracterizando a necessidade de se agrupar/identificar corretamente as variáveis “produto” usadas para explicar a variável custo (input).”</i></p> <p><i>“Ainda dentro da ótica de que a qualidade e a riqueza de detalhes das variáveis produtos é fundamental para explicar a variável “input - custos”, que o modelo entende como sendo de controle da firma, esclarecemos que nas simulações, até agora realizadas, não foram considerados para a caracterização da rede de transmissão de FURNAS, os seguintes pontos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>(i) o suporte reativo do sistema de transmissão, que é distribuído de forma não equânime entre as empresas;</i></li> <li><i>(ii) a rede de corrente contínua com 1600 km de extensão em 600KVDC;</i></li> <li><i>(iii) os 04 bipolos e o sistema de aterramento das linhas em DC;</i></li> <li><i>(iv) as subestações conversoras de AC/DC;</i></li> <li><i>(v) os diversos filtros de harmônicos instalados no sistema ;</i></li> <li><i>(vi) os banco de capacitores série instalados com propósito de prover maior capacidade de transporte às instalações disponibilizadas;</i></li> <li><i>(vii) a complexidade do sistema de telecomunicações requeridos para operar linhas em alta e extra alta tensão em oito estados brasileiros”</i> </li></ul>	<p>estimativas feitas nesta Nota Técnica indicaram baixo grau de significância estatística. Portanto, a mesma não foi considerada na análise de eficiência.</p> <p>Quanto a proposta de FURNAS/Puc-rio de transformar a variável de nível de tensão, discordamos da proposta por diversas razões. Primeiramente, a variável nível de tensão foi considerada no modelo no 2ºEstágio. Em segundo lugar, a sugestão apresentada implica em assumir um peso para a variável “Nível de Tensão” que necessita de respaldo empírico, não apresentado pela contribuição. O tratamento apresentado pela CTEEP/Mercados é mais adequado, pois os pesos levariam em conta os custos médios de operação e manutenção das redes por nível de tensão. Porém, tais pesos necessitam ser estimados para o Brasil.</p> <p>Quanto à sugestão da consideração na análise das diversas variáveis enumeradas na contribuição de FURNAS/Puc-rio, entendemos que as variáveis considerados como produto no modelo contemplam de maneira exaustiva os ativos das empresas, e fornecem uma boa <i>proxy</i> para o ativo total.</p>
--	---	--

(Fls. 24 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><u>Contribuição da CTEEP/Mercados:</u></p> <p><i>"A abordagem realizada pela ANEEL apresenta dois problemas: a) a variável que representa o comprimento da rede está "poluída" e não é uma boa aproximação à escala da empresa; b) a incorporação de nível de tensão no segundo estágio não soluciona o problema e é uma perda desnecessária de um grau de liberdade na equação. Um tratamento mais adequado é ajustar o comprimento das redes no 1º estágio usando alguma relação dos custos entre os níveis de tensão. Para eliminar as diferenças de custos entre os níveis de tensão das linhas de transmissão, as mesmas foram ponderadas por meio dos custos por km para cada nível de tensão, com base em informação da CIER (Tabela 11). A Tabela 12 mostra o DEA 1º estágio ajustando os km de rede conforme a Tabela 11 e sem o PDV da CTEEP. A grande mudança é nos valores de FURNAS, enquanto os valores da CTEEP permanecem estáveis."</i></p> <p><i>"O tratamento dado pela ANEEL na NT à qualidade do serviço consiste na inclusão dos desligamentos gerenciáveis no 2º estágio do DEA. Esse tratamento não é o mais adequado dado que o objetivo no 2º estágio é capturar os fatores ambientais, isto é, não gerenciáveis. Uma possibilidade é a inclusão da qualidade como mais um produto, usando, por exemplo, o inverso dos desligamentos gerenciáveis (DGE)."</i></p>		
	<p><u>Contribuição da CHESF:</u></p> <p><i>"tem-se, entretanto, uma constatação contraditória, qual seja: após utilizar-se o método de tentativa e erro para replicar os resultados da nota técnica, verificou-se que, ao avaliar a qualidade do serviço prestado, foi utilizada apenas a variável Duração média dos desligamentos gerenciáveis (DGE), um fator gerenciável, como deixa claro o próprio nome. As razões pelas quais a variável Duração média dos desligamentos não gerenciáveis (DNGE) não foi incluída não foram apresentadas. Na verdade, quando se utiliza no modelo Tobit a variável DNGE+DGE o coeficiente da regressão é positivo, correspondendo a um sinal contrário ao esperado (sub-item 92). Como proposta entende-se que essa variável pode ser considerada um produto, mas apenas a parte gerenciável - DGE, a ser aplicada no DEA de 1º Estágio."</i></p>		

(Fls. 25 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

DEA 2º ESTÁGIO - MODELO	<p><u>Contribuição da CEMIG/Quantum:</u>  <i>" Em caso de se utilizar o método de 2 etapas, recomenda-se: (1) Calcular os desvios da equação (4) do parágrafo 51 em relação a média da amostra; (2) Utilizar a técnica de "bootstrapping" na estimação; (3) Escolher só o modelo Tobit 4b para a inclusão das variáveis ambientais; (4) Estimar o Tobit como Painel e não como Seção Cruzada (5) Eliminar a constante na estimação (não no cálculo de ajuste posterior) já que o modelo desvios não requer termo constante; (6) Para o cálculo do custo eficiente considerar a média dos últimos quatro anos, que é o período anterior à revisão tarifária das concessionárias de transmissão objeto deste estudo. Salienta-se que os dados fora deste período já foram avaliados na primeira revisão."</i></p>	Aceito Parcialmente	<p>O modelo final empregado, de acordo com exposto no item III.1.5 e em Simar e Wilson (2007), foi o de regressão truncada e os intervalos de confiança foram estimados através de um método de bootstrap, na medida em que a estrutura da amostra é mais característica de dados truncados e não censurados e a técnica de bootstrap permite estimar de forma mais apropriada os intervalos de confiança, como chamam a atenção CTEEP/Mercados e CEMIG/Quantum. Porém, o questionamento desta última a respeito da constante no modelo, em nosso entendimento, não procede. O significado da constante neste modelo foi discutido nesta Nota Técnica.</p> <p>Não se empregou um modelo de dados em painel no segundo estágio por diversas razões. Primeiramente, a mesma guarda coerência com a estrutura de "pool" adotada no 1º estágio. Além disso, desconhecemos na literatura modelos de regressão truncada com dados em painel que possam a ser adotados na presente análise. Por fim, não nos parece muito claro os ganhos advindos de tal abordagem em relação ao estimador de bootstrap. Quanto ao questionamento levantado pela consultoria Ferreira&amp;Madeira a respeito do fato "das variáveis ambientais trabalhadas no segundo estágio não guardarem uma relação direta com os <i>outputs</i> utilizados para o cálculo da eficiência do primeiro estágio", primeiramente, cabe observar que a afirmação não é precisa. A extensão da rede, por exemplo, guarda uma relação direta com a área de atuação. Em segundo lugar, não é necessário que todas as variáveis ambientais estejam correlacionadas com todos os <i>outputs</i>, ou seja, a existência de correlação entre a variável ambiental e todos os <i>output</i> não é um</p>
	<p><u>Contribuição da FURNAS/Puc-Rio</u>  <i>"A Consultoria Ferreira &amp; Madeira, contratada pela ABRATE, ao ser questionada quanto a variação do adicional de eficiência de cada variável ambiental frente à presença das demais, conforme pode ser observado nos quatro modelos da Tabela 4: Correção do Parâmetro de Eficiência – 2008, se posicionou criticando a qualidade da correlação obtida pelo modelo TOBIT. Acrescentou, ainda, que o aspecto de maior relevância a ser observado é o fato das variáveis ambientais trabalhadas no segundo estágio não guardarem uma relação direta com os <i>outputs</i> utilizado para o cálculo da eficiência do primeiro estágio,"</i></p>		
	<p><u>Contribuição da CTEEP/Mercados:</u>  <i>"O uso do Tobit na 2º estágio não está ausente de problemas. Simar e Wilson (2007), uma das referências bibliográficas usadas pela ANEEL na NT, reportam a existência de uma série de problemas de viés em estudos de dois estágios que empregam métodos não paramétricos no 1º estágio e uma regressão Tobit no 2º estágio. A sugestão dos autores é o uso de uma regressão truncada, melhor que o Tobit, complementado com um duplo exercício de bootstrapping. A análise dos autores sugere que o uso da regressão no 2º estágio ainda está sendo amadurecido pela academia. Nas palavras dos autores: "In terms of coverage of estimated confidence intervals, tobit regression is catastrophic in our Monte Carlo experiments."</i></p>		

(Fls. 26 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><u>Contribuição da CHESF:</u>  <i>"Os modelos utilizados no segundo estágio do DEA não se apresentaram, os quatro propostos, defensáveis econometricamente, pois em determinadas variáveis tem um baixo nível de confiança. Aqui se requer outros testes de significância econométrica, não apresentado na NT 274/09 ANEEL. Os resultados apresentados de insignificância levam a rejeitar os modelos ou expurgar as variáveis "ruins" e formular outra modelagem; mas que seja robusta e consistente."</i>  <i>"Os resultados pretendidos pelo segundo estágio deveriam ser marginais, e não os foram; pois em algumas empresas o valor de correção da ineficiência chegou a ser o dobro do valor de partida, o valor encontrado no DEA 1 estágio."</i></p>		<p>pré-requisito para a mesma ser considerada na análise. Por fim, esta ausência de correlação pode até mesmo melhorar as estimativas do segundo estágio, como discutido na literatura referida nesta NT.</p> <p>Quanto ao questionamento de CTEEP/Mercados da existência de uma série de problemas de viés em estudos de dois estágios que empregam métodos não paramétricos, de fato, a crítica é pertinente. O modelo final contempla as sugestões de Simar e Wilson (2007) para corrigir o problema.</p> <p>Por fim, em relação os baixos valores de p-valor de algumas variáveis consideradas no segundo estágio, entende-se que o modelo final contempla as variáveis mais justificadas do ponto de vista teórico e estatístico.</p>
	<p><u>Contribuição da ABRATE/ Professor Francisco S. Ramos:</u>  <i>"Ainda no item III.3, na tabela 4 (Fls. 20) se tem o resultado do modelo Tobit. De início, é sempre necessário, em qualquer estimação que se faça, que se apresente a tabela completa do output da regressão, com todas as informações relevantes, a fim que se possa evidenciar a significância do que acaba de ser estimado. Não foi o caso aqui. E nos dados apresentados, permite-se extrair conclusões com p-value de 0,56 (desligamento no modelo 1), de 0,28 (remuneração no modelo 2), de 0,23 (rede/área no modelo 2), de 0,45 (rede/área no modelo 3) e de 0,54 (desligamentos no modelo 4). No sub-item 93 o documento argumenta que o p-value é bom em alguns casos, e não diz nada nos outros casos em que é bastante elevado. Entretanto, os resultados da regressão são todos utilizados para efetuar a correção do parâmetro de eficiência, conforme se pode observar na tabela 4 (Fls. 22)."</i></p>		

(Fls. 27 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<p>DEA 2º ESTÁGIO - VARIÁVEIS</p>	<p><u>Contribuição da FURNAS/Puc-Rio:</u>  <i>"Caracterizados através dos gráficos e já parcialmente discutidos pela Agência, os feitos da tensão e potência de linhas, FURNAS questiona por que tais aspectos foram desconsiderados para as variáveis Módulo, Número de Transformadores e MVA?          Para dar continuidade a discussão da qualidade das demais variáveis é necessário estarmos de acordo de que, no trabalho, a ANEEL considerou aspectos de tensão e potência relacionados exclusivamente à linhas de transmissão."          "A desconsideração da qualidade das demais variáveis faz com que o CAPEX/OPEX de um transformador de 1 MVA fique considerado como sendo igual ao de outro de 100MVA, que 1 MVA em 69kV e seja comparável a 1MVA em 765kV e que é possível, com os mesmos recursos, construir, operar e manter um módulo de IB de 69kV ou um módulo de EL em 765kV. Sabemos que simplificações são necessárias para construção de modelos, porém suas consequências devem ser testadas e quantificadas nos resultados."          "O valor da remuneração da mão-de-obra considerado pela ANEEL não corresponde aos valores pagos pelas empresas de transmissão, pois considera a média de todos os salários, independentemente da qualificação profissional dos empregados das concessionárias de transmissão."</i></p> <p><u>Contribuição da ELETRONORTE:</u>  <i>"No item 67, as variáveis representativas do Produto considerados na Tabela 1 (folha 15), devem ser segregadas por níveis de tensão, uma vez que é de conhecimento na prática, que quanto maior o nível de tensão, maior a complexidade da operação e manutenção (p. ex. manutenção de linha viva e esquemas de manobras das subestações). A generalização como quantitativos não reflete as condições de eficiência para as empresas com ativos predominantemente com tensão superior de operação (&gt;500kV)"</i></p> <p><u>Contribuição da CHESF:</u>  <i>"...tomar como remuneração média do setor elétrico a remuneração média na cidade sede para corrigir o índice de eficiência pode ocasionar grandes distorções. A adoção da remuneração média na cidade sede como proxy para a remuneração média no setor elétrico deve ser mostrada ou argumentada como tendo uma forte correlação. O que parece existir é um comportamento salarial no setor elétrico que não guarda uma correlação forte com a remuneração média local."          "Sugere-se que se utilize a base de salário do próprio setor, se essa for uma variável ambiental importante para o segundo estágio de correção da primeira fase do DEA."</i></p>	<p>Aceito Parcialmente</p>	<p>Em relação ao questionamento trazido por FURNAS/Puc-Rio, cabe ressaltar que diversas variáveis foram analisadas e testadas. Em nosso entendimento, com as informações disponíveis, o modelo final contempla as variáveis mais justificadas do ponto de vista teórico e estatístico. Quanto ao questionamento da ELETRONORTE, um indicador de nível de tensão foi considerado no segundo estágio, portanto, o problema recebeu tratamento. Em relação à sugestão de se considerar o nível de remuneração específico do setor elétrico, é importante observar que o indicador necessário, neste caso, diz respeito ao nível de remuneração eficiente. Não há garantias de que as empresas do setor elétrico praticam níveis de remuneração eficientes. Portanto, entende-se como apropriada a consideração de um nível médio de remuneração dada as hipóteses consideradas nesta NT.</p>
-----------------------------------	--	----------------------------	---



(Fls. 28 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><u>Contribuição da AFLUENTE:</u>  <i>"Quanto às variáveis ambientais introduzidas pela ANEEL, a literatura considera o tipo de propriedade (pública ou privada) como um fator que está fora do controle gerencial da empresa.          "...a AFLUENTE entende que, para uma correta aplicação do DEA, a variável dummy tipo de propriedade deve ser considerada no segundo estágio da metodologia."</i></p> <p><u>Contribuição da ABRATE/ Professor Francisco S. Ramos:</u>  <i>"tomar como remuneração média do setor elétrico a remuneração média na cidade sede para corrigir o índice de eficiência pode ocasionar grandes distorções. Primeiro, a adoção da remuneração média na cidade sede como proxy para a remuneração média no setor elétrico deve ser mostrada ou argumentada como tendo uma forte correlação. O que parece existir é um comportamento salarial no setor elétrico que não guarda uma correlação forte com a remuneração média local. Entretanto, conforme foi dito antes, isto também deveria ser checado. De toda forma, utilizar esta proxy deixa, provavelmente, a correção muito vulnerável."</i></p>		
<p>SEGREGAÇÃO RBNI/RBSE</p>	<p><u>Contribuição da FURNAS/Puc-Rio:</u>  <i>"A simplificação de se considerar a relação linear entre o aumento de custos das redes, introduzida pela dificuldade de se retratar o problema dentro da riqueza de detalhes requerida, provoca imprecisão de resultados ao se desprezar a relação entre o CAPEX das novas instalações e dos ativos existente, podendo prejudicar empresas ou consumidores, dependendo desta relação estabelecida."          "FURNAS solicita que esta questão seja melhor esclarecida (justificada), uma vez que no modelo DEA1 o peso da variável MVA foi o único responsável pelo resultado de 28% de sua eficiência relativa, e agora está sendo desconsiderada no rateio da RBNI. Notar também que a exclusão da variável MVA significa aceitar que a inclusão de um transformador 1 MVA ou 300 MVA produz o mesmo efeito relativo no rateio dos custos operacionais das Novas Instalações de transmissão"</i></p> <p><u>Contribuição da COPEL:</u>  <i>"Todo processo de revisão tarifária, projeta a receita que a empresa regulada fará jus para o futuro. Os dados de 2007 representam uma situação passada. A realidade atual da atividade de transmissão da Copel não repetirá mais aquela relação entre ativos blindados e não-blindados. Desta forma solicitamos que a Aneel recalcule a participação de NIs sobre o total de ativos da Copel."</i></p>	<p>Aceito Parcialmente</p>	<p>Quanto ao questionamento de FURNAS/Puc-Rio, a variável MVA não foi considerada por ter se optado por utilizar somente ativos físicos. De qualquer forma, na medida em que foi considerada no primeiro estágio, a variável impacta os custos eficientes estimados.          Em relação ao questionamento da COPEL, na medida em que os valores a serem utilizados são referentes ao ano de 2007, deverá ser acrescido aos custos operacionais o percentual de incremento de ativos em 2008 relativo à 2007.          Por fim, quanto ao ponto levantado em ABRATE/ Professor Francisco S. Ramos, em nosso entendimento, o tema foi tratado na metodologia final proposta nesta Nota Técnica.</p>

(Fls. 29 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><u>Contribuição da ABRATE/ Professor Francisco S. Ramos:</u>  <i>"...no sub-ítem 118 se passa rapidamente por uma hipótese implícita: é dito que "O parâmetro FC será calculado como uma média da relação verificada para as demais empresas entre os custos operacionais eficientes e custo de reposição dos ativos reconhecidos na RAP". A hipótese implícita é de que há uma relação linear entre custo de operação e manutenção e custo de reposição dos ativos: isto realmente procede para o setor?"</i></p>		
<p>APLICAÇÃO DOS RESULTADOS</p>	<p><u>Contribuição da CEMIG/Quantum:</u>  <i>"Recomenda-se realizar uma análise qualitativa que identifique as empresas de melhor desempenho e as de pior desempenho. Mediante a aprovação de custos de eficiência média se assegura coerência de critério com o cálculo e aplicação da taxa WACC do custo de capital.</i>  <i>• Propõe-se aplicar a seguinte equação para a determinação dos custos autorizados de cada empresa i:</i></p> $\text{Custo Aprobado}_i = \text{Min} \left( \text{Custo Real}_i, \frac{\theta_i \cdot \text{Custo Real}_i}{\theta} \right)$ <p><i>Custo Aprobado<sub>i</sub> = min (Custo Real<sub>i</sub>, Custo de fronteira/%Eficiência Média Indústria)</i></p>	<p>Aceito Parcialmente</p>	<p>Em relação a proposta da CEMIG/Quantum, a regra vai de encontro ao princípio de benchmarking adotado na metodologia de definição de custos operacionais para o setor de transmissão, qual o seja, o de custos eficientes.          Quanto os questionamos e sugestões levantados por CTEEP/Mercados e ELETRONORTE, entendemos que o mesmo procede, e as sugestões foram acatadas na metodologia descrita na Nota Técnica Final.          Quanto a afirmação de FURNAS de que "está buscando entre outros aspectos, as razões que levaram a ANEEL a eliminar a normalização feita no ciclo anterior e propor a aplicação dos resultados obtidos de forma direta e punitiva", primeiramente, relembramos que as razões para o não emprego da normalização feita no ciclo anterior estão expostas na própria Nota Técnica, e dizem respeito à consideração na análise de variáveis ambientais. Em nosso entendimento, a consideração de variáveis ambientais justifica a não adoção de uma regra de normalização dos resultados. Em segundo lugar, discordamos que a metodologia proposta nesta Nota Técnica possua natureza punitiva, como afirmado na contribuição.          Por fim, sobre o questionamento da AFLUENTE, em nosso entendimento, o problema foi tratado nesta proposta final.</p>
	<p><u>Contribuição da FURNAS/Puc-Rio:</u>  <i>"FURNAS está buscando, entre outros aspectos, as razões que levaram a ANEEL a eliminar a normalização feita no ciclo anterior e propor a aplicação dos resultados obtidos de forma direta e punitiva."</i>  <i>"No ciclo anterior os níveis de eficiência finais foram normalizadas. Esta medida em muito contribuiu para corrigir eventuais falhas remanescentes no método. Propõe-se que esta normalização seja restabelecida.</i>  <i>Uma outra questão é como passar do cálculo dos níveis de eficiência para as recomendações de cortes de custos. Numa resenha dos métodos adotados, Jamasb, T &amp; M. Pollitt, (2000) mostram que a aproximação da fronteira de eficiência é feita gradualmente ao longo dos anos."</i></p>		
	<p><u>Contribuição da CTEEP/Mercados:</u>  <i>"Mais discutível é o uso assimétrico realizado pela ANEEL dos valores da análise Tobit, premiando só as empresas com variáveis abaixo da média, mas não penalizando àquela com ambientes mais favoráveis."</i></p>		

(Fls. 30 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	<p><u>Contribuição da ELETRONORTE:</u>  <i>"sugere-se que seja alterada a fórmula de correção do 2º estágio da metodologia para que todos os parâmetros obtidos no primeiro estágio sejam alterados. Desta forma, mesmo empresas consideradas 100% no primeiro estágio poderiam ter seus parâmetros reduzidos alterando assim a posição relativa dos parâmetros de eficiência das demais empresas."</i></p> <p><i>"A forma de determinação dos custos operacionais eficientes proposta pela ANEEL não reconhece as empresas mais eficientes com ganho de produtividade obtida durante os ciclos tarifários, apenas as seleciona para ser uma nova referência para as demais empresas que terão seus custos operacionais glosados, prejudicando a rentabilidade dos empreendimentos, notadamente as obras autorizadas (NI's)."</i></p>		
	<p><u>Contribuição da AFLUENTE:</u>  <i>"As economias de escala, característica da atividade de transmissão de energia elétrica, não estão sendo devidamente tratadas na determinação dos custos operacionais das empresas de pequeno porte. Na metodologia, comparam-se indiscriminadamente empresas de elevado porte com aquelas de porte pequeno, como a AFLUENTE."</i></p> <p><i>"...propõe-se que a ANEEL: · Realize uma abordagem mista para incorporar as deseconomias de escala apresentadas pelas empresas pequenas. Esta abordagem consiste na estimação dos custos de operação e manutenção através do DEA e dos custos de administração a partir do emprego de uma ER."</i></p>		

### V – OUTRAS RECEITAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA
<p>Parágrafo 212 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>"212. Assim, visando o compartilhamento dos ganhos decorrentes dessa atividade com os</i></p>	<p><b>Comentários da ABRATE, CEMIG:</b></p> <p>TROCAR A EXPRESSÃO "LUCRO TOTAL" POR "LUCRO LIQUIDO".</p>	<p style="text-align: center;">Aceito</p>	<p>Os ganhos decorrentes do compartilhamento de sistemas de telecomunicações serão compartilhados com os consumidores no montante de 50% do lucro líquido, que é obtido após incidência de impostos e tributos</p>

(Fls. 31 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<p><i>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. Destaca-se que não serão consideradas despesas associadas a esta atividade, visto que estas são de responsabilidade do acessante".</i></p>	<p>212. Assim, 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 líquido será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, conforme preconizado no Contrato de Concessão. Destaca-se que não serão consideradas despesas associadas a esta atividade, visto que estas são de responsabilidade do acessante.</p>		<p>sobre o lucro total.</p>
<p>Parágrafo 215 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>"215. 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".</i></p>	<p><b>Comentários da ABRATE, CEMIG:</b></p> <p>TROCAR A EXPRESSÃO "LUCRO TOTAL" POR "LUCRO LIQUIDO".</p> <p>215. 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 líquido 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.</p>	<p>Aceito</p>	<p>Os ganhos decorrentes da prestação de serviços a terceiros serão compartilhados com os consumidores no montante de 50% do lucro líquido, que é obtido após incidência de impostos e tributos sobre o lucro total.</p>
<p>Parágrafo 217 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>"217. 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,</i></p>	<p><b>Comentários da ABRATE, CEMIG:</b></p> <p>TROCAR A EXPRESSÃO "LUCRO TOTAL" POR "LUCRO LIQUIDO".</p> <p>217. 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 líquido 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</p>	<p>Aceito</p>	<p>Os ganhos decorrentes da prestação de serviços a terceiros serão compartilhados com os consumidores no montante de 50% do lucro líquido, que é obtido após incidência de impostos e tributos sobre o lucro total.</p>

(Fls. 32 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

<p><i>como despesas incorridas na prestação do serviço”.</i></p>	<p>prestação do serviço.</p>		
<p>Parágrafo 220 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:  <i>“220. 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 20% sobre a receita líquida auferida, descontados os impostos, como despesas incorridas na prestação do serviço”.</i></p>	<p><b>Comentários da ABRATE, CEMIG:</b>  TROCAR A EXPRESSÃO “LUCRO TOTAL” POR “LUCRO LIQUIDO”.  220. 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 líquido será da concessionária e a outra parcela será destinada à modicidade tarifária, conforme preconizado no Contrato de Concessão, considerando-se um percentual de 20% sobre a receita líquida auferida, descontados os impostos, como despesas incorridas na prestação do serviço.</p>	<p>Aceito</p>	<p>Os ganhos decorrentes da prestação de serviços a terceiros serão compartilhados com os consumidores no montante de 50% do lucro líquido, que é obtido após incidência de impostos e tributos sobre o lucro total.</p>
<p>Item III.6 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:  <i>“III.6 – Tratamento regulatório de outras receitas”.</i></p>	<p><b>Comentários da Abrace:</b>  Entendemos que a prestação de serviços extraordinários à concessão é possível apenas porque os recursos (pessoal, materiais e serviços) de um modo geral já estão cobertos pelos usuários do serviço de transmissão, sendo que não há despesas específicas necessárias para a prestação de serviços a terceiros. Portanto, a <u>ABRACE propõe uma abordagem mais simples, na qual todos percentuais considerados seriam de 50% da receita auferida com a prestação dos serviços extraordinários a concessão. Evidentemente, no que diz respeito ao</u></p>	<p>Não Aceito</p>	<p>O compartilhamento das receitas auferidas com as atividades extra-concessão está previsto no contrato de concessão das transmissoras. Entretanto, o que se observa é que nem todas as despesas decorrentes dessas atividades, tampouco os impostos e tributos que incidem sobre as receitas auferidas estão cobertos na RAP associada às instalações que são objeto da atividade regulada, portanto, é entendimento da ANEEL que tais ajustes são necessários de</p>

(Fls. 33 do Anexo I da Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009).

	compartilhamento da infra-estrutura, a totalidade da receita deve ser revertida para a modicidade tarifária, em razão das particularidades deste serviço.		forma a garantir que o compartilhamento dos ganhos com outras receitas não impeça a prestação desses serviços.
--	---	--	--

<u>VI – GERAIS</u>			
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	APROVEITAMENTO	JUSTIFICATIVA
<p>Parágrafo 194 da Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL:</p> <p><i>"194. Assim, tem-se as seguintes componentes da Parcela de Ajuste:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>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 do recolhimento destes encargos setoriais dos consumidores livres conectados na Rede Básica.</i></li> <li>• <i>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".</i></li> </ul>	<p><b>Comentários da ABRATE, CEMIG:</b></p> <p>INCLUIR ITEM</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PA CCC/CDE/PROINFA: Parcela a ser adicionada a PA de cada concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, resultante do impacto financeiro decorrente do recolhimento destes encargos setoriais dos consumidores livres conectados na Rede Básica.</li> </ul>	<p>Não Aceito</p>	<p>Esse tema está em estudo pela ANEEL e será tratado em regulamentação específica, a ser editada em momento oportuno.</p> <p>Além disso, a Parcela de Ajuste a ser apurada na revisão refere-se <u>apenas</u> às diferenças ocorridas pelo atraso de 12 meses para realização do 2º ciclo de revisão tarifária das concessionárias de transmissão existentes, além daquelas obtidas pelo impacto do PIS/COFINS das instalações autorizadas que entraram em operação comercial entre julho de 2005 e julho de 2009.</p>



# ANEXO II

Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL  
Brasília, 1º de Dezembro de 2009

## METODOLOGIA E CRITÉRIOS PARA DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA E DO CUSTO DE CAPITAL DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

.....  
Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias (2009-2013)

## Nota Técnica n° 395/2009-SRE/ANEEL

Em 1º de dezembro de 2009.

Processo n.º 48500.006551/2008-38

Assunto: Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de transmissão de energia elétrica.

### I. DO OBJETIVO

O objetivo da presente Nota Técnica é apresentar a metodologia e os critérios a serem adotados pela ANEEL para determinação do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes à Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão – DIT's do sistema interligado nacional autorizadas por meio de resolução específica do órgão regulador (RBNI), como também das transmissoras sujeitas à revisão tarifária das parcelas da Rede Básica e DIT's definidas no anexo da Resolução n°. 166/2000.

2. Sobre esse tema, a ANEEL colocou em audiência pública (AP n° 068/2008) a metodologia a ser utilizada para o cálculo do custo de capital, e estrutura de capital, a ser utilizado na remuneração das concessionárias de transmissão de energia elétrica no segundo ciclo de revisão tarifária. Os resultados da análise das contribuições recebidas e a **atualização dos dados para dezembro de 2008** estão consubstanciados nesta Nota Técnica.

### II. DOS FATOS

3. Nas empresas que prestam serviços básicos de infra-estrutura através de redes fixas, em geral em condições de monopólio natural, como é o caso da transmissão de energia elétrica no Brasil, constata-se um alto nível de alavancagem operativa, o que significa que o capital imobilizado é elevado comparado com os ganhos anuais. Isto implica que a remuneração ao capital é relevante, constituindo aproximadamente 75% da remuneração total, se forem somados a amortização e o retorno sobre o capital.

4. A remuneração total ao capital dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada sobre essa base. A taxa de rentabilidade representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com o risco associado ao empreendimento a ser realizado. A questão de como é medido o risco, como é recompensado e quanto risco assumir são fundamentais em cada decisão de investimento, desde a alocação de ativos até a avaliação. Essa questão define o retorno esperado de um investimento e por isso é de extrema importância o seu correto tratamento.



(Fls. 2 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

5. Em um negócio regulado, a determinação da taxa de retorno é de especial importância, pois decorre não só do forte impacto que tem o valor da taxa nos fluxos de recursos como também do fato de que discrepâncias na determinação desse valor podem implicar que os investimentos não se mostrem atrativos ou não seja produzido um negócio sustentável, fazendo com que o investidor mantenha seus investimentos em um nível inferior ao do ponto ótimo, com o conseqüente impacto na qualidade do serviço prestado. Pelo contrário, se a taxa é fixada em níveis altos, superiores ao ponto ótimo, o negócio regulado ganhará acima do que obteria em uma atividade com relação risco/retorno semelhante, gerando uma distorção de preços. Isto representa uma má alocação de recursos, que prejudica os consumidores do serviço e, indiretamente, toda a economia.

6. Assim, em uma indústria regulada, a definição da taxa de retorno sobre o capital constitui um elemento fundamental para o seu funcionamento, pois é o sinal econômico que orienta, mediante os incentivos adequados, a direção do investimento produtivo, como também produz redistribuição de riqueza entre os agentes afetados (consumidor; acionista).

7. A definição do custo de capital a ser adotado nas indústrias reguladas deve ter como premissa que o custo do capital é o retorno mínimo esperado pelos investidores para angariar recursos para a consecução de um projeto. A complexidade associada à estimação do custo de capital advém da dificuldade em calcular, de forma objetiva, a expectativa dos investidores, principalmente o relacionado ao capital próprio – acionistas. Em razão da ausência de indicadores de mercado para valorar a expectativa de retorno dos acionistas, torna-se necessário o uso de modelos de valoração de ativos que buscam estimar o risco e retorno exigido para o empreendimento.

8. Cabe destacar que o setor de transmissão de energia apresenta características que o fazem se desvincular da percepção de risco da economia como um todo. O modelo de regulação econômica das concessões de serviço público de transmissão é o *revenue cap*, o qual fornece incentivos concretos às empresas para a redução de custos. No caso da transmissão, cabe à concessionária apenas implementar seu projeto adequadamente, dentro de requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, e gerir sua operação e manutenção de modo a garantir a disponibilidade de suas instalações durante o maior tempo possível, pois o único risco que corre a transmissora é a perda de parte da receita por sua indisponibilidade, não tendo qualquer risco relacionado à variação do mercado de consumo de energia elétrica.

9. Pelo lado do custo do investimento no empreendimento de transmissão de energia elétrica, o maior componente é o investimento inicial. No entanto, essa despesa é previsível e sofrerá pouca variabilidade durante sua construção, já que se tem uma idéia razoável a respeito das características geológicas e climáticas e dos impactos sobre o meio ambiente, conforme estudos prévios, no caso de empreendimentos para licitação, e do conhecimento da própria concessionária, no caso de empreendimentos autorizados.

10. Além disso, a outra parcela de custo de interesse, os custos de O&M (operação e manutenção), é praticamente fixa e bastante previsível, envolvendo basicamente custo de pessoal para operação e manutenção das instalações de transmissão. Também, no caso da transmissão, praticamente não existe o risco de inadimplência, pois os usuários do sistema são em número limitado e bem conhecidos, praticamente eliminando esse risco e, conseqüentemente, reduzindo o risco do negócio. Por esses motivos, é possível afirmar que a atividade de transmissão de energia elétrica no Brasil é um empreendimento de baixo risco.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

11. Cabe mencionar que as práticas regulatórias de uso mais difundido no mundo recorrem à utilização de enfoques o menos discricionário possível. Existe um consenso cada vez maior em utilizar métodos padronizados, que seriam os mais adequados e, em conseqüência, a determinação discricional da taxa é uma opção progressivamente menos utilizada. Entre os procedimentos padronizados, o que obtém maior consenso é o método “Weighted Average Cost of Capital” em combinação com o “Capital Asset Pricing Model” para a estimativa do custo do capital próprio (CAPM/WACC)<sup>1</sup>. Outros modelos alternativos, também aplicados para o cálculo da taxa de retorno, é o *Dividend Growth Model* (DGM)<sup>2</sup> e *Arbitrage Pricing Theory* (APT)<sup>3</sup>.

### III. DA ANÁLISE

#### III.1. METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL

##### III.1.1 – Escolha do Modelo

12. A opção feita pela ANEEL para o cálculo do custo de capital é o **Custo Médio Ponderado de Capital (WACC<sup>4</sup>)** em combinação com o “Capital Asset Pricing Model” (CAPM). De acordo com esse modelo, a taxa de retorno de um empreendimento é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do empreendimento.

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

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

onde:

$r_{WACC}$ : custo médio ponderado de capital (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

14. Observa-se que, para determinar o WACC, é necessário conhecer, ou mesmo determinar, a estrutura de capital (proporções dos tipos de capital: próprio (P) e de terceiros (D)), os custos de capital

<sup>1</sup> CAMACHO, Fernando. Custo de Capital de Indústrias Reguladas no Brasil. *Revista do BNDES*. Rio de Janeiro, v.11,n.21, p.139-164, jun.2004.

<sup>2</sup> DGM: baseado na análise dos fluxos de caixa futuros da empresa regulada.

<sup>3</sup> APT: similar ao CAPM, adotando o beta como medida de risco, com a pretensão de estender a análise e permitir a inclusão de outras variáveis explicativas.

<sup>4</sup> WACC vem do inglês *Weighted Average Capital Cost*.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

próprio (rP) e de terceiros (rD) e alíquotas dos impostos sobre a renda (Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido).

15. Já o CAPM, usado no cálculo do capital próprio, é construído sobre a premissa de que a variância de retornos é a medida de risco apropriada, mas apenas aquela porção de variação que é não-diversificável é recompensada, ou seja, parte do risco em qualquer ativo individual pode ser eliminado através da diversificação. Assim, pode-se dividir o risco em duas partes:

- *Risco sistemático*, proveniente do sistema, ou seja, que está relacionado com os ativos negociados no mercado. Também chamado de risco não-diversificável ou risco de mercado, que é inerente ao próprio negócio;
- *Risco não sistemático*, proveniente das características de cada ativo ou de um pequeno grupo de ativos, sendo intrínseco à atividade. Também chamado de risco específico e risco diversificável.

16. O método assume que o prêmio de risco requerido pela ação é proporcional ao seu coeficiente *beta*, o qual mede a volatilidade e indica a variação dos retornos da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário. Portanto, o *beta* de um título nada mais é do que uma medida de risco de um título em uma carteira ampla e significa o quanto esse título deverá variar quando o mercado variar de uma unidade percentual, ou seja, é a sensibilidade das ações às variações percentuais do valor da carteira de mercado.

17. Nesse modelo, o retorno esperado sobre o ativo será a soma de uma taxa livre de risco e um retorno associado a um risco não-diversificável, o que faz com que o retorno esperado varie linearmente com relação ao beta do ativo. Dessa forma, o CAPM relaciona um ativo com a carteira a que pertence através da linha de mercado de títulos, conforme a figura a seguir:

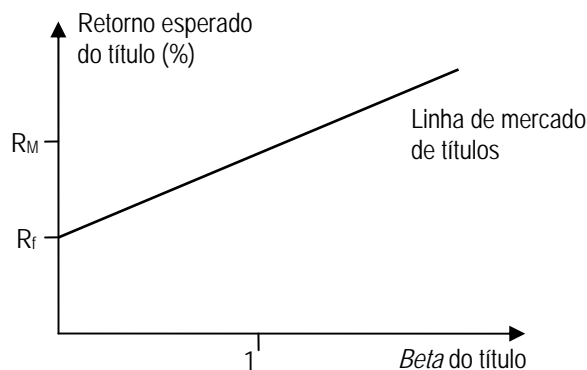


Figura 1: Linha de Mercado de Títulos

18. Matematicamente, o modelo CAPM tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$\bar{R}_i = R_f + \beta_i (\bar{R}_M - R_f) \quad (2)$$

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

onde:

$\bar{R}_i$ : retorno esperado do ativo ou carteira *i* (ou custo do capital próprio);

$R_f$ : retorno do ativo sem risco (ou taxa livre de risco);

$\beta_i$ : beta do ativo ou carteira *i* (ou índice do risco sistemático);

$\bar{R}_M$ : retorno esperado da carteira de mercado;

$(\bar{R}_M - R_f)$ : prêmio de risco do mercado acionário.

19. Essa equação, conhecida como linha de mercado de títulos, descreve a combinação de equilíbrio de retornos esperados e beta de todas as carteiras possíveis de serem construídas. O retorno esperado de um título ou carteira está linearmente relacionado ao prêmio de risco do mercado acionário.

20. Existem diversas dificuldades no uso do CAPM para calcular o custo de capital próprio, em razão das hipóteses bastante fortes sobre os agentes econômicos e as características dos mercados de capitais. O mercado em equilíbrio, subjacente ao modelo CAPM<sup>5</sup>, possui as seguintes características:

- a) Informação perfeita: não há assimetria de informação entre os agentes;
- b) Investidores racionais: todos os agentes maximizam a sua função utilidade de acordo com o *trade-off* risco-retorno. Dado as informações perfeitas e a racionalidade humana, as expectativas são homogêneas;
- c) Mercado Competitivo e Custo de transação igual a zero: não há estrutura de mercado, taxas ou quaisquer outras restrições à livre competição e circulação de recursos.

21. É certo que do ponto de vista da consistência conceitual, o ideal seria estimar um CAPM local, determinando a taxa livre de risco, o prêmio de mercado e o beta sobre o mercado acionário local. Entretanto, em geral isto não é possível devido, entre outros, aos seguintes aspectos:

- i. a qualidade e quantidade das informações disponíveis não o permitem, especialmente às relacionadas às empresas de transmissão de energia elétrica;
- ii. os mercados de capitais não são amadurecidos e a diversificação de ativos é limitada;
- iii. as séries de tempo não são suficientemente extensas;
- iv. os fortes desequilíbrios macroeconômicos geram altas volatilidades dos papéis;
- v. tem-se baixa liquidez em muitos casos, etc.

22. Como exemplo da impossibilidade de aplicação da metodologia diretamente ao mercado brasileiro, é ilustrativo o fato de que das empresas listadas no Índice de Energia Elétrica da Bolsa de Valores de São Paulo (IEE-BOVESPA)<sup>6</sup>, apenas 6 (seis) possuem ativos de transmissão de energia elétrica, sendo que destas apenas duas constituem-se empresas de transmissão "puras", que não contém na base de remuneração ativos vinculados às atividades de geração, distribuição ou comercialização de energia.

<sup>5</sup> ASSAF NETO, Alexandre. *Mercado Financeiro*. 3º Ed, São Paulo: Atlas, 2000; e VARIAN, Hal R. *Microeconomia: Princípios Básicos*. Tradução da 5ª Edição Americana, Rio de Janeiro: Campus, 2000.

<sup>6</sup> A liquidez exigida para constar no IEE-BOVESPA é a presença de negociação de ações em pelo menos 80% dos pregões, nos quais foram celebrados pelo menos 2(dois) negócios com o ativo.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Tabela 1 – Empresas Listadas no IEE-BOVESPA

Empresa	Atividade
Transmissão Paulista - CTEEP	T
TERNA - TSN e Novatrans Energia S.A	T
Eletrobras	D, G e T
LIGHT	D, G, T e C
COPEL	D, G, T e C
CEMIG	D, G, T e C
COELCE	D
Equatorial	D
CPF Energia	D, G e C
Energias BR - EDP	D e G
CESP	G
Eletropaulo	D
CELESC	D e G
AES Tietê	G
Tractebel	G

23. Assim, um caminho alternativo para cálculo do custo de capital próprio para empreendimentos de transmissão de energia elétrica no mercado brasileiro é calcular o custo de capital a partir do CAPM aplicado ao mercado de transmissão de energia elétrica dos Estados Unidos, com a adaptação de risco associado às especificidades do mercado local. Desse modo, ao CAPM padrão adicionam-se o prêmio de risco Brasil ( $r_B$ ) e adapta-se o *beta* calculado para o mercado norte-americano com a estrutura de capital e carga tributária brasileiros. A expressão do custo de capital próprio torna-se então:

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (3)$$

onde:

$r_{CAPM}$  : custo de capital próprio;

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

$\beta$  : beta alavancado de acordo com o setor regulado;

$r_B$  : prêmio de risco Brasil;

24. Adiante será demonstrado o cálculo realizado para cada um dos componentes do WACC, qual seja a Estrutura de Capital, Custo de Capital Próprio e Custo de Capital de Terceiros.

### III.1.2 – Fatores que Afetam o Custo de Capital

#### III.1.2.1 – Estrutura de Capital

25. A estrutura de capital diz respeito às participações de capital próprio e de capital de terceiros no capital total investido por uma empresa. A definição de uma estrutura ótima de capital tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não necessariamente se confunde com a estrutura de capital efetiva da empresa.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

26. De um modo geral, a estrutura ótima de capital é definida como aquela estrutura que, dado o grau de risco envolvido no negócio e a existência de proteções fiscais para pagamentos de juros incidentes sobre dívida, apresenta participações de capital (próprio e de terceiros) que conduzem ao mínimo custo de capital, representando, assim, uma alocação de capital eficiente.

27. A determinação da estrutura ótima de capital é essencial para o uso do modelo de Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) e, conseqüentemente, para o cálculo da taxa de retorno do ativo de transmissão. De acordo com esse modelo, a taxa de retorno aceitável de um projeto é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital. Usualmente, trabalha-se com uma versão mais simples do WACC, onde os diferentes tipos de capital próprio são agrupados em uma única conta de capital próprio e os diferentes tipos de capital de terceiros agrupados em uma única conta de dívidas. Se uma firma tivesse apenas ativos de transmissão, a taxa de retorno aceitável dos ativos seria aquela a qual o fluxo de caixa fosse suficiente para remunerar o capital de terceiro e o capital próprio da firma, além de despesas operacionais, impostos e outros. Assim, sabemos que a taxa de retorno adequada de um ativo de transmissão eficientemente gerenciado se aproxima do WACC de uma empresa eficiente que tenha apenas ativos de transmissão. Essa empresa eficiente, teoricamente, apresentaria uma estrutura ótima de capital.

### III.1.2.1.1 – Teoria da Estrutura Ótima de Capital<sup>7</sup>

28. A discussão sobre a estrutura ótima de capital inicia-se a partir de duas teses que polarizam essa discussão teórica acerca de sua relevância para o valor das empresas: a de Durand (1952), que enfatiza a existência de uma estrutura de capital ótima e a de Modigliani e Miller<sup>8</sup> (1958), segundo a qual a forma como as empresas se financiam, sob certas condições, é irrelevante.

29. Para Modigliani e Miller (*op. cit.*), sob certas condições previamente estabelecidas, não existe uma combinação ótima de endividamento e capital próprio que minimize os custos de financiamento da empresa, maximizando assim seu valor. Esses autores afirmam que a forma como as empresas se financiam é irrelevante, desde que sejam observadas as seguintes premissas:

- i. ausência de custos de falência;
- ii. todas as empresas situarem-se na mesma classe de risco;
- iii. ausência de tributação pessoal;
- iv. ausência de crescimento nos fluxos de caixa das empresas;
- v. ausência de assimetria de informação e de custos de agência.

30. Para esses autores, o valor de uma empresa não-alavancada deveria ser igual aos seus fluxos de caixa operacionais esperados, após tributação, descontados perpetuamente ao custo do capital

---

<sup>7</sup> Para maiores detalhes, ver:

COPELAND, T.E. WESTON, J.F. *Financial Theory and Corporate Policy*. 3. ed., 1988.

ROSS, S.; R. WESTERFIELD, J. JAFFE. *Administração Financeira*. São Paulo: Editora Atlas. 2002.

DAMODARAN, A. *Damodaran on Valuation Security Analysis for Investment and Corporate Finance Tools*. John Wiley & Sons, United States of America. 1994.

FAMA, E.; E J. MACBETH. Risk, Return and Equilibrium: Empirical Tests. *Journal of Political Economy*, V. 71, Mar/Jun, p. 607-636. 1973.

HARRIS, M.; RAVIV, A. Theory of capital structure. *Journal of Finance*, v.46, n.1, mar. 1991.

<sup>8</sup> MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H. The Cost of Capital, Corporate Finance and the Theory of Investment. *American Economic Review*. v. 48, p. 201-297. 1958.

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

próprio não-alavancado. Tais fluxos, em uma empresa que não apresentasse crescimento (premissa do modelo), deveriam ser dados pelo resultado operacional (receita total menos custos fixos, variáveis e despesas de depreciação – como não há perspectiva de crescimento, novos investimentos apenas cobrem a depreciação ocorrida nos ativos) após tributação. Nessa empresa, todos os fluxos gerados seriam destinados aos acionistas.

31. Já em uma empresa alavancada, os fluxos líquidos gerados deveriam ser divididos entre os acionistas e os credores. Dessa forma, seu valor seria dado pelo resultado operacional dividido pelo custo do capital próprio (valor da empresa se ela não fosse alavancada), mais o benefício fiscal dos juros devidos aos credores descontado a uma taxa livre de risco (também é premissa do modelo a ausência de custos de falência). Por essa definição, quando a tributação sobre os rendimentos da empresa for igual a zero, o valor da empresa alavancada é exatamente igual ao valor da empresa não-alavancada.

32. Essa constatação pode ser confirmada pela Proposição I, formulada por Modigliani e Miller (*op. cit.*): "*Na ausência de imperfeições do mercado, tais como tributos, o valor de mercado de uma empresa independe de sua estrutura de capital, sendo dado unicamente pela expectativa de seus resultados operacionais futuros, descontados ao custo do capital próprio*".

33. Por outro lado, havendo dedutibilidade dos juros pagos, o valor de mercado de uma empresa cresce à medida que ela se endivida, já que o aumento no endividamento implica em aumento do benefício fiscal apurado, e o seu custo de financiamento declina, pelos mesmos motivos. Portanto, na ausência de custos de falência e de tributos sobre a renda pessoal, a empresa deveria financiar-se totalmente com recursos de terceiros.

34. Mais tarde, Miller (1977) reconheceu que a incorporação no modelo de tributos pessoais também poderia afetar o valor da empresa. A inclusão da tributação pessoal diminui o benefício gerado pela alavancagem no sentido de que, pagando impostos sobre seus ganhos, os credores exigirão maiores taxas de juros de forma a compensar a perda para o fisco, aumentando o custo do endividamento. A descoberta de Miller teve importantes implicações sobre a estrutura de capital da empresa, indicando que os benefícios do endividamento poderiam não ser tão grandes assim.

35. Posteriormente, os custos de falência passaram também a ser considerados possíveis indutores de mudanças no custo de capital de uma empresa. Os custos de falência têm influência sobre o valor de uma empresa alavancada, reduzindo-o, porque seus fluxos passam a ser divididos não apenas entre acionistas e credores, mas adicionalmente com terceiras partes. Assim, havendo custos de falência, o WACC da empresa não mais será descendente à medida que uma empresa se endivida mas terá uma forma de "U", revelando que o endividamento apenas traz benefício até o ponto em que ele não comprometa a saúde financeira da empresa.<sup>9</sup>

36. Vale destacar, ainda, a abordagem de assimetria de informação, descrita por Myers<sup>10</sup> e Majluf (1984), em que se reconhece que as informações relevantes não estão distribuídas uniformemente no mercado de capitais, de tal forma que os administradores das empresas são mais bem informados do que os investidores de uma forma geral, fazendo com que haja um efeito de sinalização quando as empresas anunciam determinadas mudanças de política financeira. A implicação da teoria da sinalização ou da

<sup>9</sup> FAMA, R.; PEROBELLI, F.F. Fatores Determinantes da Estrutura de Capital: aplicação a empresas de capital aberto no Brasil.

<sup>10</sup> MYERS, S. C. Determinants of Corporate Borrowing. *Journal of Financial Economics*. 5. p. 147- 176. 1977.

\_\_\_\_\_. The Capital Structure Puzzle. *The Journal of Finance*. v. 39. n. 3, p. 575 a 592. 1984.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

informação assimétrica para o estudo da estrutura de capital é que as empresas devem manter uma reserva de capacidade de endividamento, a ser usada quando aparecerem boas oportunidades de investimento. Agindo assim, elas não precisariam emitir ações e, conseqüentemente, emitir sinais errados aos investidores. Sendo assim, a estrutura de capital das empresas deve conter uma parcela menor de dívida do que seria considerado ótimo, caso o efeito da informação assimétrica não fosse levado em consideração. Nesse sentido, um uso muito elevado de dívida traz consigo o custo de emissão de ações para financiamento de investimentos.

37. Nessa direção, surgiu também uma nova teoria denominada teoria do *pecking order*, que alguns têm traduzido por teoria da ordem de preferência, sendo seu principal mentor o mesmo Myers (1984). Essa teoria considera que as empresas preferem prioritariamente fazer uso de recursos gerados internamente e somente em última instância recorreriam à emissão de novas ações, por conta dos efeitos adversos proporcionados pela existência de assimetria de informação no mercado. Assim, a ordem de prioridade das empresas quando se trata de formas de financiamento é a seguinte: lucros acumulados (e depreciação), dívida e novas ações ordinárias.

38. Destaca-se ainda, a teoria de estrutura de capital ótima, denominada teoria do *trade-off*, que considera que o nível ótimo de endividamento das empresas seria atingido pela combinação de dois fatores que atuam como forças contrárias. Por um lado, teríamos o efeito das economias fiscais, agindo no sentido de incentivar o uso de dívidas e, por outro lado, teríamos o efeito dos custos de falência esperados, que surgem em função da maior propensão de uma empresa se tornar seriamente inadimplente diante de uma situação de alto endividamento<sup>11</sup>.

### III.1.2.1.2 – Avaliação de metodologias para cálculo da estrutura de capital

39. Existem diversas metodologias que vêm sendo utilizadas por reguladores de diferentes países no mundo para a determinação da estrutura ótima de capital<sup>12</sup>. É importante ressaltar que alguns fatores devem ser levados em consideração na busca de uma metodologia adequada para um determinado país como, por exemplo:

- i. Os diferentes custos implícitos nas alternativas de utilização de capital (próprio e de terceiros);
- ii. A existência de proteções fiscais para pagamentos de juros incidentes sobre dívidas;
- iii. A estrutura média de capital de empresas comparáveis, isto é, empresas que atuam em negócios e que têm características de risco semelhantes às das empresas analisadas, seja no Brasil e em outros países;
- iv. Os condicionantes de mercado que afetam a aquisição de capital próprio e de terceiros;

<sup>11</sup> NAKAMURA, W.T.; MARTIN, D.M.L; KAYO, E.K. Proposta para a Determinação da Estrutura de Capital Ótima, na Prática. *Revista de Administração UNISAL*. ano 01. n. 01. Americana. jul/dez. 2004.

<sup>12</sup> CHISARI, O.; M. PARDINA; M. ROSSI. *The Cost of Capital in Regulated Firms: The Argentine Experience*. mimeo, Working Paper n. 8, CEER - Centro de Estudios Económicos de la Regulación. Maio. 2000.

COMISSION NACIONAL DE ENERGIA. *Informe 14/2001 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2002*. Dezembro. 2001.

OFFICE OF THE REGULATOR GENERAL, VICTORIA. *Electricity Distribution 2001-2005*. v 1. Dezembro. 2000

QUEENSLAND COMPETITION AUTHORITY. *Electricity Distribution: Asset Valuation, Depreciation and Rate of Return*. 1999.

THE ALLEN CONSULTING GROUP. *Methodology for updating the regulatory value of electricity transmission assets*. Report to the Australian Competition and Consumer Commission. Agosto. 2003



(Fls. 10 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

- v. As alternativas de estrutura adequadas ao menor custo de capital e à eficiência na alocação de capital.

40. Em termos gerais, pode-se destacar três enfoques principais para determinar a estrutura de capital:<sup>13</sup>

- i. **"Benchmarking" financeiro:** Esta comparação pode ser realizada sobre o mercado local ou sobre o mercado dos Estados Unidos, por exemplo. Apresenta as mesmas dificuldades que o cálculo do parâmetro *beta*, com respeito ao *trade-off* existente entre qualidade da informação e possibilidade de comparar. Decidindo-se privilegiar a qualidade da informação, em alguns casos se deverá recorrer a ajustes adicionais.
- ii. **Definição endógena:** É um método de determinação da percentagem ótima de participação do endividamento a partir da definição dos níveis de cobertura de juros de dívida no *cash flow* de cada empresa. É muito consistente do ponto de vista financeiro e, além disso, representa um enfoque realista, pois considera um dos indicadores fundamentais na avaliação das instituições creditícias para atribuir sua oferta de empréstimos. Entretanto, sua aplicação efetiva implica realizar uma avaliação caso a caso, em que intervêm variáveis fora da gestão da empresa. Estes aspectos afetam a precisão da estimativa realizada com este método, limitando sua utilização na prática.
- iii. **Quantificação da estrutura ótima de capital:** Método que consiste em minimizar o custo médio de capital, a partir da determinação do nível de endividamento ótimo.

41. As duas últimas alternativas resultam muito interessantes do ponto de vista conceitual, mas de difícil aplicação no terreno empírico, sendo essa uma das razões pela preferência na aplicação da primeira alternativa, especialmente no caso dos órgãos reguladores. Assim, uma das metodologias mais comuns é a média (aritmética ou ponderada) da razão capital próprio sobre ativos totais de uma amostra de empresas do setor em determinado ponto no tempo. Embora seja de fácil aplicação, este método deve ser usado com cautela e em situações cuja amostra seja de fato representativa do conjunto de empresas do setor estudado.

42. Um exemplo do uso dessa metodologia é a Australian Competition and Consumer Commission (ACCC)<sup>14</sup>, que é responsável pela determinação das tarifas das empresas de transmissão de energia elétrica na Austrália. A ACCC tem adotado um nível de alavancagem de 60% que representa uma espécie de "*benchmark*" para o setor.

43. Outra metodologia disponível é a que foi adotada pelo regulador do sistema elétrico inglês, o Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), na revisão tarifária da National Grid Company (NGC), a empresa de transmissão de energia elétrica que atende a Inglaterra e o País de Gales<sup>15</sup>. O regulador inglês estabeleceu um intervalo de 60% a 70% para a razão dívida/capital total, conhecida como "gearing". No cálculo desse intervalo, o OFGEM levou em consideração o impacto de aumentos no nível de alavancagem sobre o custo e a disponibilidade de financiamentos através de dívida e de capital próprio para a NGC. Além disso, usou técnicas de modelagem financeira para avaliar os efeitos desses aumentos sobre a classificação de risco da NGC de acordo com agências de risco.

<sup>13</sup> Nota Técnica nº 1 – CSPE. *Metodologia para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado*. Outubro. 2003.

<sup>14</sup> ACCC AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. *Statement of Principles for the Regulation of Transmission Revenues – Decision*. Dezembro. 2004

<sup>15</sup> OFGEM. *The Transmission Price Control Review of the National Grid Company from 2001*.  
\_\_\_\_\_. *Review of Transco's Price Control from 2002 - Final Proposals - September 2001*.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

44. Essa modelagem financeira teve como pressuposto a manutenção da classificação de risco do tipo "investment grade" por parte da NGC, ou seja, o intervalo escolhido para o nível de alavancagem, chamado de eficiente pelo OFGEM, foi o compatível com aquela classificação de risco da NGC.

### III.1.2.1.3 – Análise da estrutura de capital das empresas de transmissão no país

45. Antes de avaliarmos a estrutura de capital das empresas transmissoras brasileiras é preciso discutir as formas de mensuração deste parâmetro. Definindo de forma simplificada, a estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor num investimento específico. Há duas fontes, capital próprio e de terceiro. No balanço patrimonial, o primeiro irá compor o patrimônio líquido e o segundo o passivo exigível.

46. Em estudos aplicados, há diversas maneiras de se calcular estrutura de capital. Para representar o capital de terceiro, pode-se utilizar a dívida total (Passivo Exigível) ou dívida onerosa. Para representar o capital próprio, pode-se utilizar o patrimônio líquido ou o valor dos ativos. A ANEEL vem utilizando como *proxy* para o capital próprio o patrimônio líquido e para o capital de terceiro a dívida total, desde o primeiro ciclo de revisão da distribuição.

47. As alternativas à fórmula de cálculo aplicada pela ANEEL possuem alguns inconvenientes. No caso da dívida onerosa, a mesma pode não estar associada somente ao financiamento do ativo imobilizado em serviço, mas a diversos outros tipos de desembolso. Quanto à utilização do valor de mercado do ativo, o problema maior é sua alta volatilidade e o fato de um conjunto de empresas brasileiras não possuírem ações negociadas em bolsa. Além deste ponto, adotando somente as empresas licitadas recentemente como o universo de análise amostral, as diferenças entre o valor contábil e o da dívida onerosa serão limitadas, pois essas empresas investem quase a totalidade de seus recursos nos ativos de transmissão, enquanto que o valor contábil será minimamente afetado por efeitos temporais como a da inflação. Assim, a forma de cálculo de estrutura de capital pela qual a ANEEL fez opção, a média da amostra das transmissoras licitadas, é mais atraente.

48. A estrutura de capital será então calculada da seguinte forma:

$$\textit{Capital de Terceiros} = (\textit{Passivo Exigível}) / (\textit{Total do Passivo})$$

$$\textit{Capital Próprio} = (\textit{Patrimônio Líquido}) / (\textit{Total do Passivo})$$

49. Um fator importante que pode causar algumas distorções neste cálculo é o efeito do fluxo de caixa do negócio sobre o balanço patrimonial. Uma característica marcante do setor de transmissão brasileiro é que o mesmo possui um grande aporte inicial de recursos, quando se instala o projeto, e posteriormente há baixos níveis de investimentos sobre estes ativos. Logo, irá se observar ao longo do tempo uma diminuição natural da dívida contraída no momento inicial devido à amortização desta ao longo do tempo. Ao mesmo tempo, os resultados da empresa irão afetar seu patrimônio líquido. Este efeito pode ser observado no gráfico abaixo, que ilustra a evolução da estrutura de capital média das empresas licitadas, por ano de operação.

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

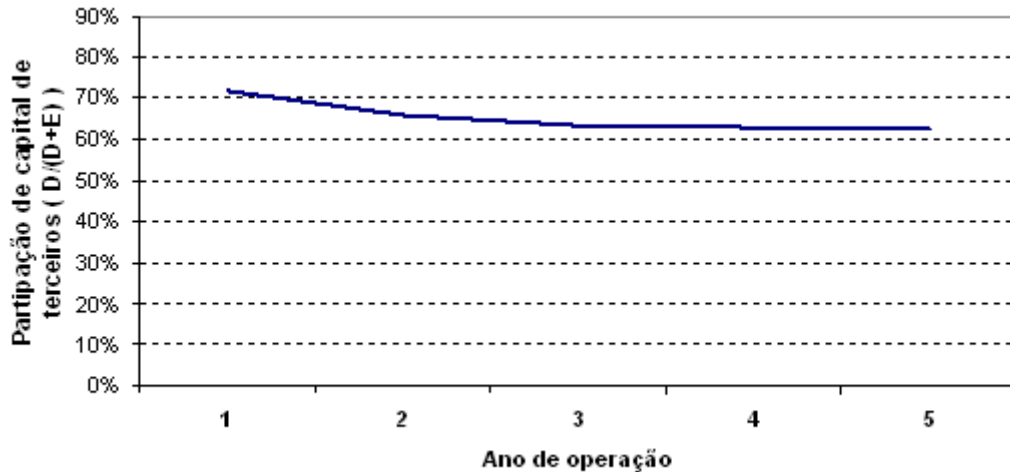


Figura 2: Evolução da Estrutura de Capital de Empresas Transmissoras Licitadas (média)

50. Dessa forma, conclui-se que é preciso avaliar as especificidades do setor, ou mais precisamente, das empresas do setor e das características do negócio, na definição da metodologia de cálculo da estrutura de capital.

51. A esse respeito, é preciso levar em conta também que as empresas se diferenciam bastante quanto ao tipo de contratos de concessão de transmissão que possuem. Estes definem as parcelas de receita que são atribuídas a cada tipo de instalação de transmissão. 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 n.º 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. Essas empresas são comumente denominadas Empresas Existentes.

52. 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 n.º 166/2000, são por elas implementados por meio de autorizações expedidas pela ANEEL. As RAP's associadas a esses reforços são caracterizadas pelas parcelas denominadas **RBNI (Rede Básica Novas Instalações)** e **RCDM (Demais Instalações de Transmissão)**, que são as parcelas correspondentes às novas instalações autorizadas e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução ANEEL n.º 167/ 2000, ou ainda as instalações de conexão contratadas diretamente das concessionárias, nos termos das Resoluções n.º 489/2002 e n.º 158/2005.

53. A partir de 2000 a expansão do sistema interligado nacional se deu através de leilões de linhas de transmissão. Desde então, diversos grupos empresariais passaram a atuar no segmento de transmissão, multiplicando o universo de empresas atuantes. Surgiu então um segundo grupo de empresas cujos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica foram obtidos mediante licitação, na modalidade de leilão público. Essas empresas são denominadas Empresas Licitadas.

54. Além dessa diferenciação, as empresas do setor se diferenciam também quanto ao tipo de propriedade, se pública ou privada. A esse respeito, em sua grande maioria, as empresas existentes são

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

públicas e as empresas licitadas são privadas, apesar de haver exceções, como é caso da CTEEP, empresa privada que possui contratos de RBSE e RPC. As empresas públicas, por sua vez, têm aumentado sua presença nas licitações de linhas de transmissão, em muitos casos, formando-se consórcios.

55. Outro aspecto importante trata-se do fato de algumas empresas existentes não serem totalmente desverticalizadas, ou seja, seus balanços contemplarem também valores relativos ao segmento de geração. Este fato pode distorcer os valores de estrutura de capital, pois a lógica dos financiamentos no segmento de transmissão é bastante diferente do segmento de geração.

56. As empresas estatais do setor elétrico, por sua vez, possuem características próprias quanto ao nível de captação de recursos, custo da dívida e distribuições de dividendos. Desde a crise fiscal da década de 80, a maioria das empresas estatais foram inseridas no Plano Nacional de Desestatização (PND) ao longo da década de 90, sendo que uma dos pilares do PND era o saneamento financeiro das empresas como preparação para privatização.

57. Na política de distribuição dos dividendos das empresas estatais, é definido que 25% do lucro líquido tem que ser distribuído a título de dividendos, ficando as empresas livres para definir em seus estatutos e assembleias gerais o destino do restante dos lucros. Ressalta-se que em algumas empresas do setor, 50% do lucro têm que ser reinvestidos de acordo com o estatuto social, diminuindo, dessa forma, a necessidade de captar recursos de fontes externas.

58. Essas características afetam profundamente os valores de dívida e patrimônio líquido encontrado nos balanços das empresas transmissoras. Em especial, é nítida a diferenciação entre as empresas existentes e as empresas licitadas. As primeiras tendem a apresentar nos balanços valores de dívida (Passivo Exigível) baixos relativamente aos valores de patrimônio líquido. Além disso, se diferenciam bastante entre si. Já as empresas licitadas tendem, em geral, a apresentar valores mais homogêneos e estrutura de capital mais alavancada.

### III.1.2.1.3 – Determinação da estrutura ótima de capital das empresas de transmissão

59. Conforme Berg *et. al.* (2007)<sup>16</sup>, é comum encontrar duas formas de definição de estrutura ótima de capital para um setor regulado através da observação empírica. Um primeiro método parte do nível médio de alavancagem de todas as companhias reguladas. Entretanto, como argumenta o autor, este método pode não ser apropriado por não considerar a possibilidade de empresas não se encontrarem em seus níveis ótimos de alavancagem por uma série de razões. Um segundo método, menos suscetível ao problema, é o de usar uma amostra de empresas similares (*peer group*)<sup>17</sup>.

60. O autor supracitado ressalta que o objetivo numa metodologia de WACC é o cálculo do custo de uma empresa eficiente operando num setor específico. Dessa forma, a estrutura ótima de capital deve refletir níveis de alavancagem eficientes. Por isso, o termo "ótimo" para definir a estrutura de capital. Assim, é natural que ao se observar empresas num determinado segmento é importante avaliar se possuem boas práticas de gestão, inclusive de alavancagem. Uma estrutura de capital é eficiente se minimiza o custo de

<sup>16</sup> BERG, P. *et al.*. *WACC for the fixed telecommunications net in Sweden*. Outubro. 2007. Copenhagen Economics.

<sup>17</sup> Este tema também é tratado no artigo do Independent Regulators Group: *IRG – Regulatory Accounting. Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation*. Fevereiro. 2007. p. 33.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

capital. Empresas que apresentam um padrão muito diferente da média do setor podem ser consideradas empresas ineficientes.

61. Da discussão anterior conclui-se que a definição da amostra de empresas a serem consideradas na estimativa da estrutura ótima de capital, a fim de evitar distorções neste cálculo, deve observar um conjunto de aspectos. Um primeiro se refere ao fato da empresa possuir valores referentes a ativos de geração em seus balanços patrimoniais, o que pode distorcer sobremaneira os valores específicos do segmento de transmissão.

62. Um segundo aspecto trata-se do próprio histórico da empresa. Como discutido anteriormente, os balanços de algumas transmissoras podem estar influenciados por características específicas, como planos de governo e políticas de dividendos. Estes fatores podem afetar a estrutura capital destas empresas, afastando-as dos níveis ideais de alavancagem.

63. Um terceiro aspecto se refere ao período onde se concentrou os investimentos dessas empresas. Empresas bastante antigas, em face das características específicas de baixos níveis de investimentos no segmento de transmissão, podem apresentar em seus balanços dívidas já bastante amortizadas. Ou seja, seus balanços não refletem as reais condições de financiamento dos investimentos.

64. Por fim, cabe observar que utilizar condições de financiamento de investimentos realizados distantes no tempo contraria o conceito de Valor Novo de Reposição aplicado na Base de Remuneração. Ou seja, na medida em que o objetivo da metodologia de VNR é avaliar como se daria o investimento de uma empresa entrante, é necessário observar as atuais condições de financiamento dos investimentos, a fim de tornar coerente com a metodologia de base de remuneração adotada.

65. Conclui-se então que as empresas que devem compor a amostra a ser analisada na definição da estrutura de capital são as transmissoras que não apresentem as distorções discutidas anteriormente. Neste contexto, é interessante que o grupo de empresas da amostra apresente padrão de financiamento homogêneo, ou seja, com pouco desvio em torno da média, de forma a garantir que a amostra seja composta por empresas eficientes. Outra questão importante é que se deve evitar a observação do balanço patrimonial de empresas muito distante do início de operação.

66. Assim, o conjunto de empresas que atendem a esses requisitos é o das empresas licitadas. O que se busca neste caso é a estrutura ótima de capital que permita o cálculo da remuneração adequada e eficiente para os ativos de transmissão, e não a remuneração adequada dado o nível de alavancagem de cada empresa regulada.

67. As empresas e suas respectivas estruturas de capital que serão utilizadas no cálculo da estrutura ótima de capital estão apresentadas na tabela abaixo. De forma a conferir homogeneidade aos valores e evitar distorções nos balanços, optou-se por utilizar os valores relativos ao terceiro ano de operação. Ademais, conforme apresentado na figura 2, observa-se razoável estabilização da estrutura de capital a partir desse ano. Na figura 3 são demonstrados os valores de estrutura de capital das empresas da amostra.

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

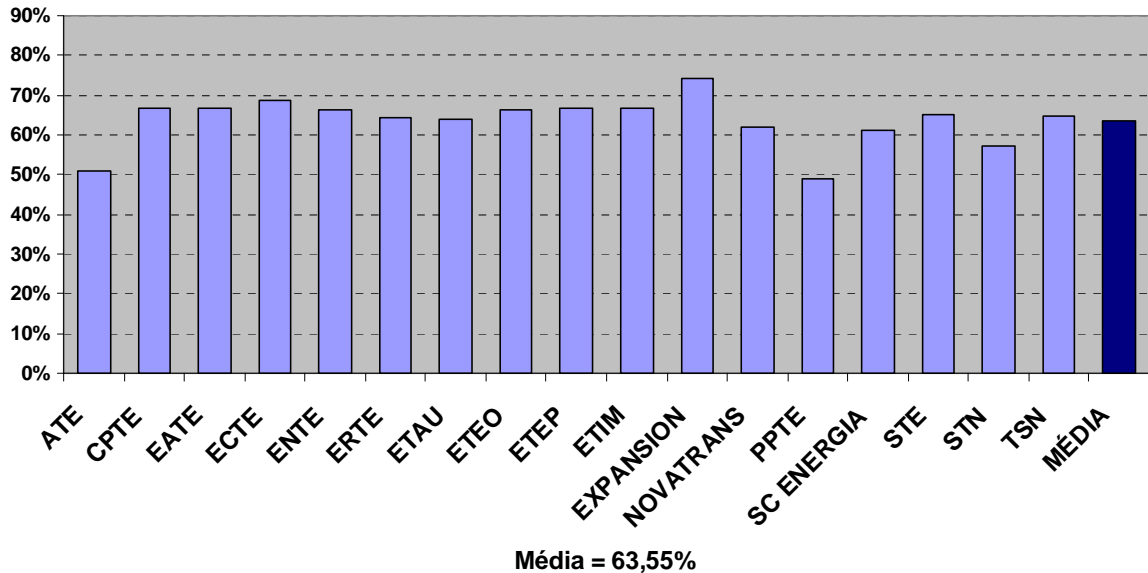


Figura 3: Estrutura de Capital de Empresas Transmissoras Licitadas (3º ano de operação)

68. Por fim, dada a homogeneidade das empresas da amostra, optou-se por utilizar a média aritmética dos valores de alavancagem. Logo, o valor de estrutura ótima de capital a ser utilizada no cálculo do custo de capital no segundo ciclo de revisão tarifária das receitas de RBNI, RBSE, RPC e RCDM será de **63,55%**.

69. Na medida em que este valor se refere ao percentual ótimo de estrutura de capital para o segmento de transmissão, este será utilizado também no cálculo de custo de capital que compõe a receita teto dos leilões de transmissão.

### III.1.2.2 – Impostos

70. Os tributos afetam as taxas de retorno líquidas das empresas. Alguns podem ser calculados a partir da receita bruta do empreendimento, como PIS/PASEP e COFINS, enquanto outros, como o imposto de renda, cuja alíquota depende do lucro total da empresa, não pode ser calculado apenas sabendo-se o lucro do projeto, sendo necessário também conhecer o lucro total da concessionária.

71. É interessante observar que alguns reguladores, como os do Reino Unido, Colômbia e Peru, determinam a taxa de retorno antes dos tributos. Outros reguladores, como os de Portugal, Irlanda do Norte e Polônia, calculam a taxa de retorno líquida após os tributos. É possível ainda fazer um caso intermediário, computando a taxa de retorno líquida com alguns tributos antes e outros após. Isso pode ser útil no caso de tributos cuja alíquota é determinada a *posteriori*, levando em consideração receitas e despesas não conhecidas pelo regulador, como, por exemplo, os impostos sobre a renda. Nesse caso, esses impostos sobre a renda são deixados de fora do cálculo da taxa de retorno.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

72. Vale ressaltar que, do ponto de vista do potencial investidor, o que interessa é a taxa de retorno líquida após todos os juros e tributos pagos. Por essa razão, adota-se a utilização da taxa de retorno após os impostos.

73. Uma diferenciação importante entre os tributos (impostos e contribuições) é com relação à forma como tratam o custo de capital próprio e de terceiros. O PIS/PASEP, a COFINS e a RGR, que incidem sobre a receita da empresa, afetam igualmente capital próprio e de terceiros.

74. Todavia, outros tributos tratam diferentemente capital próprio e de terceiros. Esse é o caso do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). Na maioria dos países e no Brasil, até 31.12.1995, apenas os pagamentos de juros da dívida reduzem o lucro real, sobre o qual incidem o IRPJ e a CSLL. Esta realidade foi alterada pela Lei nº 9.249, de 26/12/1995, nos termos dos arts. 9º e 10º.

75. A referida Lei nº 9.249/95<sup>18</sup> estabelece que, para efeito de apuração do lucro real, a partir de 01/01/1996, observado o regime de competência, poderão ser deduzidos os juros pagos ou creditados individualmente a titular, sócios ou acionistas, a título de remuneração do capital próprio, calculados sobre as contas do patrimônio líquido ajustado e limitados à variação, *pro-rata* dia, da taxa de juros de longo prazo (TJLP).

76. A dedutibilidade dos juros como despesa operacional não poderá exceder a cinquenta por cento do maior entre os valores do lucro líquido correspondente ao período-base do pagamento ou crédito dos juros, antes da provisão para o imposto de renda e da dedução dos referidos juros; ou dos saldos de lucros acumulados e reservas de lucros de períodos anteriores. Os juros sobre o capital social ficarão sujeitos à incidência do imposto de renda na fonte, à alíquota de 15%, que será considerado como antecipação do devido na declaração de rendimentos, caso o beneficiário for pessoa jurídica tributada com base no lucro real.

77. Para o cálculo do montante referente ao **IRPJ**, deve-se considerar, nos termos da legislação vigente (Lei nº 9.249/95 e posteriores), as duas alíquotas: de **15%** (quinze por cento), incidente sobre a parcela do lucro real, presumido ou arbitrado, de até R\$ 240.000,00, e a adicional de **10%** (dez por cento), incidente sobre a parcela que exceder a R\$ 240.000,00. Observa-se, contudo, que a maioria dos empreendimentos em transmissão de energia elétrica são de grande volume de investimento, principalmente aqueles sujeitos ao processo licitatório, sugerindo que a alíquota de incidência do IRPJ resultante esteja muito próxima do valor máximo de **25%** (vinte e cinco por cento), justificando, portanto, a adoção de uma alíquota única para simplificação dos cálculos.

78. Em relação à **CSLL**, determina a Instrução Normativa da Receita Federal Brasileira n.º 810, de 21 janeiro de 2008, que aos fatos geradores ocorridos a partir de 1º de maio de 2008, a CSLL será de 15% para as instituições financeiras e **9%** para as demais empresas.

79. Diante das mencionadas regulamentações tributárias, considera-se, neste trabalho, o seguinte procedimento para tratar devidamente a influência dos impostos e contribuições, especialmente o

---

<sup>18</sup> Lei nº 9.249, de 26.12.1995, que "altera a legislação do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como da contribuição social sobre o lucro líquido, e dá outras providências", alterada pela Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, Lei nº 9.779, de 19 de janeiro de 1999, Medida Provisória nº 1.807, de 28 de janeiro de 1999, reeditada 35 vezes, última edição: Medida Provisória 2.158-35, de 24.8.2001, que "altera a legislação das Contribuições para a Seguridade Social – COFINS, para os programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP e do Imposto sobre a Renda, e dá outras providências.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

IRPJ e a CSLL incidentes sobre o **lucro líquido** (ou lucro líquido tributável), para a determinação da taxa de remuneração adequada dos empreendimentos em transmissão de energia elétrica no Brasil:

- **PIS/PASEP, COFINS, RGR e Taxa de Fiscalização** têm o pagamento de seus montantes retirados da receita anual permitida;
- **Juros sobre Capital de Terceiros** são retirados do Lucro Bruto da transmissora para cômputo do lucro tributável;
- Os tributos pagos pela empresa são iguais ao **IRPJ** mais o **CSLL**.

80. A alíquota de imposto que aparece na fórmula (1) representa o benefício fiscal adicional que o capital de terceiros recebe como função do tratamento tributário dado o capital próprio e de terceiros pela legislação brasileira. Caso o tratamento tributário aos diferentes tipos de capital fosse simétrico, não haveria necessidade de ajustar as taxas de retorno de maneira a incorporar o benefício. Como o tratamento é assimétrico, no entanto, é necessário ajustar a taxa de retorno sobre dívida pelo benefício fiscal adicional que ela recebe.

81. Por fim, face ao exposto, a alíquota de impostos (**T**) a ser considerada na fórmula (1), apresentada anteriormente, será de **34%**.

## III.2. CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

### III.2.1 – Aspectos Gerais

82. A opção feita pela ANEEL para o cálculo do custo de capital próprio é o modelo do *CAPM* (*Capital Asset Pricing Model*). O *CAPM* assume que o prêmio de risco requerido pela ação é proporcional ao seu coeficiente *beta*, o qual mede a volatilidade e indica a variação do retorno da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário.

$$\beta_{carteira} = \sum_{i=1}^n \beta_i \cdot x_i \quad (4)$$

onde:

$\beta_i$ : beta do ativo *i*

$x_i$ : é a porcentagem dos recursos que foram aplicados no ativo *i*

83. Conforme explicitado na equação 3, para a aplicação do CAPM é necessário calcular o custo de capital próprio de uma maneira construtiva, começando pela taxa livre de risco, que representa o prêmio de liquidez, adicionando-se os prêmios referentes a cada risco associado ao capital próprio aplicado em um empreendimento de transmissão de energia elétrica (prêmios de risco do negócio, financeiro e risco país).



(Fls. 18 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

84. Uma questão básica da metodologia diz respeito ao objetivo que se almeja com o cálculo do custo de capital. O que se pretende no estudo apresentado nesta Nota Técnica é obter um taxa de retorno que será aplicada no próximo ciclo tarifário, de modo a remunerar, pelos próximos anos, o aporte de recursos realizado na empresa. Não se deseja apenas demonstrar qual o valor do custo de capital obtido pelo investidor no passado, ou o exigido na data mais recente, mas sim estimar a **expectativa de retorno** exigida pelo investidor para o aporte de recursos na atividade de transmissão de energia elétrica.

85. Exceto para o caso de se estimar o custo de financiamento de terceiros, não há dados suficientes disponíveis no mercado que informem com clareza as expectativas dos investidores quanto ao custo do capital<sup>19</sup>. Por este motivo, adota-se como estimativa das expectativas dos agentes indicadores baseados na **evidência histórica**, a partir do pressuposto de que as informações do passado consistem em confiável indicador do comportamento futuro. Cabe destacar o intenso debate existente nas instituições reguladoras, assim como no universo acadêmico, a respeito dos prós e contras do uso de dados históricos como indicador do futuro<sup>20</sup>, face aos métodos alternativos de projeção de taxas de retorno. De fato, não há consenso na literatura sobre a melhor forma de estimar o retorno exigido pelo investidor, sendo mais comum na prática regulatória o uso da média de uma série histórica recente<sup>21</sup>. Por sua vez, recomenda-se que ao tomar como método o uso de dados históricos, o regulador tenha o máximo de prudência com o modo que as taxas de juros irão se comportar no ciclo tarifário, de forma a não cometer o erro de projetar para o “futuro” distorções do “passado”.

86. Além da complexidade de se estimar o retorno esperado pelos investidores, problemas adicionais surgem devido à excessiva volatilidade dos retornos dos mercados acionários, taxa de inflação e retorno dos ativos considerados livres de risco. Observa-se que, mesmo em mercados considerados maduros, como nos Estados Unidos e Inglaterra, o retorno das ações é bastante instável, sujeito a conjunturas econômicas desfavoráveis, crises, guerras, etc<sup>22</sup>. Além disso, análises estatísticas dos dados históricos permitem interpretações divergentes, como as resultantes da escolha entre média aritmética ou geométrica, forma de correção de dados incorretos e uso de indicadores não sujeitos a *outliers* (mediana)<sup>23</sup>.

87. Na figura 4 é demonstrado o comportamento instável do mercado acionário norte-americano:

---

<sup>19</sup> JENKINSON, Tim. *Regulation and the Cost of Capital*. Said Business School, Oxford University and CEPR. In: International Handbook on Economic Regulation. ed. CREW, Michael; PARKER, David.; Edward Elgar. 2006.

<sup>20</sup> DAMODARAN, Aswath. *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications*. Setembro. 2008. Stern School of Business. / BERG, P. et al. *WACC for the fixed telecommunications net in Sweden*. Outubro. 2007. Copenhagen Economics.

<sup>21</sup> IRG – Regulatory Accounting. *Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation*. Fevereiro. 2007.

<sup>22</sup> DIMSON; MARSCH; STAUNTON. *Global Investment Returns Yearbook*. Fevereiro. 2008. ABN-AMRO.

<sup>23</sup> DAMODARAN, Aswath. *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications*. Setembro 2008. Stern School of Business. p.21-27.

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

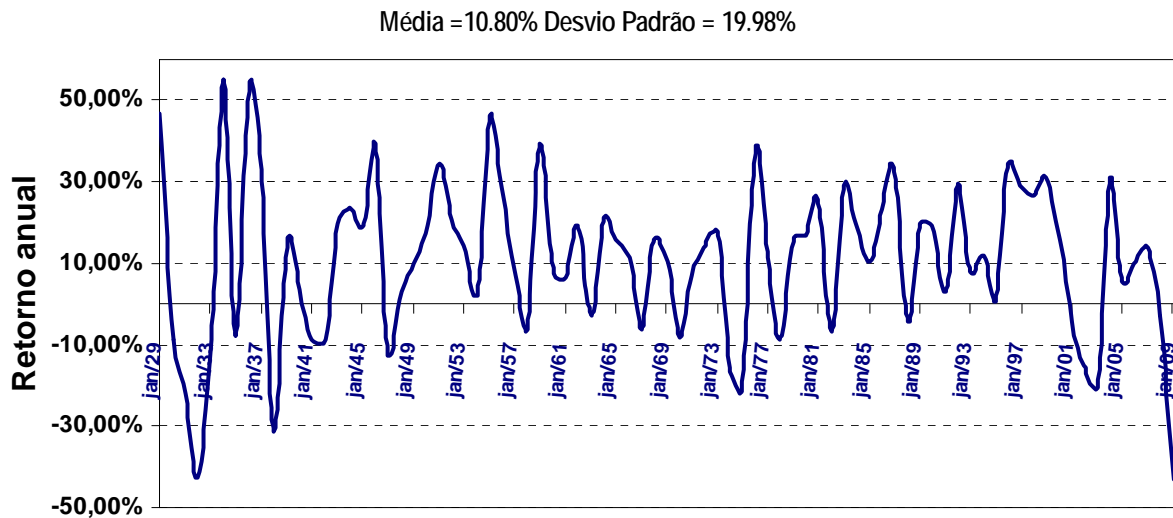


Figura 4: Taxa de retorno do S&P 500 (série completa)

### III.2.2 – Taxa Livre de Risco

88. A taxa livre de risco é a remuneração referente ao custo do tempo, isto é, a remuneração exigida pelo investidor por abrir mão da liquidez corrente em troca de liquidez futura: é o retorno esperado pelo investidor em manter um ativo que não apresenta qualquer risco associado.

89. Existe uma dificuldade para se determinar a taxa livre de risco da economia brasileira por ela não possuir, reconhecidamente, um ativo livre de risco. Uma alternativa seria estimar a taxa de retorno esperada de um ativo que tivesse correlação zero com o mercado. Para tal seria necessário estimar o modelo CAPM *Beta Zero*, uma tarefa não muito usual entre os analistas do mercado financeiro. No entanto, devido às restrições para o cálculo do CAPM à economia brasileira, já mencionadas anteriormente, o que se deseja é o a taxa de juros livre de risco a ser aplicada ao CAPM calculado para o mercado norte-americano.

90. Na prática, consideram-se os títulos do tesouro de países desenvolvidos como ativos livres de risco de *default* e liquidez. O mais indicado para cálculo da taxa livre de risco é utilizar a taxa de um bônus zero cupom do governo dos EUA (referência do mercado global), de prazo compatível com a concessão do serviço de transmissão de energia elétrica.

91. Dessa forma, considerando que um projeto de transmissão de energia elétrica caracteriza-se por um empreendimento de longo prazo, *duration*<sup>24</sup> de aproximadamente 7 anos, e que o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido nesta revisão tarifária para as empresas de transmissão de energia elétrica será revisto no próximo ciclo tarifário, garantindo à empresa a manutenção de um fluxo de caixa compatível com a remuneração adequada ao custo de oportunidade do capital, deve-se optar por trabalhar com títulos (bônus) do governo americano de características semelhantes.

<sup>24</sup> *Duration* é um conceito financeiro moderno que representa a duração média ponderada dos fluxos de caixa de um ativo ou carteira.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

92. Um bônus do governo dos EUA com prazo de 10 anos até o vencimento tem uma *duration* de aproximadamente 8 anos. Portanto, utiliza-se um título de renda fixa do bônus do tesouro americano tipo "USTB10", para estimar a taxa livre de risco. Para esse título, utilizou-se uma série de dados anuais da cotação no período de 01/1995-12/2008, conforme mostrado na Figura 5, obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de 5,09%.

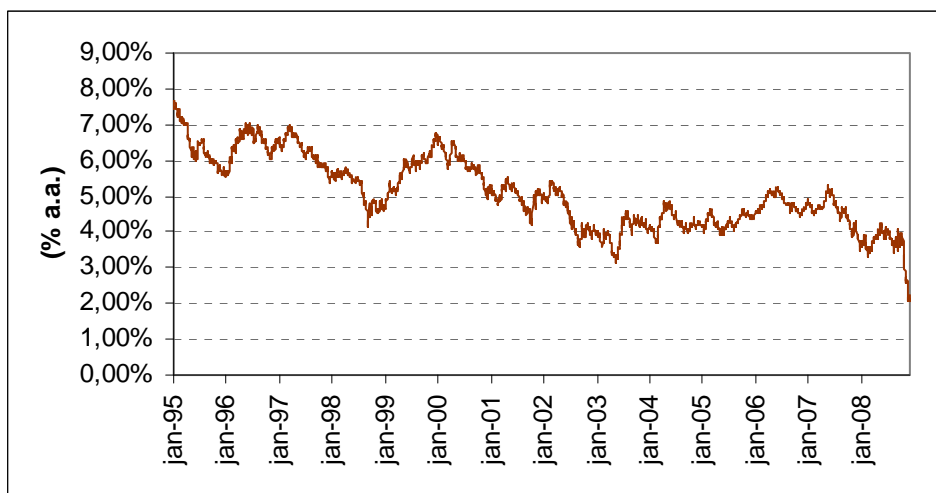


Figura 5: Taxa de retorno do USTB10 entre 1995-2008

### III.2.3 – Prêmio de Risco de Mercado

93. O prêmio de risco de mercado mede a diferença entre o retorno esperado no mercado acionário (investimento com risco) e o retorno de títulos livre de risco. Para se estimar o prêmio de risco de mercado, subtrai-se a taxa livre de risco do retorno médio anual da série histórica dos retornos do portfólio do mercado de referência. No caso de se usar os Estados Unidos como mercado de referência uma boa *proxy* de um portfólio de mercado é o S&P500, que consiste em um índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova York.

94. Para a estimativa do prêmio por risco do mercado devem ser considerados dois aspectos importantes: o período que será tomado como referência e a técnica estatística utilizada para o cálculo das médias.

95. Na determinação da taxa de prêmio por risco, através da utilização de valores históricos, assume-se implicitamente que o retorno médio realizado é um *proxy* apropriado do retorno esperado (ou seja, que as expectativas do investidor se realizam). Entretanto, isto pode não ocorrer, uma vez que as expectativas realizadas no futuro podem resultar muito distintas daquelas esperadas originalmente pelos investidores. Em razão da volatilidade excessiva existente no mercado acionário, no qual um único evento na economia (choque inflacionário; políticas fiscais e monetárias; condições adversas no mercado de capitais) ocasiona mudanças bruscas na percepção de risco pelo investidor, o uso de períodos muito curtos pode levar a estimativas de retorno do capital erradas. Por esta razão, deve-se considerar um período o mais extenso possível, havendo disponibilidade de dados, como uma maneira de eliminar estas anomalias, basicamente relacionadas com o ciclo econômico.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

96. Visando determinar as médias dos retornos, dispõe-se de duas opções: média aritmética ou média geométrica. Ambas são muito usadas e apresentam vantagens e limitações. Assim, a média aritmética é um estimador não enviesado do parâmetro. Entretanto, mostra-se sensível à duração do período; a média geométrica consiste na taxa de retorno composta, que ajusta os valores de início e fim do período considerado, por isso reflete melhor os retornos ocorridos no passado e não varia com a duração do período. Por esta razão, alguns autores recomendam a utilização da média geométrica, quando forem considerados períodos de longa duração. No entanto, outros especialistas consideram que, devido ao fato de o CAPM se basear em expectativas, o único critério consistente com esse enfoque seria o uso da média aritmética, dado que a média geométrica trabalha com resultados possíveis.

97. Assim, a média aritmética é a metodologia que melhor reflete o prêmio exigido pelo investidor uma vez que captura de forma independente o retorno médio anual histórico, obtido pelo investidor, sem atribuir ponderações a qualquer evento, seja ele extremamente positivo, seja ele extremamente negativo. Essa média também captura a volatilidade apresentada pelo retorno das ações ao longo de todo o período histórico, sendo essa a principal variável na determinação do retorno exigido pelo investidor<sup>25</sup>.

98. Dessa forma, com base nas séries históricas de 1928 a 2008, 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 do bônus do tesouro americano de mesmo período. Obtém-se, dessa forma, uma taxa anual média (aritmética) de prêmio do mercado acionário de **5,45 % a.a**<sup>26</sup>.

### III.2.4 – Prêmios de Risco do Negócio e Financeiro

#### III.2.4.1 – Beta

99. O beta reflete os diversos tipos de risco: o risco do negócio e o risco financeiro. O risco do negócio pode ser definido como o grau de incerteza em relação à projeção do retorno sobre o ativo total inerente ao negócio, que não pode ser eliminado por diversificação. Em linguagem técnica, é o risco sistemático (não diversificável) quando todo o capital da empresa é capital próprio. O risco financeiro é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiros no financiamento do projeto, isto é, o risco adicionado ao projeto devido à alavancagem financeira.

100. O cálculo do **beta** a ser utilizado para a determinação da taxa de retorno envolve os seguintes passos:

- Cálculo do beta de empresas pertencentes ao setor regulado de interesse e ao mercado de referência (empresas de transmissão energia elétrica nos Estados Unidos). Os betas encontrados são os betas alavancados ( $\beta^{Alavancado}$ ), isto é, os betas das empresas, considerando a estrutura de capital existente, que exprime os riscos do negócio e financeiro da empresa.

<sup>25</sup> Para mais detalhes sobre a forma de tratamento de séries históricas no cálculo do custo de capital, ver WRIGHT; MASON; MILES. *A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K.* Smithers & Co. London. Fevereiro. 2003.

<sup>26</sup> Damodaran (2008. Ibidem. p.24) calcula o prêmio de risco de mercado para os Estados Unidos - período de 1928 a 2007 - entre 4,79% e 7,78%, dependendo da média aritmética ou geométrica adotada e do ativo livre de risco considerado.

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

- Desalavancagem dos betas de cada empresa, utilizando o grau de alavancagem da empresa e a alíquota de imposto de renda do mercado de referência obtendo, assim, o beta associado ao risco do negócio ( $\beta_i^{Desalavancado}$ ), ou seja, o beta do negócio:

$$\beta_i^{Desalavancado} = \beta_i^{Alavancado} \left( \frac{P_i}{P_i + D_i(1 - T)} \right) \quad (5)$$

onde:

$\beta_i^{Alavancado}$  é o beta estimado,

$\beta_i^{Desalavancado}$  é o beta desalavancado ou beta do negócio de cada empresa,

$P_i$  é o valor da participação do capital próprio da empresa,

$D_i$  é o valor da participação do capital de terceiros da empresa  $i$  da amostra utilizada e

$T$  é a alíquota de impostos de renda do mercado de referência.

- Cálculo da média aritmética desses betas, cujo resultado é o beta desalavancado ou beta do negócio do setor regulado de interesse no mercado de referência. O beta desalavancado multiplicado pelo prêmio de risco do mercado equivale ao risco do negócio.
- Realavancagem desse beta usando a estrutura de capital regulatória brasileira e a alíquota de impostos, composta pelas alíquotas de imposto de renda da pessoa jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). O beta realavancado ou beta total é determinado pela fórmula a seguir:

$$\beta^{Alavancado} = \left( \frac{P + D(1 - T)}{P} \right) \cdot \beta^{Desalavancado} \quad (6)$$

101. Esse é o beta total que, multiplicado pelo prêmio de risco de mercado, fornece o risco total do setor regulado de interesse, ou seja, a soma dos riscos do negócio e financeiro:

$$Risco_{Negócio} + Risco_{Financeiro} = \beta^{Alavancado} \cdot (r_M - r_f) \quad (7)$$

102. Torna-se necessário então a determinação do parâmetro *beta* médio do setor (ajustado pela estrutura de capital média das empresas). Quando se deseja utilizar o *beta* para estimar o custo de capital de uma empresa ou conjunto de empresas e não se dispõe de dados da empresa individual ou do conjunto, a alternativa é utilizar o *beta* de uma carteira de empresas similares, do mesmo setor, com o que os desvios típicos tendem a se anular.

103. Isto leva à consideração de vários aspectos fundamentais para o cálculo dos *betas*. É necessário encontrar fontes de informação com suficiente volume de dados para poder estimar *betas* com certa precisão, que essa informação tenha a transparência requerida e que seja aplicável ao caso em estudo. A este respeito, habitualmente se calcula o *beta* sobre a base da mesma fonte de informação daquela que se extraíram os parâmetros da taxa livre de risco e do prêmio de mercado. Considera-se em geral o mercado dos EUA, onde se dispõe de outras vantagens adicionais, tais como o volume, a quantidade de empresas do setor que negociam ações em bolsa, a liquidez dos papéis e a transparência. Para a determinação do parâmetro

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

*beta* para fins regulatórios, deve-se utilizar uma amostra de empresas representativas do caso. Isto expõe o assunto da comparabilidade, isto é, a questão de se determinar quão representativa é a amostra que se pode escolher com respeito à empresa em particular.

104. No entanto, a principal dificuldade para se definir uma amostra representativa reside em se encontrar empresas similares àquela sob avaliação, ou que pelo menos operem unicamente em um setor. Esta situação em geral não ocorre na realidade. Mesmo no mercado mais líquido, o dos EUA, a maior parte das empresas constitui-se em conglomerados (*holdings*) operando em vários setores.

105. Para se proceder ao cálculo dos *betas*, foram escolhidas empresas americanas do setor de transmissão de energia elétrica, membros da associação responsável pela operação e segurança do sistema de transmissão de energia elétrica dos Estados Unidos (NERC – North American Electric Reliability Corporation). Cabe esclarecer que as empresas selecionadas não atuam apenas no setor de transmissão, podendo apresentar estruturas verticalizadas, com ativos de geração e distribuição. Assim, além de se exigir que as empresas atuem como transmissoras, a amostra foi restrita às empresas que possuem como principais atividades os segmentos de **transmissão e distribuição** de energia elétrica: foram excluídas empresas nas quais os ativos conjuntos de transmissão e distribuição não representassem pelo menos 50% dos ativos totais. Por último, das empresas selecionadas, 3(três) foram excluídas em razão da ausência de liquidez das ações ou de não serem listadas na Bolsa de Valores.

106. Foram então selecionadas 13 empresas para as quais se obteve o *beta* médio das ações, calculado para o período de 5 anos, retornos semanais, obtendo-se o valor de **0,772**. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos e utilizando-se a alíquota de imposto de 40%<sup>27</sup>, obteve-se o *beta* desalavancado médio igual a **0,2914**. Os resultados são apresentados na tabela a seguir.

**Tabela 2: Beta e Estrutura de Capital de Empresas do Setor de Transmissão dos EUA**

Empresas	Beta Alavancado	Estrutura de Capital (D/V)	Beta Desalavancado
American Electric Power	0,779	75,21%	0,28
Allegheny Power	0,930	77,63%	0,30
Ameren	0,839	65,85%	0,39
Duke	0,641	62,88%	0,32
Exelon	0,951	77,72%	0,31
FirstEnergy	0,731	72,03%	0,29
FPL	0,749	73,38%	0,28
ITC	0,899	75,89%	0,31
Northeast Utilities	0,654	76,93%	0,22
Pepco Holdings	0,940	74,30%	0,34
PG&E	0,608	77,02%	0,20
PSE&G	0,712	76,54%	0,24
Vermont Electric Co.	0,603	61,00%	0,31
<b>Média</b>	<b>0,772</b>		<b>0,2914</b>

Fonte: Reuters.

<sup>27</sup> KPMG's Corporate Tax Rates Survey. 2009.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

107. Estes resultados são coerentes com estudos realizados por diversos institutos e estudos americanos, conforme apresentado na tabela seguinte, onde o beta médio desalavancado de empresas americanas do setor elétrico é de 0,27.

**Tabela 3: Beta dos Ativos (desalavancado) de Empresas do Setor Elétrico dos EUA**

Fonte	Período	Beta desalavancado
Value Line <sup>28</sup>	2002-2006	0,46
Reuters <sup>29</sup>	2004-2008	0,27
Bloomberg <sup>30</sup>	2002-2003	0,27
Alexander <sup>31</sup>	1990-1994	0,33
Ibbotson <sup>32</sup>	1999-2003	0,12
S & P <sup>33</sup>	1999-2003	0,18
<b>Média</b>		<b>0,27</b>

#### III.2.4.2 – Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro

108. Conforme exposto anteriormente, o prêmio de risco do negócio e financeiro pode ser expresso pelo cálculo de um beta, que deverá ser ajustado para a aplicação ao mercado brasileiro, conforme demonstrado nas equações 5 e 6.

109. Calculando-se o beta para a estrutura de capital definida para as empresas brasileiras (63,55%) e com a carga de tributos de 34%, a alavancagem do beta segue conforme abaixo:

$$\beta_R^{Alavancado} = 0,627 \text{ (calculado a partir da fórmula 6 com: } \beta_{RR}^{Desalavancado} = 0,2914; \text{ Estrutura de capital (D/V) = 63,55\%);}$$

O beta final resultante é igual a **0,627**, o que resulta um prêmio total do risco do negócio e financeiro ( $\beta \cdot (r_m - r_f)$ ) de **3,42%**.

#### III.2.5 – Prêmio de Risco País

110. O diferencial da paridade coberta das taxas de juros é comumente conhecido como risco país, pois afeta os rendimentos de todos os ativos financeiros emitidos em um dado país. Dessa forma, o risco país pode ser entendido como o risco adicional que um projeto incorre ao ser desenvolvido em um

<sup>28</sup>Damodaran, A. *Levered and Unlevered Betas by Industry: US Firms*. 2006. Disponível em: [www.stern.nyu.edu/~adamodar](http://www.stern.nyu.edu/~adamodar). Estimativa para 69 empresas americanas (transmissão, geração e distribuição), com informações dos últimos 5 anos. Estrutura de capital calculada com base no valor de mercado da empresa. Tributos = 40%.

<sup>29</sup>Média das 13 empresas americanas de transmissão de energia elétrica selecionadas nesta Nota Técnica. Beta desalavancado de acordo com a estrutura de capital e impostos calculados nesta Nota Técnica.

<sup>30</sup>Estimativa para 68 empresas americanas.

<sup>31</sup>Alexander, I.; Mayer, C.; Weeds, H. *Regulatory Structure and Risk: An International Comparison*. Prepared for The World Bank. 1996.

<sup>32</sup>Ibbotson Associates. *Cost of Capital. 1998 Yearbook*. Chicago. Estimativa para 41 empresas americanas, usando-se o ajuste de Vasicek.

<sup>33</sup>Standard and Poors. Estimativa para 42 empresas (1999-2003).

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

determinado país de economia emergente (mercado doméstico) ao invés de em um país com economia estável (geralmente, o mercado dos EUA).

111. O risco país procura medir a desconfiança dos investidores quanto ao cumprimento ou não do reembolso prometido pelo devedor soberano na data de vencimento dos títulos por ele emitidos, ou seja, o investidor está interessado em quanto deveria ser recompensado por aplicar em papéis que embutem certa possibilidade de *default* (não recebimento). Considerando-se o risco dos Estados Unidos como “zero”, a taxa paga pelo governo desse país será a base comparativa de cálculo utilizada pelo investidor.

112. O risco país deve captar todas as barreiras à integração dos mercados financeiros e os fatores que influenciam a capacidade de um país em honrar seus compromissos externos (risco de moratória): como custos de transação, custos de informação, controle de capitais, leis sobre tributação que discriminam por país de residência, risco de futuros controles cambiais, ataques especulativos sobre a economia, estabilidade econômica e institucional, equilíbrio fiscal, etc. É o entendimento que o prêmio de risco exigido para o aporte de recursos em um empreendimento está relacionado ao risco de *default* do país no qual o investimento será realizado<sup>34</sup>.

113. Na determinação do prêmio de risco país, é crucial a escolha do papel ou carteira, que será utilizada para definir o prêmio de risco soberano. Outra possibilidade de estimar o risco país é considerar a classificação de *rating* soberano definido por uma das três agências de maior visibilidade que propõem tal metodologia; Fitch, Moody’s e S&P. Por este método, o Brasil encontra-se classificado com a nota BBB- nas agências Fitch e Standard & Poor’s, classificação considerada de *investment grade*, o que significa poucas chances de deixar de honrar suas dívidas. Para a agência Moody’s, a classificação é Baa3, também considerado grau de *investment grade*.<sup>35</sup>

114. O mercado financeiro internacional tem adotado cada vez como indicador do risco país o índice EMBI + – *Emerging Markets Bond Index Plus*, ou Índice de Títulos dos Mercados Emergentes, calculado pelo banco J.P. Morgan, com data-base de 31 de dezembro de 1993. Este índice tenta medir com maior precisão o risco país diário para 15 países<sup>36</sup>. A metodologia de cálculo desse índice considera o *spread* soberano – que é o diferencial do rendimento (*yield*) do título doméstico do país de interesse em relação ao título norte-americano de prazo equivalente<sup>37</sup>.

115. Para o Brasil existe o **EMBI+BR**. As vantagens da utilização desse índice são inúmeras e baseiam-se nas qualidades por ele apresentadas, dentre as quais destacam-se: o fato de refletir de forma mais fidedigna o risco país do que um só “papel”; é resultado de critérios transparentes e objetivos de mensuração; tem uma série consistente, que deve perdurar; e é muito utilizado pelo mercado como o indicador do prêmio de risco país. Esse índice já é cotado como o *spread* sobre a taxa de juros de títulos do governo dos EUA com mesma *duration*.

<sup>34</sup> CAMACHO, Fernando. Custo de Capital de Indústrias Reguladas no Brasil. *Revista do BNDES*. Rio de Janeiro. v.11,n.21, p.139-164, jun.2004. e GRANDES; PANIGO; PASQUINI. *The Cost of Corporate Bond Financing in Latin América*. LACEA-LAMES 2008 annual meeting. Rio de Janeiro. 2008.

<sup>35</sup> Ratings atualizados até 30/10/2009.

<sup>36</sup> México, Argentina, Venezuela, Colômbia, Rússia, Turquia, Ucrânia, Peru, Filipinas, Indonésia, Panamá, Bulgária, Equador, África do Sul e Brasil. Considerando o J.P. Morgan Emerging Markets Bond Index Global (EMBI Global) há o diferencial de rendimento para 38 países emergentes.

<sup>37</sup> Para maiores detalhes sobre a metodologia de cálculo do Índice EMBI+, ver BRASIL, Banco Central. *Risco País*. Série: perguntas mais freqüentes. 2006. e J.P MORGAN: <http://www.jpmorgan.com/pages/jpmorgan/investbk/solutions/research/EMBI>



(Fls. 26 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

116. Assim, para o cálculo do prêmio de risco Brasil, utilizou-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index Plus* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), de janeiro de 2000 a dezembro de 2008, resultando no valor mediano de 5,23%. O gráfico a seguir apresenta a série de spread soberano Brasil representado pelo EMBI+ BR, no período de 2000-2008.

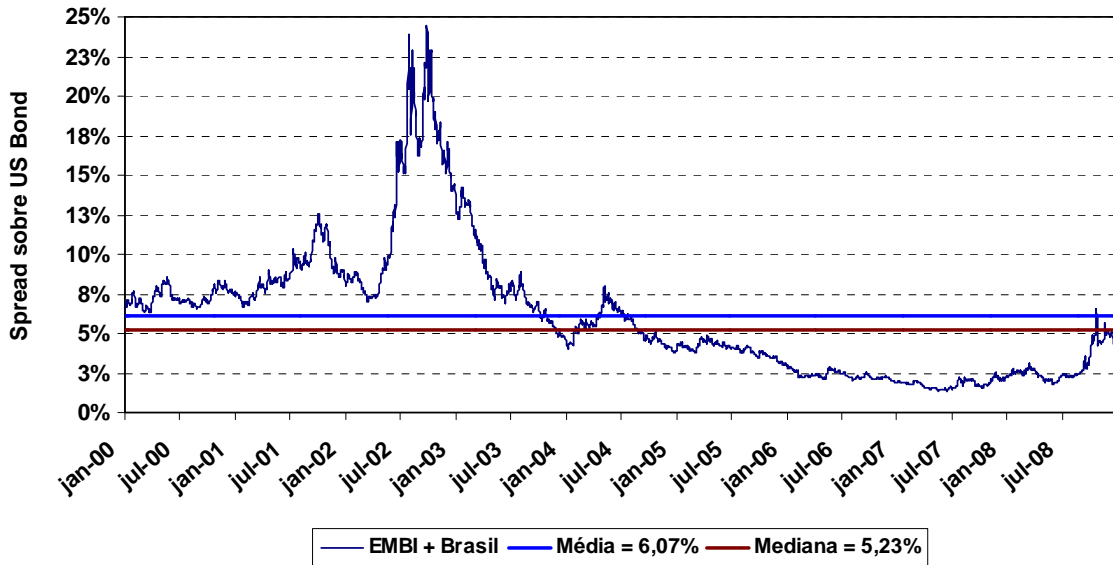


Figura 6: Spread Brasil (2000-2008)

117. O período adotado para o cálculo da mediana, de janeiro de 2000 a dezembro de 2008, e o uso desta em oposição ao uso da média, foi estabelecido de acordo com as seguintes considerações:

- A política econômica atualmente em vigor no Brasil consiste no *tripé* de regime de metas inflacionárias, câmbio flexível e superávit primário, estabelecido durante o ano de 1999, em razão da crise cambial ocorrida em meados de janeiro do mesmo ano. A estabilidade conquistada durante o período diminuiu as incertezas recorrentes em épocas anteriores<sup>38</sup>;
- Para estimar o prêmio de risco país para o próximo ciclo tarifário (4 anos) deve-se analisar o comportamento recente da série, como também a expectativa de comportamento futuro: a média verificada no período de janeiro a dezembro de 2008 foi de 299 pontos, ou 2,99%;
- Observa-se um desvio bastante acentuado na série histórica no segundo semestre de 2002, indicando a existência de pontos extremos que afetam de modo desproporcional a estimativa que se almeja obter. Assim, optou-se pelo uso da mediana para o cálculo do risco país, tendo em vista as propriedades estatísticas desta estimativa. Além disso, tal procedimento configura-se um critério razoavelmente objetivo, em relação às demais possibilidades de solução (intervenção na série com exclusão de "outliers", ponderação diferentes para a construção da média, etc).

118. Dessa forma, o *prêmio de risco Brasil* ( $r_B$ ), calculado conforme a média do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2008 é igual a 5,23%.

<sup>38</sup> GIAMBIAGI, F. *Estabilização, Reformas e Desequilíbrios Macroeconômicos: Os anos FHC (1995-2002) e Rompendo com a Ruptura: o Governo Lula (2003-2004)*. In: GIAMBIAGI, F. et al. *Economia Brasileira Contemporânea (1945-2004)*. Ed.Campus. Rio de Janeiro. 2005.

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

### III.2.6 – Resultados sobre o Custo de Capital Próprio

119. Tendo sido calculado todos os componentes, pode-se encontrar o custo de capital próprio a ser aplicado ao setor de transmissão de energia elétrica a partir da fórmula 3, conforme os resultados consolidados apresentados na tabela 4.

120. 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, de acordo com a fórmula abaixo:

$$r_{REAL} = \frac{1 + r_{NOMINAL}}{1 + \pi} \quad (8)$$

121. A taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2008 foi de **2,71%**, o que resulta em um custo de capital próprio real de **10,74%**. O período considerado para o cálculo da inflação média é o mesmo adotado para o ativo livre de risco e risco de crédito. Além disso, o valor considerado é coerente com a expectativa para os próximos anos, dado o comportamento recente das taxas de juros futuras do mercado norte-americano.

Tabela 4: Custo do Capital Próprio

Componente	Prêmio
Taxa livre de risco	5,09 %
Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório	3,42%
Prêmio de risco Brasil	5,23%
<b>Custo de Capital (nominal)</b>	<b>13,74%</b>
<b>Custo de Capital (real)</b>	<b>10,74%</b>

### III.3. CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS

122. O custo do capital de terceiros é o retorno específico que os credores da dívida da empresa demandam ao realizar novos empréstimos a esta, podendo ser observado nos mercados financeiros, seja de forma direta ou indireta e deve refletir da forma mais realista possível as condições ótimas de financiamento no mercado.

123. Dessa maneira, pode-se calcular o custo de capital de terceiros nominal a partir das últimas emissões de dívida feitas por empresas do setor de interesse. Uma forma alternativa de estimá-lo, caso não haja um número considerado suficiente de emissões, seria a partir da taxa livre de risco mais os prêmios associados aos diversos riscos de empréstimos ao setor regulado de interesse: risco de crédito e risco Brasil.

124. Assim, existem duas grandes linhas de ação para estimar o custo do capital de terceiros:<sup>39</sup>

<sup>39</sup> Nota Técnica nº 1 – CSPE. *Metodologia para Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado*. Outubro. 2003.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

- **"Benchmarking" financeiro:** O custo do financiamento de uma empresa pode ser estimado através dos preços correntes dos títulos de dívida privada do setor ao qual pertence a empresa, comercializados nos mercados de financiamentos internos e externos.
- **CAPM da dívida:** é um método de uso generalizado, tanto em práticas regulatórias como em finanças, que resulta consistente com o modelo geral do CAPM utilizado para o cálculo do custo do capital próprio.

125. Para o custo de capital de terceiros adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição 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 então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_c + r_B \quad (9)$$

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;

$r_B$  : prêmio de risco Brasil;

126. A estimação do custo de capital de terceiros tem como componentes a taxa livre de risco, o prêmio de Risco de Crédito e o prêmio de Risco Brasil. Os critérios para o cálculo da taxa livre de risco e do prêmio de Risco Brasil já foram apresentados. Resta apresentar como apurar o prêmio de Risco de Crédito.

127. O prêmio de **Risco de Crédito** deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam as empresas com a mesma classificação de risco das transmissoras de energia elétrica brasileiras. Para isso, a tabela abaixo apresenta os ratings em novembro de 2009 para as empresas brasileiras do setor elétrico que possuem classificação na agência de risco Moody's.

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Tabela 5: Ratings de Empresas Brasileiras do Setor Elétrico\*

Empresa	Classificação
Bandeirante Energia	Baa3
Cemig Distr	Baa3
Cemig Transmissão	Baa3
CELPA	B3
CEMAT	B3
CELTINS	B3
CESP	Ba2
COPEL	Baa3
EDP - Energias do Brasil	Ba1
ENERGISA	Ba3
ESCELSA	Baa3
FURNAS	Ba1
LIGHT	Ba1
RGE	Ba1

Fonte: Lista de Ratings da Moody's Para o Brasil – 1 de Novembro de 2009  
\*Escala Global Moeda Local

128. Conforme se verifica a partir da tabela anterior, o melhor rating das empresas brasileiras é **Baa3**, que será adotado como referência **para o risco de crédito das empresas de transmissão**.

129. 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 janeiro de 1995 a dezembro de 2008<sup>40</sup>. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de **1,93%** como prêmio de risco de crédito, conforme mostrado na figura abaixo.

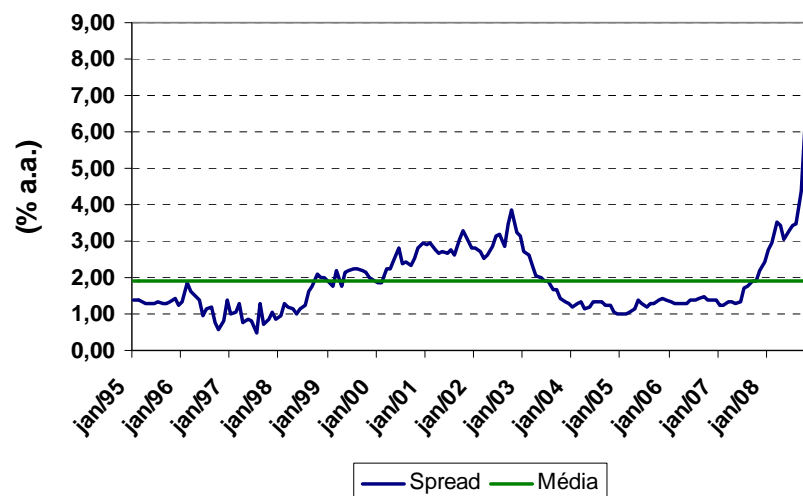


Figura 7: Spreads Médios das Empresas com Classificação de Risco Baa3

<sup>40</sup> Moody's Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

130. Por fim, obtém-se um custo de capital de terceiros em termos nominais igual a **12,25%** que utilizando a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2008 (**2,71%**), resulta em um custo de capital de terceiros real de **9,29%**, conforme a tabela abaixo.

**Tabela 6: Custo do Capital de Terceiros**

Componente	Prêmio
Taxa livre de risco	5,09%
Prêmio de risco Brasil	5,23%
Prêmio de risco de crédito	1,93%
<b>Custo de Capital (nominal)</b>	<b>12,25%</b>
<b>Custo de Capital (real)</b>	<b>9,29%</b>

#### III.4. TAXA DE DESCONTO PARA CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

131. 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), dado por:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P + D} \cdot r_P + \frac{D}{P + D} \cdot r_D \cdot (1 - T) \quad (10)$$

132. Aplicando à equação acima a alíquota de imposto ( $T$ ) igual a 34%, obtém-se o custo de capital para a estrutura de capital sugerida ( $D/V=63,55\%$ ). Deflacionando-se o custo nominal (equação 10) pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2008 de **2,71%**, obtém-se enfim o custo em termos reais, cujos resultados finais são mostrados na tabela 7.

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

**Tabela 7: Custo Médio Ponderado do Capital – WACC**

Componente	Fórmula	Valor
<b>Estrutura Ótima de Capital</b>		
<i>Capital Próprio</i> =	$(P/V)$	36,45%
<i>Capital de Terceiros</i> =	$(D/V)$	63,55%
<b>Custo de Capital Próprio</b>		
<i>Taxa livre de risco</i> =	$r_f$	5,09%
<i>Prêmio de risco de Mercado</i> =	$r_m - r_f$	5,45%
<i>Beta médio desalavancado</i> =	$\beta_{RR}^{Desalav}$	0,2914
<i>Beta médio alavancado</i> =	$\beta_{RR}^{Alav}$	0,627
<i>Risco do negócio</i> =	$\beta \cdot (r_m - r_f)$	3,42%
<i>Prêmio de risco país</i> =	$r_B$	5,23%
<i>Custo de capital próprio nominal</i> =	$r_P$	13,74%
<b>Custo de Capital de Terceiros</b>		
<i>Risco de Crédito</i> =	$R_c$	1,93%
<i>Custo de dívida nominal</i> =	$r_D$	12,25%
<b>Custo Médio Ponderado</b>		
<i>WACC nominal depois de impostos</i> =	$r_{WACC}$	10,15%
<i>WACC real antes de impostos</i> =	$r_{WACC}$	10,97%
<i>WACC real depois de impostos</i> =	$r_{WACC}$	7,24%

133. Cabe destacar que o valor para o custo de capital, de **7,24%**, está coerente com a evolução recente da economia brasileira para taxas de juros moderadas e comparado aos custos de capital regulatórios estabelecidos em diversas agências reguladoras internacionais. Conforme mostrado na figura 7, o custo de capital estabelecido nesta nota técnica para o setor de transmissão de energia no Brasil aproxima-se do valor calculado em países de renda per capita e risco país comparáveis ao brasileiro, para indústrias relacionadas ao setor elétrico, bem como outras indústrias de infra-estrutura e monopólios naturais (saneamento, transporte de gás, etc).

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

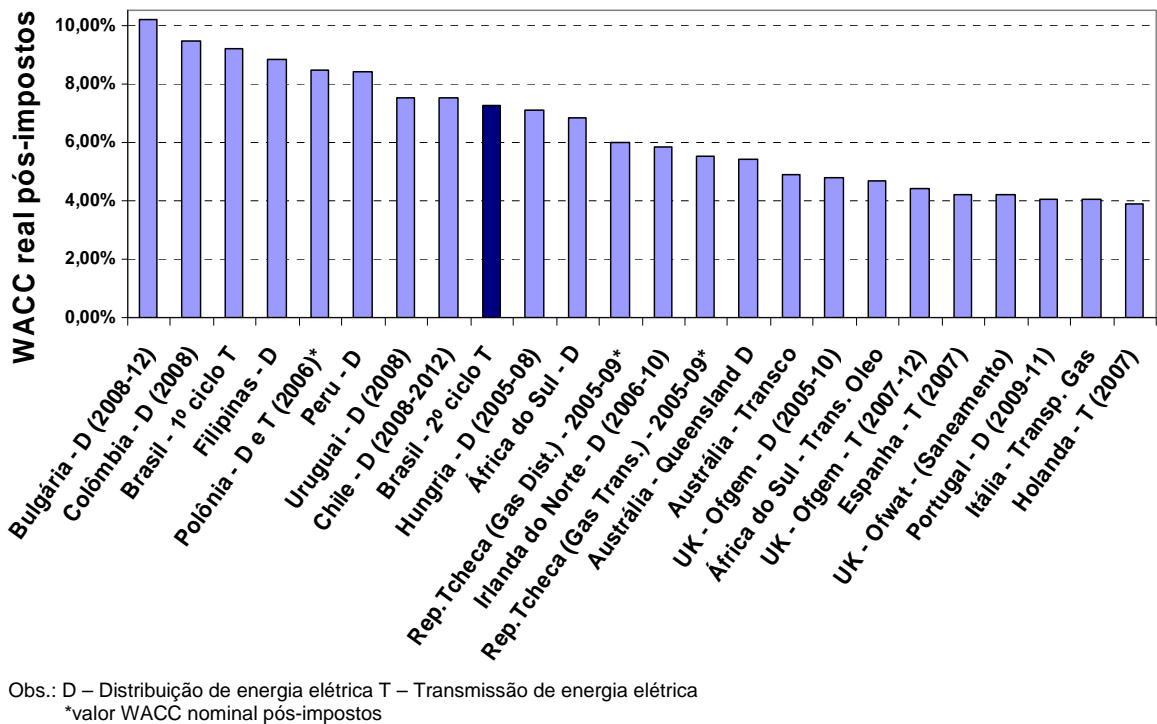


Figura 8: Comparação internacional de custo de capital regulatório

#### IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

134. O atual modelo de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica estabeleceu o denominado *regime de preços*, 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 expressem em modicidade tarifária.

135. 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 à ANEEL sua implementação, conforme disposto no §2º do art. 9º da **Lei n.º 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.”

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

“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”.

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

137. 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.

138. 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.”*

139. 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:”*

## V – DA CONCLUSÃO

140. Apresentou-se, neste trabalho, uma metodologia visando à determinação do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração das concessões de instalações de transmissão de energia elétrica integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão – DIT’s, tendo em vista uma remuneração justa e adequada para a eficiência dos agentes regulados e um baixo custo regulatório.

141. Foram analisados os principais fatores para determinação do retorno do investimento em transmissão de energia elétrica no Brasil, do ponto de vista de um mercado mundial globalizado, refletindo, assim, a oportunidade do negócio em âmbito internacional. Para tanto, foram utilizados modelos para



(Fls. 34 da Nota Técnica nº 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

determinação dos custos de capital próprio e de terceiros, bem como da estrutura de capital, que procuram representar a melhor opção de composição de capitais em um mercado regulado, de modo a minimizar os custos do serviço concedido e, conseqüentemente, o preço (tarifa) pago pelos usuários finais.

142. Por fim, considera-se que a metodologia aqui apresentada cumpre o seu papel dentro da regulação econômica dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica sem, contudo, pretender esgotar as possibilidades e necessidades de aperfeiçoamento dos instrumentos regulatórios do poder concedente.

**ALEXANDRE KENJI TSUCHIYA**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1666844

**THIAGO COSTA MONTEIRO CALDEIRA**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1560164

**CLAUDIO ELIAS CARVALHO**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1496691

**De Acordo:**

**DAVI ANTUNES LIMA**

Superintendente de Regulação Econômica



# ANEXO III

Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL  
Brasília, 1º de Dezembro de 2009

## BENCHMARKING DOS CUSTOS OPERACIONAIS DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

.....  
Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias (2009-2013)

# Índice



I. DO OBJETIVO.....	1
II. DOS FATOS.....	1
III. DA ANÁLISE .....	2
III.1. BREVE DISCUSSÃO TEÓRICA E EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL .....	2
III.1.1 – Introdução .....	2
III.1.2 – Método de Fronteira Estocástica .....	3
III.1.3 – Método DEA .....	4
III.1.4 – Variáveis Ambientais e o Método DEA em Dois Estágios .....	7
III.1.5 - Regressão com Variável Dependente Limitada .....	8
III.2. ESCOLHA DO MODELO .....	10
III.3. APLICAÇÃO DO BENCHMARKING.....	15
III.3.1 – DEA – 1º Estágio.....	15
III.3.1.1 – Escolha das Variáveis .....	15
III.3.1.2 – Dados Utilizados .....	16
III.3.1.3 – Resultados Obtidos .....	17
III.3.2 – DEA – 2º Estágio.....	18
III.3.2.1 – Base de Dados e Escolha das Variáveis .....	18
III.3.2.2 – Resultados Obtidos .....	20
III.4. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS ASSOCIADOS ÀS NI’s (Novas Instalações) .....	21
III.4.1 – Identificação da Participação das NI’s .....	21
III.4.2 – Resultados .....	24
III.5. DEFINIÇÃO DOS CUSTOS EFICIENTES .....	25
IV. CONCLUSÕES.....	27
V. ANEXOS.....	28
ANEXO I .....	29

Processo n.º 48500.006551/2008-38

Assunto: Metodologia e Cálculo dos Custos Operacionais das Transmissoras de Energia Elétrica.

## I. DO OBJETIVO

O objetivo desta Nota Técnica é apresentar a metodologia e os critérios gerais adotados para determinação dos níveis eficientes de custos operacionais das concessionárias de transmissão de energia elétrica no Brasil para o segundo ciclo de revisão tarifária.

## II. DOS FATOS

2. A ANEEL instaurou a Audiência Pública nº. 068/2008, com período de contribuição compreendido entre 18/12/2008 e 12/02/2009, que buscava obter subsídios e informações referentes ao estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o processo de revisão tarifária dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica.

3. Na ocasião, foram disponibilizadas diversas notas técnicas, entre as quais, a Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL, com proposta de metodologia de revisão tarifária a ser aplicada no segundo ciclo de revisão tarifária das transmissoras existentes.

4. Em 12/02/2009, a ANEEL realizou a sessão ao Vivo - Presencial, onde foram recebidas diversas propostas e pleitos referentes à metodologia. Um desses pleitos se tratava da disponibilização, numa etapa anterior aos processos específicos de revisão de cada transmissora, de uma descrição mais detalhada do método de definição de custos operacionais.

5. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais eficientes 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.

6. Contudo, considerando que, por disposição contratual, a revisão tarifária se dará, para algumas concessionárias, apenas no âmbito das novas instalações (NI's), a metodologia deve contemplar

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

também a determinação dos custos associados a essas 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, 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 constituem parte significativa da base de ativos.

7. Em 07/08/2009 foi reaberta a supramencionada audiência pública a fim de disponibilizar para contribuições a Nota Técnica nº 274/2009-SRE/ANEEL. Esta Nota ofereceu uma proposta de metodologia e cálculo dos custos operacionais das transmissoras de energia elétrica para o segundo ciclo de revisão tarifária. Por ocasião desta audiência pública, foram recebidas diversas contribuições de aprimoramentos na metodologia.

### III. DA ANÁLISE

#### III.1. BREVE DISCUSSÃO TEÓRICA E EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

##### III.1.1 – Introdução

8. A experiência internacional na aplicação de métodos de *benchmarking* é bastante ampla, especialmente na determinação de custos operacionais de empresas atuantes em setores regulados de infraestrutura. JASMAB, T. e POLLIT, M (2000)<sup>1</sup> realizaram um levantamento dos principais métodos de estimação de fronteira (*benchmarking*) empregados, seja em trabalhos acadêmicos, ou em agências reguladoras de energia elétrica, na regulação dos setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. O estudo constata que há duas abordagens principais utilizadas em ambos os casos, quais sejam, o método DEA (*Data Envelopment Analysis*) e o método de Fronteira Estocástica.

9. PLAGNET, M. A. 2006<sup>2</sup> discute a tendência verificada entre as distribuidoras europeias de uma utilização maior desse método, conforme é possível notar na Figura 1. Verifica-se também a preferência pelo método DEA em relação aos demais. A autora ressalva, porém, que apesar do método de Fronteira Estocástica não se apresentar como método empregado por nenhuma Agência em seu levantamento, algumas o utilizam de forma complementar. Da mesma forma, o método COLS (mínimos quadrados ordinários) é também empregado, na maioria das vezes, de forma complementar.

---

<sup>1</sup> Jasmab, T. e Pollit, M (2000). Benchmarking and Regulation of Electricity transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience.

<sup>2</sup> PLAGNET, M. A. 2006. Use of Benchmarking Methods in Europe in the Electricity Distribution Sector. *Conference on Applied Infrastructure Research*.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

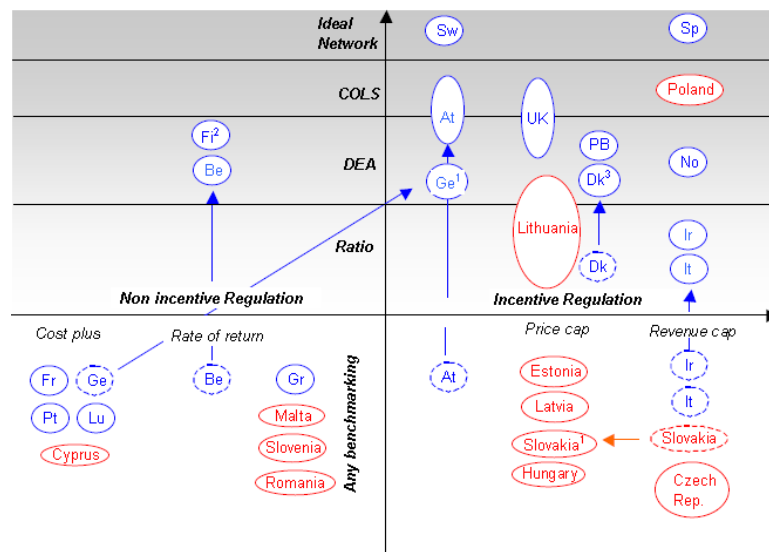


Figura 1: Métodos de *Benchmarking* Empregados em Agências Europeias

Fonte 1: PLAGNET, M. A. 2006

10. Há, porém, variações desses métodos, de acordo com as hipóteses consideradas a respeito do tipo de dados utilizados (painel ou *cross-section*), tecnologia do setor estudado (retornos crescentes, constantes ou decrescentes de escala), forma funcional da função de produção (ou custo), distribuição de probabilidade dos coeficientes de eficiência (Normal, Gama etc.) e, principalmente, a respeito da especificação de quais variáveis serão utilizadas. A diversidade de maneiras com que ambos os métodos são aplicados sugere que não há concordância sobre qual é a melhor abordagem a ser empregada.

11. A tendência na aplicação de métodos de benchmarking em agências reguladoras do setor elétrico foi confirmada em artigo recente de Honey e Pollitt (2009)<sup>3</sup>, onde os autores revelam crescente aplicação destes métodos na definição de tarifas e receitas nos processos de revisão tarifária e fator X.

12. Como afirmam os principais estudiosos do assunto, do ponto de vista teórico não há também um método superior *a priori*. Estes podem apresentar vantagens e desvantagens de acordo com a situação em que são empregados. Abaixo segue uma breve descrição de alguns métodos comumente empregados neste tipo de análise, propriedades, vantagens e desvantagens dos mesmos.

### III.1.2 – Método de Fronteira Estocástica

13. O método de Fronteira Estocástica é baseado em análise de regressão por Máxima-Verossimilhança. O mesmo parte da definição de uma forma funcional específica para a tecnologia da firma e de uma distribuição de probabilidade para o coeficiente de eficiência e erro da regressão. Quanto à primeira, há uma tendência de se utilizar formas funcionais mais flexíveis como a Translog (série de Taylor) e Série de Fourier<sup>4</sup>. Quanto às distribuições de probabilidade utilizadas destacam-se a Meio-Normal, Normal Truncada, Gama e Exponencial.

<sup>3</sup> Haney, A. B., Pollitt, M. G (2009). Efficiency Analysis of Energy Networks: An International Survey of Regulators. *EPRG Working Paper 0915, Cambridge Working Paper in Economics*, nº 0926. Junho..

<sup>4</sup> Bauer, P. W., Berger, A. N., Ferrier, G. D. e Humphrey, D. B. Consistency Conditions for Regulatory Analysis of Financial Institutions: A Comparison of Frontier Efficiency Methods. *Journal of Economics and Business*, Volume 50, N 2, Março 1998, pp. 85-114(30).

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

14. A técnica pode ser aplicada a dados em painel. No primeiro caso, a análise pode melhorar substancialmente a qualidade das estimativas, em especial, devido ao fato de permitir a análise no tempo da eficiência das empresas sob análise. Além disso, permite estimativas mais precisas na medida em que permite incorporar efeitos fixos e aleatórios individuais. Por fim, o principal ganho em se utilizar dados em painel é possibilitar estimadores consistentes dos parâmetros de eficiência individuais.<sup>5</sup>

15. Teoricamente, o método apresenta vantagens e desvantagens em relação aos demais. A principal vantagem diz respeito à pouca sensibilidade a problemas de erros de medida. Além disso, o mesmo permite estimar intervalos de confiança para os coeficientes de eficiência e determinar as variáveis que explicam os mesmos, bem como a relação destes com essas variáveis. Outra vantagem do método é não considerar nenhuma hipótese a respeito de retornos de escala.

16. No entanto, há algumas desvantagens. Uma primeira é relacionada à dependência do resultado em relação à distribuição de probabilidade considerada, ou seja, os resultados variam de acordo com esta hipótese. Este problema é grave porque não há consenso a respeito de qual distribuição de probabilidade seria a mais apropriada. Outro problema é que os resultados são sensíveis à forma funcional assumida<sup>6</sup>. Por fim, o método pode sofrer dos problemas tradicionais de análise de regressão: limitações relacionadas à omissão de variáveis, auto-correlação dos erros, heterocedasticidade, endogeneidade, etc..

### III.1.3 – Método DEA

17. O método DEA é baseado em programação linear e busca medir a eficiência das firmas a partir da estimação do conjunto de possibilidade de produção. Neste método, o conjunto de possibilidade de produção consiste no fecho convexo (*convex hull*) dos vetores insumo-produto, sendo a firma comparada com este fecho. A formulação original do problema foi dada por Charnes, Cooper e Rhodes (1978) e Charnes, Cooper e Rhodes (1981)<sup>7</sup>. Uma hipótese fundamental do método é a convexidade da função de produção, o que implica assumir “livre descarte” (*free disposal*) dos insumos.

18. Há algumas variações básicas do modelo. Pode ser “orientados nos insumos” (*Input-oriented*) ou “orientados nos produtos” (*output-oriented*). Simplificadamente, no primeiro caso as firmas são comparadas em relação a seus insumos. O parâmetro de eficiência estimado sugere o percentual de redução possível do nível de insumos utilizados, dado o nível de produto. Já o modelo *output-oriented* sugere o percentual de aumento do nível de produtos possível, dado o nível de insumos. A escolha de uma ou outra orientação depende de quais variáveis são consideradas gerenciáveis pelas firmas. No setor de transmissão, por exemplo, as variáveis gerenciáveis pelas empresas são claramente seus insumos (custos operacionais), já que a mesma não pode “escolher quanto ofertar” de seu produto. Uma transmissoras não pode, por exemplo, decidir construir uma linha de transmissão à revelia do órgão regulador.

---

<sup>5</sup> Uma boa referência para uma apresentação mais completa dos métodos existentes de fronteira estocástica e uma discussão mais aprofundada da metodologia encontra-se em Kumbhakar, S, C e Lovell, C. A. K. (2003), *Stochastic Frontier Analysis*. Cambridge University Press.

<sup>6</sup> Esse problema é amenizado com a adoção de formas funcionais flexíveis, como as citadas anteriormente. Ocorre que o número de variáveis no modelo aumenta sensivelmente e só é recomendável este tipo de forma funcional para um número grande de observações.

<sup>7</sup> Charnes, A., W. W. Cooper, and E. Rhodes. (1978). Measuring the Inefficiency of Decision Making Units. *European Journal of Operational Research* 2(6), 429-444 e Charnes, A., Cooper, W.W. and Rhodes, E. (1981). Evaluating Program and Managerial Efficiency: An Application of Data Envelopment Analysis to Program Follow Through. *Management Science*, 27(6): 668-697.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

19. Uma das formulações matemáticas do modelo, para o caso “orientado nos insumos”, é a seguinte<sup>8</sup>:

$$\begin{aligned} \min_{\theta_i, \lambda} \quad & \theta_i \\ \text{s.a.} \quad & -q_i + Q\lambda \geq 0 \\ & \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\ & \lambda_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (1)$$

onde:

$\theta_i$  = parâmetro de eficiência;

$Q$  = matriz de produto de todas as firmas;

$X$  = matriz de insumos de todas as firmas;

$q_i$  = vetor de produtos da firma  $i$ ;

$x_i$  = vetor de insumos da firma  $i$ ;

$\lambda_i$  parâmetro de ponderação da empresa  $i$ .

20. O parâmetro de eficiência estimado da empresa “ $i$ ” é  $\theta_i$ . A variável  $Q$  representa o vetor de produtos e  $X$  o vetor de insumos, incluindo os valores da própria empresa. Como é possível notar na equação 1, o parâmetro  $\theta_i$  se refere ao percentual possível de redução dos custos operacionais da empresa “ $i$ ” dado o seu nível de produto e os valores praticados pelas demais firmas.

21. O objetivo é encontrar o valor mínimo desse parâmetro de eficiência (que representaria os menores custos ou a maior eficiência, dado um *benchmarking*), que será dado por alguma combinação linear entre os valores dos insumos de outras empresas. Essa combinação é dada pelos parâmetros  $\lambda$ . Porém, deve satisfazer à seguinte restrição: a combinação linear dos produtos dessas empresas, utilizando as mesmas ponderações ( $\lambda$ ), empregadas na comparação dos insumos, deverá ser maior ou igual ao da própria empresa.

22. Simplificadamente, o que se busca nessa formulação é que firmas sejam comparadas com outras que produzem mais produtos a custos menores. Só que essa a comparação não é restrita somente a comparações entre firmas individuais, uma a uma, mas com uma espécie de “firma média”, ou “firma virtual”.

23. Para o caso em que há somente um produto e um insumo é possível representar o modelo através da figura abaixo. A combinação entre todas as firmas “eficientes” estimadas formam a chamada “fronteira de custo” que é representada pela curva que separa a área escura da área clara. A área superior a essa fronteira (área escura) forma o chamado conjunto de possibilidades de produção (custo), representado pela área escura. Qualquer ponto abaixo da área escura não pode ser alcançado (para o modelo), na medida em que não existe alguma combinação de firmas situadas naquele ponto. O ponto denominado como “firma A” representa uma situação em que a firma em questão é ineficiente. Nota-se, na figura, que o que a

<sup>8</sup> Essa é a versão mais básica do método, conhecida como modelo CCR. Assume retornos constantes de escala, convexidade da função de produção e livre descarte dos insumos. Convexidade da função de produção implica que qualquer combinação linear das firmas existentes é possível. A propriedade de livre descarte (*free disposal*) implica que os insumos podem ser reduzidos sem custos.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 6 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

caracteriza como ineficiente é o fato de situar-se acima da fronteira de custo, no interior do conjunto de possibilidades de produção.

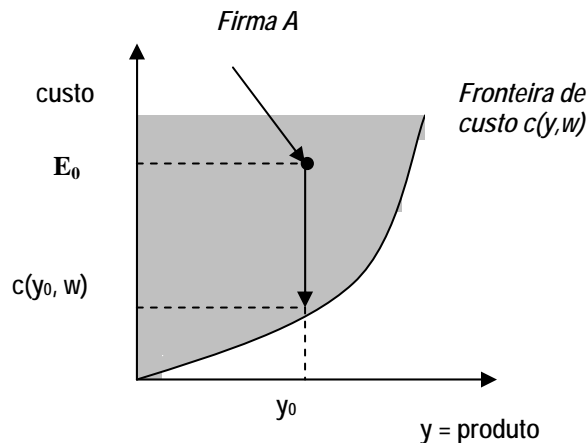


Figura 2: Curva de Possibilidades de Produção

24. De acordo com as hipóteses consideradas no modelo, qualquer firma no mercado pode situar-se em qualquer ponto deste conjunto. Como a variável  $y$  (produto) é assumida como exógena à firma, a interpretação da figura é que se uma firma se situar no ponto  $(E_0; y_0)$ , ela pode diminuir seus custos até o ponto  $c(y_0, w)$ , porque existe uma combinação de firmas que produzem  $y_0$  àquele custo no modelo.

25. Assim como o anterior, o método apresenta vantagens e desvantagens. Sua principal desvantagem é sua grande sensibilidade a erros de medida. Outra desvantagem comumente associada se refere à sua natureza determinística, ou seja, o método em sua versão original não permite estimar um intervalo de confiança para os coeficientes. Além disso, o modelo DEA convencional apresenta algumas limitações para incorporar “variáveis ambientais”, ou seja, variáveis que controlam para heterogeneidade do ambientes onde atuam as empresas<sup>9</sup>.

26. Um problema do modelo bastante discutido é a chamada “maldição da dimensão” (*curse of dimensionality*). Trata-se de certo viés pró-eficiência causado pela pequena disponibilidade de dados e/ou grande número de variáveis. Avanços teóricos recentes têm demonstrado que a “taxa de convergência” dos estimadores baseado no método DEA é inversamente proporcional ao número de variáveis no modelo (seja insumo ou produto) e diretamente proporcional ao número de observações<sup>10</sup>. Isto significa que, em situações em que há um pequeno número de observações e um grande número de variáveis, os parâmetros de eficiência podem ser superestimados.

27. O método tem duas vantagens principais que, em certas condições, o torna preferível em relação aos demais. A primeira é que ele não considera hipótese a respeito de distribuições de probabilidade

<sup>9</sup> Desenvolvimentos recentes têm possibilitado a estimação de intervalos de confiança para os parâmetros de eficiência individual, Ver, por exemplo, Simar, L. and Wilson, P.W. (2000). Statistical Inference in Nonparametric Frontier Models: The State of the Art. *Journal of Productivity Analysis*, 13: 49–78

<sup>10</sup> Para tratamento completo do assunto ver Simar, L. and Wilson, P.W. (2000). Statistical Inference in Nonparametric Frontier Models: The State of the Art. *Journal of Productivity Analysis*, 13: 49–78

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

de algum termo, seja da variável dependente ou do erro. A segunda é não assumir qualquer função de produção, ou seja, é totalmente adaptável a qualquer forma funcional assumida.

28. Assim como no caso de fronteira estocástica, o método permite que seja aplicado a dados em painel. A aplicação a dados em painel possui diversos objetivos. Um deles é permitir ampliar a amostra de empresas comparáveis e minimizar o problema de viés pró-eficiência existente no modelo. Isto é feito considerando observações de uma mesma empresa em diversos momentos no tempo, o que, na literatura é conhecido como dados em "pool", ou, simplesmente, "pool". Outro objetivo é possibilitar a avaliação de ganhos de produtividade ao longo de certo período<sup>11</sup>. Para tanto, é necessário distinguir observações de uma mesma empresa em dois períodos consecutivos.

29. Em setores que apresentam grandes variações tecnológicas e/ou de gestão, ou seja, setores em que a fronteira de eficiência varia bastante de um ano para o outro, deve-se avaliar de forma mais cuidadosa os resultados da aplicação do modelo DEA para um pool de dados. Isto, porque, as estimativas de eficiência para cada empresa poderão ser confundidas com ganhos de produtividade advindos da evolução da fronteira de eficiência. Porém, em setores em que não ocorre este fenômeno, há ganhos substanciais com aplicação do modelo para um pool pois não incorre no problema mencionado.

### III.1.4 – Variáveis Ambientais e o Método DEA em Dois Estágios

30. Apesar de desenvolvimentos recentes permitirem a consideração de variáveis ambientais diretamente no modelo de programação do DEA, diversos autores afirmam que o mesmo é pouco flexível para incorporar este tipo de variável. **Variável ambiental, para fins deste estudo, será definida como toda aquela que não é considerada insumo ou produto, mas afetam os custos operacionais das empresas, passíveis de serem mensuradas.** Em geral, diferenciam o "ambiente" onde atuam as empresas, causando um custo marginal maior ou menor. São exemplos possíveis de variáveis ambientais, neste contexto, o nível salarial da região onde atua a empresa, a dispersão de sua rede, elevada incidência de incêndio, raios, etc.

31. Outro problema mais relevante é a impossibilidade de testar estatisticamente as variáveis introduzidas no modelo. Na medida em que para diversas variáveis ambientais não é possível afirmar de forma inequívoca seu impacto sobre os custos operacionais, é importante testar sua significância do ponto vista estatístico.

32. Uma solução possível é ajustar os parâmetros de eficiência estimados via modelos de regressão. Estes modelos são conhecidos na literatura como DEA em Dois Estágios, ou, Modelo Semi-Paramétrico de Processos de Produção<sup>12</sup>. O método é consagrado na literatura<sup>11</sup>. Honey e Pollit (2009) apontam a utilização de variáveis ambientais na análise de eficiência por diversas agências reguladoras do setor elétrico, inclusive no setor de transmissão, em diferentes países, como Áustria, Grã Bretanha, Bélgica, Finlândia, Holanda, etc. Entre os métodos utilizados para se controlar os parâmetros de eficiência estimados para variáveis ambientais é, de fato, o mais empregado. É importante ressaltar que, apesar de não ser

<sup>11</sup> Ver, por exemplo, Fried, H. O, Lovell, C. A. K, Schjmidt, S. S.(2008).The measurement of productive efficiency and productivity growth. Oxford University Press

<sup>12</sup> Ver Simar, L., Wilson, P. W. (2007). Estimation and Inference in Two-Stage, semi-parametric models of production. *Journal of Econometrics*, 136, 31-64, Setembro.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

aplicado em alguns países, o método só se faz necessário quando as empresas a serem comparadas atuam em ambientes diferenciados<sup>13</sup>.

33. O modelo consiste simplesmente em estimar a equação (2) abaixo via análise de regressão para identificar o peso médio e significância estatística de cada variável no parâmetro de eficiência estimado. Desta forma, é possível identificar a parcela do parâmetro estimado através do DEA que se trata de questões não gerenciáveis e corrigir os valores finais para estas variáveis. Adaptando a terminologia descrita em Simar e Wilson (2007)<sup>11</sup>, temos:

$$\theta_i = 0 \leq F(z_i, \beta) + \varepsilon_i \leq 1 \quad (2)$$

onde:

$\theta_i$  = parâmetro de eficiência (Medida de Farrell)<sup>14</sup>;

$z_i$  = vetor de variáveis ambientais da empresa  $i$ ;

$\beta$  = vetor de parâmetros.

34. É importante notar que a eficiência propriamente dita, neste caso, só será estimada de fato após a correção dos parâmetros estimados pelo DEA pelas variáveis ambientais. A equação (2) acima implica que parte do que se estimou como eficiência no primeiro estágio era, de fato, devido a diferenças entre as transmissoras que fazem com que seus custos operacionais sejam diferenciados, ou seja, sofrem a influência de um ambiente diferente de atuação.

35. Estimar a equação (2) acima permite “corrigir” o parâmetro de eficiência estimado no 1º estágio através do peso da influência das variáveis ambientais ( $\beta$ ) sobre os parâmetros de eficiências estimados pelo DEA que, vale repetir, não considerou estas variáveis. Na medida em que estes últimos foram obtidos via análise comparativa, esta comparação não levou em conta o fato de empresas estarem em ambientes mais ou menos favoráveis. Com os  $\beta$ s estimados é possível isolar o efeito destas variáveis sobre os parâmetros de eficiência e obter uma estimativa do nível “puro” de eficiência. Uma discussão mais detalhada deste tema será feita mais à frente.

### III.1.5 - Regressão com Variável Dependente Limitada

36. O modelo DEA em dois estágios incorpora variáveis ambientais na análise de eficiência “corrigindo” o parâmetro de eficiência estimado no primeiro estágio utilizando os  $\beta$ s estimados na equação 2 acima. Logo, um tema importante trata-se da estimativa destes parâmetros. Como é possível notar, a equação possui uma característica bastante peculiar, qual seja, o fato da variável dependente, ou endógena, possuir, por construção, valores limitados entre 0 e 1. Isto porque, da forma como foi definido “eficiência”, seus valores não podem ser maiores que 1 (ou 100%) e menores que 0 (ou 0%).

<sup>13</sup> Duas boas referências sobre aplicação do método se encontram em : DELGADO, V. M. S. MACHADO, A. F. Eficiência das Escolas Públicas Estaduais de Minas Gerais. Pesquisa e Planejamento Econômico. v. 37, n. 3, Dez, 2007; e Afonso, A.; Aubyn, M. St. Cross-country efficiency of secondary education provision: a semi-parametric analysis with non-discretionary inputs. Frankfurt: uropean Central Bank, 2005, 39 p. (Working Paper; 494). Disponível em <http://www.ecb.int/pub/pdf/scpwps/ecbwp494.pdf> . Acesso em 13 de outubro de 2009..

<sup>14</sup> Uma diferença desta formulação para a empregada em Simar, L., Wilson, P. W. (2007) é que os autores apresentam como medida de eficiência a medida de *Shepard*, que corresponde ao inverso da medida de *Farrel*. Apesar de mensurarem de forma diferente eficiência, na prática, não há diferença entre os resultados alcançados com ambas as medidas.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

37. A literatura em econometria discutiu e ainda discute bastante o tema de análise de regressão neste contexto. Dados com as características mencionadas anteriormente são conhecidos nesta literatura como dados truncados (truncated) ou censuradas (censored)<sup>15</sup>. Um boa referência sobre o tema se encontra em Greene (2003)<sup>16</sup>. A diferença entre dados censurados e truncados é bastante sutil. Os dados são censurados quando são limitados e a probabilidade de observação de valores correspondentes aos limites é diferente de zero. Isto ocorre porque os valores efetivamente observados da variável dependente quando esta for, na realidade, superior ao limite superior, por exemplo, corresponderá ao valor do limite superior. O mesmo ocorre para o limite inferior.

38. De forma a ilustrar e tornar mais claro os conceitos é interessante citarmos um exemplo. Tomemos como o exemplo o caso em que os níveis de qualidade de concessionárias serão feitos com uma base de dados proveniente de um questionário em que se pede para o entrevistado avaliar o nível de qualidade prestado pela empresa e atribuir uma nota entre 0 a 10. Se supusermos que a nota 10 sempre será atribuída a partir de certo nível  $Q$  de qualidade, todas as empresas que prestarem o serviço a partir daquele nível obterão nota 10. Ou seja, todas as empresas com um nível igual ou superior à  $Q$  de qualidade estariam representadas na amostra com a nota 10. As empresas com níveis reais  $2Q$  e  $3Q$  de qualidade seriam observados nesta amostra com o mesmo nível de qualidade. O mesmo ocorrerá para a nota 0. Assim, nesta situação, a probabilidade de se observar os limites 0 e 10 é diferente de 0.

39. Dados truncados se diferenciam de dados censurados por não apresentarem probabilidade diferenciada de serem observados os limites do intervalo na amostra. Voltando ao exemplo anterior, se perguntarmos somente para um indivíduo a respeito do nível de qualidade de várias concessionárias, ele provavelmente vai atribuir nota 10 somente para empresa que, segundo sua avaliação, possui o maior nível de qualidade. As notas atribuídas às demais serão feitas com base em sua avaliação da concessionária com maior nível de qualidade. Logo, apesar dos valores observados ficarem limitados entre 0 e 10, a probabilidade de se observar os valores limites não será diferente das demais.

40. Dadas estas características da variável dependente são importantes algumas adaptações no modelo de regressão. Como chama a atenção Greene (2003), o estimador de mínimos quadrados ordinários, neste caso, é viesado. Porém, este viés pode variar bastante dependendo da distribuição da amostra em análise. Os modelos de regressão mais comuns que tratam os problemas são o modelo TOBIT, para dados censurados e o modelo de Regressão Truncada, para dados truncados.

41. A escolha de um dos modelos depende fundamentalmente das características dos dados sob análise. No caso específico dos dados de eficiência das empresas é necessário discutir se caracterizam por serem dados truncados ou censurados. O tema é controverso na literatura. Os autores que consideram o modelo TOBIT no segundo estágio justificam a sua utilização pelo fato de, tipicamente, encontrarmos muitas empresas eficientes na amostra, em especial, quando se dispõe de amostra pequena. Ou seja, a probabilidade de encontrarmos parâmetros de eficiência igual a 100% é diferente de 0 em diversos estudos aplicados. Porém, como chama a atenção alguns autores, não há razão para supormos que essa probabilidade seja diferente de 0. O fenômeno de encontrarmos diversas empresas eficientes decorre do problema mencionado anteriormente de viés existente no DEA. Logo, o problema é de outra natureza. Assim, o modelo adequado seria, segundo estes autores, o de Regressão Truncada.

---

<sup>15</sup> A tradução dos termos para o português foi baseado em Wooldridge, J. M (2007). Introdução à Econometria. Thomson Learning, 2ª Edição.

<sup>16</sup> Greene, W. H. (2003). Econometric Analysis. Prentice Hall, 5ª Edição.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

42. Seja qual for o modelo utilizado, outro tema importante se refere à estimativa das variâncias dos parâmetros nesta regressão. Como chamam a atenção Simar e Wilson (2007), os parâmetros de eficiência são serialmente correlacionados, e de uma maneira ainda desconhecida. Logo, os termos de erro em (2), provavelmente, também são. Ressaltam ainda os autores que os termos de erro também estão correlacionados com as variáveis dependentes. Logo, as variâncias dos estimadores, quando estimados de forma convencional, podem incorrer em estimativas enviesadas. Os autores recomendam um algoritmo específico para tratar o problema utilizando o método de bootstrap. Mais detalhes podem obtidos no artigo citado.

### III.2. ESCOLHA DO MODELO

43. Conforme discutido anteriormente, não existe um método que seja superior *a priori*. Assim, a escolha do método a ser empregado depende fundamentalmente dos dados disponíveis e da situação em que se aplica o estudo.

44. No caso em questão, é possível ser feito um levantamento bastante preciso das variáveis físicas relacionadas à atividade de transmissão, tais como comprimento de rede, capacidade de transformação, número de equipamentos instalados (módulos), etc. É ainda possível relacionar a evolução dessas variáveis ao longo do tempo, sobretudo a partir do ano de 2000, quando se iniciou a implementação das chamadas “novas instalações”, ou RBNI.

45. No entanto, em relação aos custos operacionais, embora haja disponibilidade de informações contábeis para o mesmo período acima citado, verificam-se algumas dificuldades no tratamento dos dados. Por exemplo, é necessário que estejam em uma mesma base de tempo, o que implica a necessidade de se deflacionar ou inflacionar os custos até uma determinada data.

46. Dessa forma, um exame criterioso de todos os dados disponíveis permite concluir que o período de análise que garante uma maior homogeneidade dos dados refere-se aos anos de 2002 a 2008.

47. Por fim, em relação às empresas a serem incluídas na análise, detectou-se que a inclusão de empresas de menor escala, atuando sob situações muito específicas, tendem a provocar fortes distorções na estimativa da eficiência do grupo de empresas maiores. Por esse motivo, foram incluídas apenas as seguintes empresas: FURNAS, CTEEP, CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL, CEMIG, COPEL e CEEE. Assim, dispõe-se de um banco de dados em painel não-balanceado, formado por um total de sete empresas, com oito anos de observação e uma empresa (COPEL), com sete anos de observação.

48. Os dados se caracterizam pelo pequeno número de empresas (8 até 2007 e 7 em 2008). Desta forma, a aplicação de qualquer modelo para dados em cross-section não é possível devido ao reduzido número de graus de liberdade<sup>17</sup>. No caso do DEA, uma forma de se tratar o problema, como mencionado anteriormente, é utilizar os dados em *pool*. Ou seja, as empresas em cada ano seriam consideradas na amostra como empresas diferentes. A hipótese considerada é de que as empresas são comparáveis como

---

<sup>17</sup> Apesar de não haver um consenso a respeito do tamanho amostral mínimo para se aplicar o modelo DEA, há algumas regras convencionadas entre os estudiosos sobre o tema. No caso estudado neste trabalho, não é possível aplicar o método para uma amostra menor que 15 observações. Ainda sim, o DEA é bastante viesado para este tamanho amostral. Ver Fried, H. O, Lovell, C. A. K, Schjmidt, S. S.(2008).The measurement of productive efficiency and productivity growth. Oxford University Press. Para uma boa discussão sobre viés no modelo DEA ver Simar, L. and Wilson, P.W. (2000). Statistical Inference in Nonparametric Frontier Models: The State of the Art. *Journal of Productivity Analysis*, 13: 49–78

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

elas mesmas no tempo. Esta hipótese tem como consequência considerar que não houve evolução tecnológica substancial no período.

49. No caso do modelo de fronteira estocástica a utilização de dados em painel, como discutido na seção III.1.2, permite melhores estimativas dos parâmetros por empresa. Porém, na medida em que o número de parâmetros estimados é substancialmente maior que no modelo DEA, o tamanho amostral pode não ser suficiente para boas estimativas, por diversas razões. Uma seria a impossibilidade de adoção de uma forma funcional mais flexível, como a Translog, devido ao número reduzido de observações. As formas comumente empregadas neste tipo de situação, como a função Cobb-Douglas, são bastantes sensíveis inclusive às unidades de medida consideradas. Outro problema advindo do tamanho amostral é a não convergência dos algoritmos de otimização utilizados para se maximizar a função de máxima-verossimilhança.

50. Foram realizadas diversas simulações com os dados existentes de forma a avaliar a possibilidade de aplicação de um modelo de fronteira estocástica. Foram constatados diversos problemas para sua utilização na prática. O principal trata-se da impossibilidade de consideração de todas as variáveis relevantes na amostra. O modelo proposto pela CEMIG/Quantum na Audiência Pública 068/2008, por exemplo, considera somente o ativo físico Extensão de Rede, e não considera variáveis ambientais importantes, como o tamanho da área de atuação. Além disso, o coeficiente estimado para a variável rede implica na existência de deseconomias de escala no setor. Este resultado, apesar de possível, é pouco provável e exigiria maiores estudos.

51. Assim, o **método DEA** se mostrou mais adequado para a presente análise. Como discutido anteriormente, o modelo DEA convencional possui pouca flexibilidade para incorporar variáveis ambientais. No caso específico do setor de transmissão brasileiro, há razões para se esperar que as empresas possuam diferenças importantes que devem ser consideradas ao compará-las. Uma forma de ilustrar o problema é observar a área de atuação das transmissoras ELETRONORTE e CTEEP nas figuras 3 e 4 abaixo<sup>18</sup>.

52. A ELETRONORTE atua em uma área equivalente à aproximadamente 310 mil km<sup>2</sup> e possui 7.784 km de rede, enquanto a CTEEP possui 18.610 km de rede e atua numa área de aproximadamente 180 mil km<sup>2</sup>. Isso tem um indicativo de maior custo de operação e manutenção para ELETRONORTE, na medida em que aumenta o tempo médio de descolamento das equipes de operação e manutenção e custos de transporte de materiais, por exemplo.

53. Além dessas variáveis, há diversas outras que implicam maiores ou menores custos operacionais que não estão diretamente relacionadas ao serviço das transmissoras. Assim, é necessário que uma análise comparativa entre as empresas leve em conta estas diferenças.

54. Portanto, optou-se por utilizar o **método DEA em Dois Estágios (Modelo Semi-Paramétrico)** para considerar essas variáveis na análise de eficiência.

55. **A estimativa da eficiência das empresas no que diz respeito a custos de operação e manutenção será feita em duas etapas. A primeira etapa consiste em estimar parâmetros de eficiência aplicando o modelo DEA.** A hipótese considerada a respeito dos retornos de escala é a de retornos não-decrescentes. Esta questão é muito importante, visto que os resultados são bastante sensíveis a esta hipótese. De fato, são poucos os trabalhos que discutem o tema para o Brasil, ou mesmo para outros países.

---

<sup>18</sup> A forma como foi construído cada variável será descrito mais à frente.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Porém, praticamente todos estes trabalhos têm como resultado a presença de retornos crescentes de escala nos setores de transmissão e distribuição de energia elétrica. Além disso, é exatamente este o fator que motivou a regulação tarifária destes no Brasil<sup>19</sup> e em outros países.

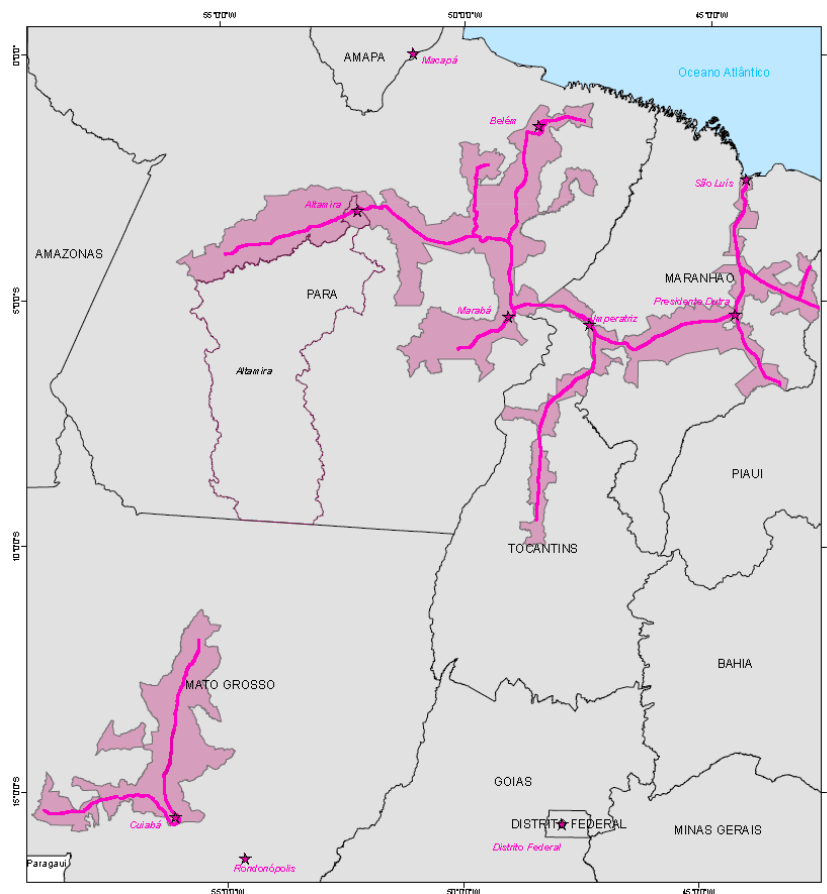


Figura 3: Área de Atuação da Eletronorte

<sup>19</sup> Ver, por exemplo, o relatório da COOPERS & LYBRAND. Relatório Consolidado Etapa IV-1. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Brasília, jun. 1997, mimeo.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

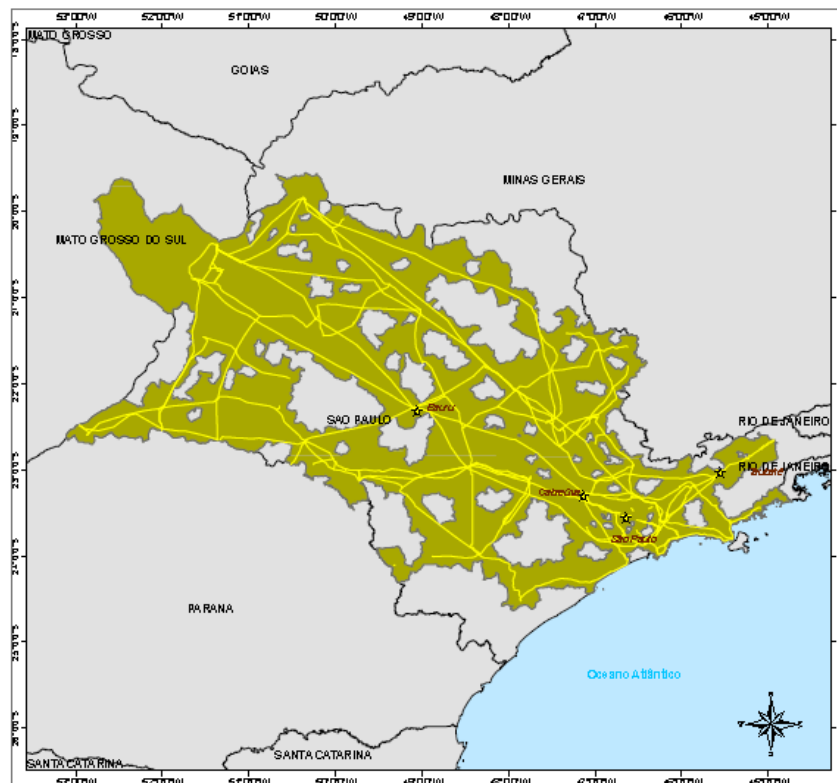


Figura 4: Área de Atuação da CTEEP

56. A hipótese de retornos não-decrescentes implica adicionar ao modelo de otimização apresentado anteriormente mais uma restrição, qual seja:

$$\sum \lambda_i \geq 1 \quad (3)$$

onde:

$\lambda_i$  = parâmetro de ponderação da empresa  $i$ .

57. Esta restrição implica que a escala de firmas maiores não pode ser reduzida de forma que estas possam ser comparadas com firmas menores. Contrariamente, firmas de menor escala podem ser comparadas com firmas maiores.

58. Um último ponto trata do modelo DEA aplicado a dados em painel. A diferença em relação à abordagem *cross-section* é que, no painel, firmas em um ano qualquer são comparadas com elas mesmas em outros anos. Logo, o modelo estima os parâmetros de eficiência para cada firma em todos os anos considerados. Na medida em que a tecnologia, ou seja, a fronteira de eficiência, não tende a evoluir de forma substancial no setor de transmissão de energia elétrica, a consideração de dados em painel é apropriada<sup>20</sup>.

59. A segunda etapa consiste em estimar via análise de regressão as variáveis ambientais, ou seja, variáveis que afetam os custos médios e marginais das transmissoras, e corrigir o parâmetro de eficiência de forma a contemplar as especificidades de cada empresa. O modelo de regressão

<sup>20</sup> Uma maneira de avaliar esta hipótese é através da técnica chamada *Window Analysis*. As simulações realizadas, empregando uma janela de 3 anos, não indicou evolução relevante na fronteira de eficiência.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 14 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

utilizado, seguindo Simar e Wilson (2007), será o **modelo de Regressão Truncada**<sup>21</sup>. A equação a ser estimada está descrita abaixo.

$$\Theta_{DEA} = C + \sum_i (X_i - \bar{X}_i) \alpha_i \quad (4)$$

onde,

$\Theta_{DEA}$  = *Parâmetro de Eficiência estimado pelo modelo DEA;*

$C$  = *Constante da regressão;*

$X_i$  = *Variável Ambiental "i";*

$\bar{X}$  = *Média da Variável Ambiental "i" na amostra;*

$\alpha_i$  = *Coefficiente da regressão associado à variável "i".*

60. Também baseado em Simar e Wilson (2007), os intervalos de confiança dos parâmetros serão estimados utilizando uma técnica de **Bootstrap**<sup>22</sup>.

61. Esta equação possui uma interpretação bastante intuitiva. No primeiro estágio, os parâmetros estimados pelo DEA assumem que as empresas atuam em um mesmo ambiente. A única diferenciação presente é a dos retornos de escala. Como na prática as empresas não estão sob as mesmas condições, parte do que se estimou como ineficiência é, na verdade, devido às diferentes condições em que as mesmas atuam, ou seja, é devido às variáveis ambientais. Logo, a regressão estima a parcela da "ineficiência" estimada pelo DEA que é, de fato, devido ao fato da empresa possuir um ambiente adverso, acima da média das demais empresas. A constante da regressão estima qual seria a eficiência média das empresas caso possuíssem idênticas variáveis ambientais. Sua inclusão cumpre o papel somente de garantir que a média amostral dos resíduos seja igual a zero e evitar problemas de viés nas estimativas de  $\alpha_i$ .

62. É importante comentar o significado dos sinais dos parâmetros estimados nesta regressão. Um sinal negativo para uma variável implica que ela está negativamente correlacionada com os parâmetros de eficiência estimados. Ou seja, empresas com valores maiores relativos a esta variável tendem a possuir níveis menores de eficiência estimados no modelo DEA. Logo, parte da ineficiência estimada era, de fato, devido a esta variável ambiental. O contrário também é verdadeiro para os coeficientes positivos. Ou seja, parte da eficiência estimada era devido a esta variável ambiental. É interessante observar que o sinal do parâmetro estimado é contrário ao sinal de impacto sobre os custos médios ou marginais, ou seja, uma variável ambiental que impacta positivamente o parâmetro de eficiência impacta negativamente os custos médios ou marginais.

63. Na equação (4) foi possível identificar um conjunto de variáveis que, ao serem omitidas no primeiro estágio, implicaram em uma "falsa ineficiência" estimada pelo DEA. A equação permite ainda identificar o peso de cada variável nesta "falsa ineficiência". Como o DEA é um modelo comparativo, empresas que possuem ambientes mais (menos) adversos que a média tendem a possuir eficiência (super) subestimada no primeiro estágio. Logo, baseado nos parâmetros estimados na regressão, há pelo menos duas maneiras de se corrigir os parâmetros de eficiência para as variáveis ambientais:

<sup>21</sup> Os resultados, utilizando o modelo TOBIT, não se alteram de forma substancial.

<sup>22</sup> Os autores sugerem dois algoritmos. O utilizado aqui foi similar ao primeiro algoritmo proposto pelos autores devido a sua maior simplicidade e menor exigência computacional. O bootstrap foi feito no software STATA 10.1.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

$$\Theta_{DEA\text{Corrig}} = \text{Min} \left[ \Theta_{DEA} - \sum_i \text{Max}\{(X_i - \bar{X}_i), 0\} \alpha_i, 100\% \right] \quad (5)$$

$$\Theta_{DEA\text{Corrig}} = \text{Min} \left[ \Theta_{DEA} - (X_i - \bar{X}_i) \alpha_i, 100\% \right] \quad (6)$$

onde,

$\Theta_{DEA\text{Corrig}}$  = Parâmetro de Eficiência do DEA após correção para variáveis ambientais.

64. A primeira forma de correção é mais conservadora no sentido de corrigir o parâmetro de eficiência somente para as empresas com ambientes mais desfavoráveis. Porém, como ressaltam CTEEP/Mercados e ELETRONORTE em suas contribuições à Nota Técnica nº 274/2009-SRE/ANEEL, no âmbito da AP 068/2008, este método de correção implica em assimetria no tratamento de correção dos parâmetros reais de eficiência. Assim, de forma a se estimar mais precisamente os reais parâmetros de eficiência, dever-se-ia aplicar a equação (6) acima, ou seja, corrigir para as empresas que possuem ambientes mais ou menos favoráveis.

65. A forma de correção a ser adotada neste trabalho, dadas as razões levantadas pelas empresas supracitadas, será a equação (6) acima. Ademais, a mesma possui respaldo na literatura sobre o tema<sup>23</sup>

### III.3. APLICAÇÃO DO BENCHMARKING

#### III.3.1 – DEA – 1º Estágio

##### III.3.1.1 – Escolha das Variáveis

66. No presente estudo, optou-se por utilizar como **insumo** no modelo a variável OPEX (custo operacional).

67. Quanto às variáveis de produto, é importante destacar que uma característica singular do setor de transmissão no Brasil é que a receita associada às instalações não está diretamente relacionada ao fluxo de potência ou energia transportada, mas à disponibilidade das instalações. Isso torna-se significativo na medida em que não se deve associar o fluxo de energia ao produto que se quer caracterizar.

68. Assim, uma vez que o produto se caracteriza pela disponibilidade das instalações, deve-se identificar quais as variáveis que representam tais instalações.

69. De forma geral, caracteriza-se o sistema de transmissão em Linhas de Transmissão e Subestações, ou seja, um conjunto de instalações que estão associadas ao transporte de energia e à transformação para diferentes níveis de tensão. Assim, a transmissão pode ser modularizada da seguinte forma:

##### 1) Unidades Modulares de Linhas de Transmissão;

<sup>23</sup> Ver, por exemplo, Afonso, A.; Aubyn, M. St. (2005). Cross-country efficiency of secondary education provision: a semi-parametric analysis with non-discretionary inputs. Frankfurt: *European Central Bank*, (Working Paper; 494).

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

- 2) Unidades Modulares de Subestações;
  - 2.1) Módulo Geral (infra-estrutura comum à subestação);
  - 2.2) Módulo de Manobra (Entrada de Linha – EL, Conexão de Transformador – CT; Interligação de Barramentos – IB);
  - 2.3) Módulo de Equipamento (transformadores, reatores, capacitores, etc.)

70. Essa modularização já é amplamente adotada no segmento de transmissão, de forma que os Custos de Referência ANEEL, utilizados para valoração da base de remuneração, seguem esse modelo.

71. Contudo, para estimação dos custos operacionais associados às NI's, foi verificada a pertinência de se considerar as unidades modulares de linhas de transmissão (extensão de rede, em km) e as unidades modulares de subestação, representadas pelos módulos de manobra (entrada de linha, conexão de transformador e interligação de barramento) e equipamentos (número de transformadores e autotransformadores, além da capacidade instalada de transformação, em MVA).

72. As variáveis então selecionadas para representar o **produto** são:

**Tabela 1: Variáveis Representativas do Produto**

<b>Produto a ser Representado</b>	<b>Variável</b>
Linhas de Transmissão	Comprimento de rede (km)
Módulos de Manobra	Somatória dos módulos: EL, CT e IB
Módulos de Equipamentos	Quantidade de transformadores Capacidade instalada de transformação (MVA)

### III.3.1.2 – Dados Utilizados

73. Na tabela 1 do Anexo I são apresentados os dados utilizados no DEA 1º Estágio. A variável "Módulos" constitui-se na soma das variáveis "Entrada de Linha" (EL), "Conexão de Transformadores" (CT) e "Interligação de Barramentos" (IB), cujos valores são apresentados na Tabela 2 deste mesmo Anexo. Como já mencionado, os valores são apresentados como um painel. Assim, o dado para cada ano se refere à soma daquele ano e todos os anteriores. Vale ressaltar que foram incluídos os valores referentes aos equipamentos remunerados via RBSE, de forma a representar a totalidade do produto, sendo que a inclusão desses equipamentos não afeta a análise, uma vez que não se altera ao longo do período. Os valores da COPEL em 2008 não foram considerados devido ao processo de cisão da empresa neste ano.

74. Para o levantamento da base de ativos físicos foram consideradas as instalações de transmissão em operação comercial até dezembro de 2008. Para isso, estas foram segregadas em RBSE/RPC e RBNI/RCDM, conforme definido nos Contratos de Concessão:

- (i) **RBSE/RPC** – O levantamento das instalações foi realizado em 1999 (Resolução nº 066/1999) em conjunto com ANEEL, concessionárias de transmissão e os usuários da Rede Básica e DIT's. O estudo foi atualizado no ano seguinte, resultando na publicação da Resolução nº 166/2000, de 31 de maio de 2000, que consolidou as instalações de transmissão da Rede Básica e conexões.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Ademais, as parcelas de RBSE/RPC foram “blindadas” no Contrato de Concessão, ou seja, não são sujeitas à revisão tarifária, e, por esse motivo, a relação dessas instalações não se altera no decorrer dos anos, mantendo-se constante desde 2001.

- (ii) **RBN/RCDM** – A partir de 2001, a expansão do sistema de transmissão existente foi realizada, necessariamente, por meio de autorização da ANEEL, mediante Resoluções Autorizativas que definiam, entre outros, a entrada em operação comercial e a parcela de receita anual permitida.

75. Portanto, é entendimento da ANEEL que todas as instalações de transmissão que serão consideradas no estudo devem constar das planilhas de cálculo que subsidiaram a Resolução nº 166/2000 ou das Resoluções Autorizativas publicadas após a celebração dos Contratos de Concessão. Eventuais diferenças nos valores homologados não serão tratadas no âmbito deste estudo, devendo ser objeto de fiscalização da Agência e, caso necessário, posterior alteração das Resoluções que as homologaram.

76. O custo contábil corresponde ao PMS, ou seja, as contas de Pessoal, Materiais e Serviço de Terceiro. A conta Outros não foi considerada nesta etapa do estudo por não apresentar abertura suficiente no BMP de forma que se possa extrair somente os custos operacionais. Desta forma, considerá-la introduziria um ruído na análise que poderia afetar os resultados. Os valores foram atualizados para a data base de junho de 2009 utilizando-se o índice do IPCA para as contas de Pessoal e Serviços de Terceiros e o índice do IGPM para as contas de Materiais<sup>24</sup>.

### III.3.1.3 – Resultados Obtidos

77. Para o DEA 1º Estágio adotou-se a seguinte parametrização:

- Orientação: insumos;
- Retornos de escala: Não decrescentes;
- Estrutura: Convexa;
- Distância: Radial.

78. Os parâmetros de eficiência foram estimados conforme modelo definido no item III.2, equação (1) e restrição descrita na equação (3). Os resultados são apresentados na tabela abaixo<sup>25</sup>.

**Tabela 2: Parâmetros de Estimados no DEA 1º Estágio**

Empresa	Ano	Parâmetros Estimados	Empresa	Ano	Parâmetros Estimados
CEEE	2002	71.3%	CTEEP	2005	38.8%
CEMIG	2002	96.9%	ELETRONORTE	2005	32.5%
CHESF	2002	82.4%	ELETROSUL	2005	70.5%
COPEL	2002	79.0%	FURNAS	2005	58.5%

<sup>24</sup> Os valores estão a preços de junho de 2009. Na medida em que os valores contábeis divulgados nos balanços não são corrigidos pela inflação, ou seja, não estão todos a preços de dezembro do respectivo ano, considera-se seis meses a mais de inflação de forma a corrigir o problema. Assim, os custos de 2007, por exemplo, sofre uma correção para inflação de junho de 2007 à junho de 2009

<sup>25</sup> O software utilizado foi o EMS, Versão 1.3.0.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Empresa	Ano	Parâmetros Estimados	Empresa	Ano	Parâmetros Estimados
CTEEP	2002	44.5%	CEEE	2006	81.7%
ELETRONORTE	2002	36.8%	CEMIG	2006	59.8%
ELETROSUL	2002	89.7%	CHESF	2006	77.9%
FURNAS	2002	61.1%	COPEL	2006	82.3%
CEEE	2003	84.5%	CTEEP	2006	38.8%
CEMIG	2003	75.0%	ELETRONORTE	2006	32.3%
CHESF	2003	83.9%	ELETROSUL	2006	59.2%
COPEL	2003	88.9%	FURNAS	2006	54.0%
CTEEP	2003	44.9%	CEEE	2007	73.3%
ELETRONORTE	2003	39.2%	CEMIG	2007	72.6%
ELETROSUL	2003	85.7%	CHESF	2007	58.4%
FURNAS	2003	82.9%	COPEL	2007	100.0%
CEEE	2004	100.0%	CTEEP	2007	78.4%
CEMIG	2004	79.0%	ELETRONORTE	2007	28.6%
CHESF	2004	73.3%	ELETROSUL	2007	56.7%
COPEL	2004	71.0%	FURNAS	2007	49.1%
CTEEP	2004	38.9%	CEEE	2008	72.8%
ELETRONORTE	2004	35.2%	CEMIG	2008	70.1%
ELETROSUL	2004	72.1%	CHESF	2008	54.9%
FURNAS	2004	70.2%	COPEL	2008	-
CEEE	2005	86.9%	CTEEP	2008	100.0%
CEMIG	2005	65.8%	ELETRONORTE	2008	21.7%
CHESF	2005	68.4%	ELETROSUL	2008	56.7%
COPEL	2005	81.3%	FURNAS	2008	50.8%

\* Não foi considerada a COPEL, ano de 2008, devido ao processo de cisão da empresa.

### III.3.2 – DEA – 2º Estágio

#### III.3.2.1 – Base de Dados e Escolha das Variáveis

79. Apesar das transmissoras prestarem um mesmo serviço, qual seja, a disponibilidade de seus ativos para o transporte da energia das geradoras para os centros de carga, é necessário discutir se as empresas o fazem sob as mesmas circunstâncias. Ou seja, é preciso investigar se existem fatores que afetam os custos médios da prestação deste serviço por parte das transmissoras.

80. É possível listar alguns aspectos que possam afetar os custos das transmissoras. Um importante, trata-se dos diferentes níveis de remuneração nas regiões onde atuam as empresas. Mais especificamente, a **remuneração média do trabalho** na cidade onde se localiza a sede da empresa, que serve como referência para o nível salarial dos funcionários da empresa. Apesar desta remuneração média não representar diretamente os salários pagos no setor de transmissão, a mesma fornece uma boa *proxy*. De

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

fato, não se espera que o setor elétrico remunere seus colaboradores de forma diferente dos outros setores da região onde ele atua, pois o mesmo concorre com outras áreas.

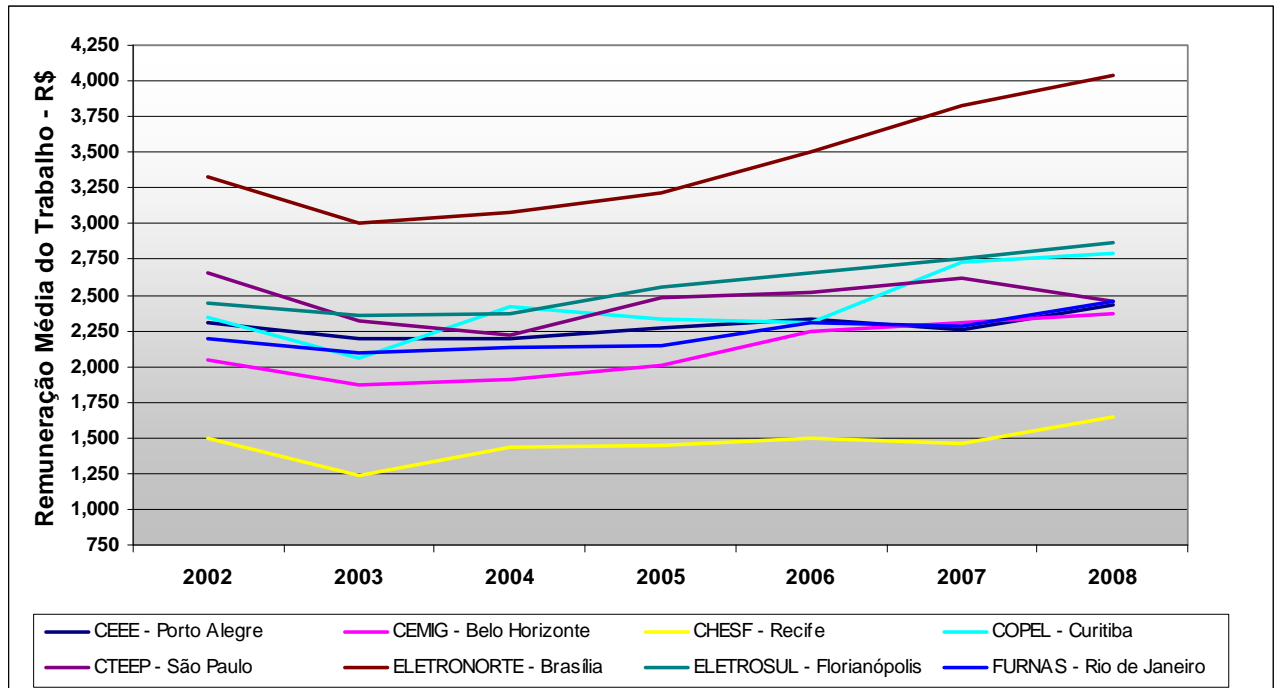


Figura 5: Evolução da Remuneração Média na Cidade Sede – 2002/2008\*

Fonte: PNAD/IBGE – 2002/2008

\* Foram considerados os valores da região metropolitana.

81. No gráfico acima podemos notar que há grandes diferenças entre as empresas quanto a este aspecto<sup>26</sup>. Nota-se, em especial, a forte diferenciação dos salários pagos em Brasília e Recife, cidades onde se localiza as sedes da ELETRONORTE e CHESF, respectivamente. O restante das cidades-sedes possui níveis de remuneração com pouca diferenciação entre si.

82. Outro fator importante que pode se constituir numa fonte de maiores custos operacionais se refere ao **nível de tensão** das linhas de transmissão. De fato, a operação e manutenção de redes de diferentes níveis de tensão pode se diferenciar bastante na frequência das atividades, número e composição das equipes, custo com materiais, etc. Para representar essa característica utilizou-se a ponderação das linhas de transmissão pelo nível de tensão.

83. Por fim, outro fator que deve ser considerado é a **dispersão da rede**, uma vez que existem empresas que atuam em áreas muito distintas, onde algumas se concentram apenas em um estado enquanto outras atravessam diversos estados por grandes extensões. Foi determinada então uma “área de influência” a partir do traçado das linhas de transmissão, obtido do sistema geo-referenciado, considerando-se as áreas dos municípios por onde as linhas atravessam. A soma de todas as áreas resulta como uma *proxy* da área de influência. Essa variável busca retratar não só o tamanho da empresa, mas também a topologia das linhas. Os gráficos resultantes do cálculos estão descritos no Anexo I.

<sup>26</sup> Os dados se referem à região metropolitana. A PNAD/IBGE não informa os valores para Florianópolis, portanto, seus valores foram estimados da seguinte forma:

$$REM_{Flor} = \frac{REM_{SC}}{Média(REM_{RS}, REM_{PR})} \times Média(REM_{Curitiba}, REM_{PortoAlegre})$$

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

### III.3.2.2 – Resultados Obtidos

84. Como discutido anteriormente, os diversos fatores que diferenciam as empresas podem causar maiores ou menores custos na operação e manutenção dos ativos de transmissão. Desta forma, na medida em que estes fatores não foram considerados no 1º estágio da análise de eficiência, parte do que se estimou como ineficiência pode ser, de fato, devido às características específicas da concessionária.

85. O segundo estágio na estimativa de eficiência consiste justamente em identificar esta parcela, estimando uma versão similar à equação (4). Seguindo as considerações discutidas anteriormente, o método de regressão a ser utilizado será o de regressão truncada e os intervalos de confiança estimados através de um método de bootstrap.

86. Foram simuladas diversas especificações de modelos utilizando como variável dependente o **parâmetro de ineficiência** estimado no primeiro estágio (Ou seja, um menos o parâmetro de eficiência estimado) e as variáveis mencionadas na seção anterior. Os critérios de escolha dos modelos foram: significância estatística dos parâmetros estimados, coerência entre o “sinal” do parâmetro estimado e a relação teórica esperada, ajuste do modelo e razoabilidade dos resultados encontrados.

87. A base de dados corresponde a um painel de 2002 a 2008, considerando as empresas FURNAS, ELETROSUL, ELETRONORTE, CHESF, CTEEP, CEEE e CEMIG. Foram considerados os dados de 2002 a 2007 da COPEL.

88. A partir destes critérios foi selecionado o modelo descrito na equação abaixo:

$$\Theta_{DEA} = \alpha_C I + \alpha_N \ln(\text{nível\_de\_tensão}) + \alpha_A \ln(\text{área}) + \alpha_R \ln(\text{remuneração}) \quad (7)$$

Onde:

$I$  =Vetor unitário.

89. Os resultados estão descritos na tabela abaixo<sup>27</sup>.

**Tabela 3: Modelos de Regressão Estimados**

Variáveis	Modelo Adotado	
	Coefficiente	P_Valor
Constante	6,719	0,000
Área	-0,145	0.006
Remuneração	-0,486	0,000
Nível de Tensão	-0,085	0.257

90. Na tabela acima são apresentados os valores dos coeficientes estimados e seus respectivos P-valores.

91. A constante deste modelo mensura algo diverso do estimado na equação (4) acima. Nesta última, a constante estima qual seria a eficiência média das empresas caso possuíssem idênticas variáveis

<sup>27</sup> O *Software* utilizado foi o STATA/SE, Versão 10.1.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

ambientais. Na equação (7) a constante não faz esta estimativa<sup>28</sup>. Vale ressaltar que os parâmetros estimados para as variáveis ambientais são os mesmos em ambas as equações.

92. A variável Remuneração se mostrou negativa e significativamente correlacionada com a eficiência estimada no 1º Estágio em todos os modelos. Isto implica que, parte do que se estimou como eficiência foi devido ao fato da empresa possuir sua sede localizada em uma região metropolitana com baixa remuneração do trabalho. O contrário também é verdadeiro, ou seja, empresas que possuem sua sede localizada em uma região metropolitana com alta remuneração do trabalho tiveram sua eficiência subestimada no primeiro estágio.

93. O parâmetro estimado para a variável Nível de Tensão apresentou uma relação negativa com razoável nível de significância estatística, com a eficiência estimada no 1º estágio. Porém, dada a importância dessa variável, a mesma foi considerada no modelo. Ou seja, parte do que se estimou como ineficiência, foi devido ao fato da empresa possuir redes com níveis de tensão mais elevados.

94. Por fim, a variável Área de Atuação também se mostrou negativamente correlacionada com a eficiência. O P-valor estimado indica boa significância estatística. O sinal negativo (positivo) estimado implica que parte do que se estimou como eficiência foi, de fato, devido a uma maior área de atuação.

95. Uma vez estimado os coeficientes, os parâmetros de eficiência devem ser corrigidos, conforme equação (6). O resultado da correção está descrito na tabela abaixo.

Tabela 4: Parâmetro DEA 2º Estágio – 2008\*

EMPRESA	DEA	DEA 2º Estágio
CTEEP	100%	100%
COPEL (2007)*	100%	95%
CEEE	73%	73%
ELETROSUL	57%	68%
CEMIG	70%	66%
FURNAS	51%	64%
ELETRONORTE	22%	55%
CHESF	55%	44%

\* Os valores da COPEL são referentes ao ano de 2007.

### III.4. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS ASSOCIADOS ÀS NI's (Novas Instalações)

#### III.4.1 – Identificação da Participação das NI's

96. Para a maioria das empresas, os parâmetros de eficiência serão aplicados sobre os custos operacionais associados às NI's. Como estes custos não são desagregados nos demonstrativos contábeis das empresas, foi adotado um critério para sua segregação.

<sup>28</sup> Rearranjando os termos da equação (7) temos:  $\Theta_{DEA} = C + \sum_i (\bar{X}_i) \alpha_i + \sum_i (X_i) \alpha_i$  ,  $\Theta_{DEA} = \Phi + \sum_i (X_i) \alpha_i$  , Onde:

$$\Phi = C + \sum_i (\bar{X}_i) \alpha_i$$

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 22 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

97. A hipótese central que fundamentou o critério adotado é a de que os custos operacionais guardam uma relação direta e proporcional com os equipamentos, ou seja, admite-se que há uma relação linear entre um aumento percentual de custos operacionais e um aumento percentual do número de ativos. Na prática, isso significa dizer que a variação de outros fatores que porventura influencia os custos operacionais passa a ser aproximada pelo aumento percentual do número de ativos.

98. Inicialmente, foi feita uma tentativa de se levantar essa relação por meio de uma regressão linear múltipla, estimando uma função custo total, onde se incluiria todas as variáveis relevantes de equipamentos na determinação dos custos. Entretanto esse procedimento se mostrou inviável devido à constatação de multicolineariedade entre as variáveis. Em geral, o surgimento de multicolineariedade ocorre quando existe um elevado grau de correlação entre as variáveis, uma amostra relativamente pequena e é elevado o número de variáveis que descrevem um mesmo fenômeno, o que torna a análise do método de regressão mais complexo. Outra explicação para a impossibilidade de realização de regressão múltipla foi um possível viés de especificação, resultante da omissão de variáveis relevantes não observáveis.

99. A solução adotada foi segregar os custos operacionais associados às NI's a partir da proporção das novas instalações sobre o ativo total das empresas. Supondo que há uma relação de um para um entre o aumento dos equipamentos e custos operacionais, o percentual de crescimento do primeiro corresponderia exatamente ao percentual do segundo. Ou seja, supondo que os novos equipamentos representam um percentual "x" do total, os custos operacionais das NI's representam o mesmo percentual "x" dos custos operacionais totais. Vale ressaltar que esta é uma aproximação conservadora, uma vez que é de se esperar que devido à existência de custos fixos a participação dos custos operacionais associados aos ativos das NI's seja menor que a participação percentual dos novos equipamentos no total.

100. Para tanto, o procedimento adotado foi o de agregar as variáveis de equipamentos em um único índice, de forma que a participação dos custos operacionais associados às NI's passe a corresponder a igual participação dos novos equipamentos agregados no índice. Neste caso, a função básica do índice é a de sintetizar em uma única variável a informação de todas as variáveis escolhidas para representar as novas instalações, a saber: rede, transformadores e módulos. O resultado necessário é um índice que reflita a importância de cada variável nos custos operacionais, pois é de esperar que a importância de cada variável sobre os custos operacionais difira entre si. A realização de uma média simples, por exemplo, implicaria uma superestimação da importância de algumas variáveis e subestimação da importância de outras, ao se considerar ponderação igual para todas as variáveis.

101. Portanto, dada a complexidade de estimar uma regressão múltipla, optou-se pela realização de uma média ponderada pela "importância" de cada variável na determinação dos custos operacionais. A importância relativa de cada variável foi obtida da seguinte forma:

- (i) Estimou-se a importância dos equipamentos nos custos operacionais por meio de uma *regressão por análise de componentes principais*;
- (ii) os valores dos coeficientes estimados foram normalizados de forma que a soma total seja igual a 1, levando-se em consideração a escala de cada variável.

102. O uso da *análise de componente principal* é freqüentemente sugerida na literatura quando constatado a presença de multicolineariedade entre as variáveis. Em geral, variáveis que são importantes para a análise, cuja eliminação de alguma delas constituiria um viés de especificação, estão correlacionadas.

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

A análise de componente principal é uma técnica que transforma um conjunto de variáveis correlacionadas em um conjunto menor de variáveis independentes, combinações lineares das variáveis originais, designadas por *componentes principais*. O resultado é a possibilidade de combinar os componentes principais obtidos com outras técnicas estatísticas, entre elas a análise de regressão.

103. Algebricamente, suponha que existam  $k$  variáveis explicativas. O objetivo da análise de componentes principais é formar  $k$  combinações lineares das variáveis explicativas que sejam independentes:

$$\begin{aligned} z_1 &= a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1k}x_k \\ z_2 &= a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2k}x_k, \text{ etc.} \end{aligned} \quad (8)$$

104. Os pesos  $a$ 's são estimados de modo a maximizar as variâncias das componentes principais  $z$ 's de forma a melhor explicar a variância das variáveis explicativas, sujeitos a seguinte condição de normalidade:

$$a_{i1}^2 + a_{i2}^2 + \dots + a_{ik}^2 = 1 \quad , \quad i = 1, \dots, k \quad (9)$$

105. A primeira combinação linear  $z_1$  é chamada de primeira componente principal. Corresponde a combinação linear das variáveis explicativas  $x$ 's que explica a maior proporção da variância das variáveis explicativas. A componente seguinte  $z_2$  explica a maior proporção da variância das variáveis explicativas não explicadas pela primeira componente e assim sucessivamente até a componente  $z_k$ . De modo que:

$$\text{Var}(z_1) > \text{Var}(z_2) > \dots > \text{Var}(z_k) \quad (10)$$

106. Uma vez obtido a combinação linear das variáveis explicativas, a variável a qual se procura analisar pode ser regredida usando como variáveis explicativas um subconjunto dos componentes principais  $z$ 's. Neste caso, a utilidade da análise de componente principal para a segregação dos custos operacionais associados às NI's é a informação *a priori* que é obtida da importância de cada variável ao se obter os pesos  $a$ 's das combinações lineares. Segundo Maddala (1992)<sup>29</sup>, o uso dos componentes principais na análise de regressão significa o uso de informações *a priori* sobre a restrição dos parâmetros, isto é, a importância relativa de cada variável na variável que se pretende explicar.

107. Se o que se pretende obter é o efeito parcial de cada variável ( $\beta$ 's) na variável  $y$  da equação (9), estimar alternativamente a variável  $y$  contra a componente principal  $z_1 = a_{11}x_1 + a_{12}x_2$ , por exemplo, significa fazer o uso na regressão da seguinte informação *a priori* obtida através do componente principal  $z_1$ , conforme a equação (10).

$$y = \beta_0 + \beta_1 z_1 + \beta_2 z_2 + u \quad (11)$$

$$\beta_1 = \frac{a_{11}}{a_{12}} \beta_2 \quad , \quad \beta_2 = \frac{a_{12}}{a_{11}} \beta_1 \quad (12)$$

<sup>29</sup> Maddala, G. S. (1992). Introduction to Econometrics. Macmillan Publishing Company. New York. 2ª Edição,

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

### III.4.2 – Resultados

108. Os dados utilizados no cálculo da identificação da participação das NI's sobre o total estão descritos no Anexo I. Os resultados do cálculo da participação das NI's sobre o total são apresentados na tabela 7. Como mencionado anteriormente, o valor da participação das NI's sobre o total resultará da média ponderada da participação de cada equipamento sobre o total. As ponderações são resultados do valor normalizado dos coeficientes obtidos pela análise de componente principal, conforme discutido no item III.4.1.

109. Seus valores foram calculados da seguinte forma:

$$y = z \partial' \quad (13)$$

onde:

$y$  = custos operacionais (logaritmo natural);<sup>30</sup>

$z$  = é uma matriz  $1 \times K$  dos componentes principais obtidos pela combinação linear das variáveis Rede, Módulos e Transformadores em logaritmo natural (no caso foi utilizado apenas a primeira componente principal);

$\partial_j$  =vetor de dimensão  $k \times 1$  que corresponde o efeito parcial da matriz  $z$  em  $y$ .

110. Os coeficientes do primeiro componente principal  $z_1 = a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3$  obtido pela análise de componentes principais, no qual  $x_1 = Ln Rede$ ,  $x_2 = Ln Transformadores$ ,  $x_3 = Ln Módulos$  São descritos na tabela abaixo:

**Tabela 6: Coeficientes do primeiro componente principal**

Variável	Coefficiente
Rede	0,52
Transformadores	0,64
Módulos	0,55

111. As ponderações  $\alpha_i$  efetivamente utilizadas no cálculo da média ponderada foram normalizadas de forma que a soma total seja igual a 1, levando-se em consideração a escala de cada variável. Uma forma simples de levar em consideração a escala de cada variável é relacionando os coeficientes  $a_{11}$ ,  $a_{12}$ ,  $a_{13}$  com a média das variáveis Rede, Transformadores e Módulos em logaritmo natural, como indicado na fórmula a seguir:

$$\alpha_i = \frac{\left[ a_i \sum_{j=1}^n x_{ij} / n \right]}{\sum_{l=1}^3 \left[ a_l \sum_{j=1}^n x_{lj} / n \right]} \quad (14)$$

<sup>30</sup> Os logaritmos dos valores das variáveis foram considerados, ao invés de seus valores absolutos, porque o que se quer estimar é a relação percentual entre as variáveis, ou seja, o aumento percentual de uma variável quando a outra cresce percentualmente.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

112. As ponderações  $\alpha_i$  resultantes são apresentadas na equação abaixo.

$$\bar{X}_{RBNI} = 0,39 * \bar{X}_{REDE} + 0,28 * \bar{X}_{TRAF0} + 0,31 * \bar{X}_{MOD} \quad (15)$$

onde,

$\bar{X}_i$  = Participação de novas Instalações no ativo da empresa referente ao ativo "i".

**Tabela 7: Participação das NI's Sobre o Total - 2008**

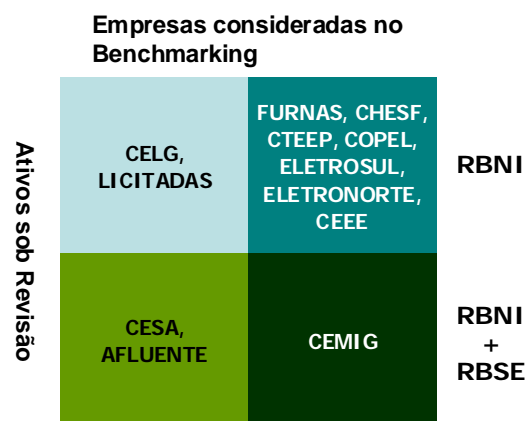
EMPRESA	Rede	Transformadores	Módulos	Ativo Total
<b>PONDERAÇÕES</b>	<b>39%</b>	<b>28%</b>	<b>31%</b>	<b>100%</b>
ELETROSUL	7,3%	40,8%	38,4%	<b>26,7%</b>
ELETRONORTE	14,1%	18,1%	15,0%	<b>15,5%</b>
FURNAS	5,9%	17,3%	17,6%	<b>12,9%</b>
CEEE	9,3%	14,6%	14,6%	<b>12,5%</b>
CTEEP	1,8%	16,0%	14,7%	<b>9,9%</b>
COPEL*	5,3%	11,2%	11,0%	<b>8,8%</b>
CHESF	1,9%	11,9%	14,1%	<b>8,6%</b>
CEMIG	0,5%	4,8%	13,6%	<b>5,8%</b>

\* Os valores da COPEL são referentes ao ano de 2007.

### III.5. DEFINIÇÃO DOS CUSTOS EFICIENTES

113. A determinação dos custos eficientes deverá levar em consideração a característica do contrato de concessão de cada empresa no que se refere à parcela dos ativos que está sujeita à revisão tarifária.

114. De um modo geral, podem-se agrupar as empresas em quatro casos básicos, conforme a figura a seguir:



**Figura 6: Empresas sob Revisão Tarifária**

115. O primeiro caso (1º) é a determinação dos custos operacionais para todos os ativos, para empresas com revisão sobre a RBNI e a RBSE, como o caso da CEMIG. O segundo (2º) se refere às

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

empresas consideradas no estudo de benchmarking com revisão apenas na parcela RBNI, como FURNAS, CHESF, CTEEP, COPEL, ELETROSUL, ELETRONORTE e CEEE. Já o terceiro caso (3º) é o de empresas não consideradas no estudo e com revisão apenas na RBNI, como a CELG e as empresas licitadas que receberam autorização. Por fim, o último caso (4º) é o de empresas com poucos ativos e revisão sobre a RBNI e a RBSE, como a CESA que assinou recentemente o contrato de concessão e tem sua primeira revisão nesse contrato em 2009 e a AFLUENTE que está em vias de assinar o contrato de concessão, com previsão de revisão em 2010.

116. Dessa forma, uma vez calculado o custo operacional eficiente total, este deverá ser aplicado observando a característica da empresa, segregando-se em RBNI ou não. Para as empresas menores deverão ser extrapoladas as relações obtidas entre custo operacional e base de remuneração no estudo em questão, uma vez que não se dispõe de um estudo específico para essas empresas.

117. Assim, para o **primeiro caso**, com revisão sobre toda a base de ativos, deverá ser adotado o seguinte:

$$CAOM_i Ef = PMS_i \times \theta_i + O_c \quad (16)$$

onde:

$CAOM_i Ef$  = Custos Operacionais Eficientes;

$PMS_i$  = Custos contábeis, envolvendo custos de administração, operação e manutenção relativos às contas de pessoal, materiais e serviço de terceiros;

$O_c$  = Outros Custos Operacionais;

$\theta$  = Parâmetro de Eficiência da empresa  $i$ .

118. O valor de  $O_c$  será definido nos processos de revisão específicos observando as particularidades de cada empresa. Estas despesas deverão fazer parte, necessariamente, das rubricas Outros Custos Operacionais, Tributos e Aluguéis. Estes custos devem ser de natureza operacional, não contemplados nas contas de Pessoal, Materiais e Serviços de Terceiros, pois esses já foram considerados no modelo. A ANEEL não necessariamente deverá considerar os valores efetivamente despendidos pela empresa.

119. Para o **segundo caso**, com revisão sobre a RBNI, deverá ser adotado o seguinte:

$$CAOM_i Ef = PMS_i \times \theta_i \times \bar{X}_{RBNI} + O_c \quad (17)$$

onde:

$CAOM_{RBNI} Ef$  = Custos Operacionais Eficientes;

$\bar{X}_{RBNI}$  = Parâmetro que mensura o peso das Novas Instalações no total de ativos da transmissora;

$O_c$  = Outros Custos Operacionais;

$\theta$  = Parâmetro de Eficiência da empresa  $i$ .

120. O valor de  $O_c$  também será definido nos processos de revisão específicos observando as particularidades de cada empresa. Da mesma forma, estas despesas deverão fazer parte das rubricas Outros

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Custos Operacionais, Tributos e Aluguéis. Porém, diferentemente do caso anterior, estes custos devem estar associados somente às novas instalações.

121. Para a COPEL, na medida em que os valores de PMS são referentes ao ano de 2007, deverá se acrescido aos custos operacionais o percentual de incremento de ativos em 2008 relativo à 2007.

122. Para o **terceiro caso**, quais sejam, o das empresas com poucos ativos e revisão apenas na RBNI deverá ser adotada uma relação percentual entre custos operacionais e custo de reposição dos ativos, conforme a seguir:

$$CAOM_i Ef = FC * \sum_{k=1}^{N_{UM}} CR_k \quad (18)$$

onde:

*CAOM<sub>i</sub> Ef* : Custo Anual de Operação e Manutenção;

*FC*: Fração máxima do Custo de reposição dos ativos que se reconhece como gasto anual de administração, operação e manutenção;

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

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

123. Por fim, para o **quarto caso**, os custos deverão ser definidos a partir da análise dos custos reais, ou seja, seu PMSO contábil, aluguéis e tributos, e da seguinte equação:

$$CAOM_i Ef = \delta \times FC * \sum_{k=1}^{N_{UM}} CR_k \quad (19)$$

onde:

*CAOM<sub>i</sub> Ef* : Custo Anual de Operação e Manutenção;

*FC*: Fração máxima do Custo de reposição dos ativos que se reconhece como gasto anual de administração, operação e manutenção;

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

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

*δ* = Fator de Escala.

124. O parâmetro *FC* será calculado como uma média da relação verificada para as demais empresas entre os custos operacionais eficientes e custo de reposição dos ativos reconhecidos na RAP. O fator de escala *δ* deverá ser definido nos processos específicos e observará a experiência na definição dos custos operacionais no setor distribuição. O valor do PMSO será extraído necessariamente do BMP. A concessionária deverá apresentar os valores relativos a rubrica Outros Custos Operacionais desagregados, identificando somente custos de natureza operacional.

#### IV. CONCLUSÕES

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

125. Apresentou-se, neste trabalho, a metodologia e o resultado dos estudos de *benchmarking* na determinação dos custos operacionais para cada empresa, a ser considerado no processo de revisão das empresas transmissoras de energia elétrica.

## V. ANEXOS

126. Acompanha a presente Nota Técnica o seguinte Anexo:

- Anexo I – Dados Utilizados;

**HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1559749

**THIAGO ROBERTO MAGALHÃES VELOSO**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1535628

**CLÁUDIO ELIAS CARVALHO**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1496691

**MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL**

Especialista em Regulação  
de Serviços Públicos de Energia  
Matrícula: 1496744

**De Acordo:**

**DAVI ANTUNES LIMA**

Superintendente de Regulação Econômica

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

## ANEXO I

**Tabela I: Dados de Entrada no Método DEA**

Empresa	Ano	Insumo		Produto		
		Custo Total Atualizado (R\$)	Comprimento de Rede (km)	Capacidade Instalada de Transformação (MVA)	Quantidade de Trafos	Qtde. de Módulos
CEEE	2008	128.321.345,73	6.307,24	7.524,90	178,00	966,00
CEMIG	2008	139.220.945,89	5.968,86	14.644,30	126,00	573,00
CHESF	2008	522.246.285,06	20.141,24	32.149,00	411,00	1.813,00
COPEL	2008	-	-	-	-	-
CTEEP	2008	264.816.584,87	18.609,13	53.225,35	649,00	2.204,00
ELETRONORTE	2008	516.142.442,53	7.874,60	16.088,88	182,00	635,00
ELETROSUL	2008	274.304.263,15	10.945,22	23.559,80	169,00	643,00
FURNAS	2008	722.683.814,58	19.120,90	73.805,13	346,00	801,00
CEEE	2007	126.095.937,80	6.289,24	7.092,90	172,00	950,00
CEMIG	2007	134.454.673,93	5.958,06	14.644,30	126,00	544,00
CHESF	2007	490.898.663,76	20.141,24	30.899,00	398,00	1.773,00
COPEL	2007	103.124.634,42	7.250,90	20.267,70	302,00	1.118,00
CTEEP	2007	336.982.863,59	18.578,48	51.887,02	626,00	2.144,00
ELETRONORTE	2007	391.725.113,86	7.874,60	15.248,88	172,00	606,00
ELETROSUL	2007	270.250.434,37	10.776,22	22.437,80	162,00	582,00
FURNAS	2007	747.756.228,76	19.120,90	73.805,13	346,00	787,00
CEEE	2006	112.184.515,06	6.283,24	7.067,90	171,00	939,00
CEMIG	2006	163.165.314,42	5.946,06	14.644,30	126,00	541,00
CHESF	2006	367.489.301,03	20.141,24	30.339,00	391,00	1.746,00
COPEL	2006	124.931.281,93	7.171,50	19.817,70	299,00	1.103,00
CTEEP	2006	679.528.272,56	18.534,48	49.202,69	596,00	2.070,00
ELETRONORTE	2006	343.406.494,01	7.794,60	14.408,88	161,00	591,00
ELETROSUL	2006	257.727.840,42	10.719,02	20.847,80	149,00	559,00
FURNAS	2006	665.663.044,53	19.120,70	72.305,13	345,00	779,00
CEEE	2005	104.296.123,27	6.271,24	6.992,90	169,00	922,00
CEMIG	2005	148.409.436,16	5.946,06	14.644,30	126,00	529,00
CHESF	2005	418.617.261,31	20.140,54	29.089,00	383,00	1.702,00
COPEL	2005	125.946.623,90	7.169,90	19.067,70	295,00	1.088,00
CTEEP	2005	669.986.187,80	18.300,53	46.508,69	568,00	1.972,00
ELETRONORTE	2005	340.914.450,76	7.794,60	14.408,88	161,00	582,00
ELETROSUL	2005	215.896.506,19	10.702,72	18.069,80	135,00	528,00
FURNAS	2005	598.221.846,59	19.120,50	70.295,13	336,00	759,00
CEEE	2004	90.140.778,21	6.247,91	6.992,90	169,00	915,00
CEMIG	2004	123.643.885,99	5.945,66	14.644,30	126,00	525,00

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 30 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Empresa	Ano	Insumo		Produto		
		Custo Total Atualizado (R\$)	Comprimento de Rede (km)	Capacidade Instalada de Transformação (MVA)	Quantidade de Trafos	Qtde. de Módulos
CHESF	2004	389.855.271,85	20.091,64	28.289,00	379,00	1.678,00
COPEL	2004	143.600.763,47	7.149,60	18.342,70	290,00	1.076,00
CTEEP	2004	668.998.513,33	18.300,53	46.508,69	568,00	1.959,00
ELETRONORTE	2004	315.379.410,98	7.794,60	14.408,88	161,00	578,00
ELETROSUL	2004	210.049.405,20	10.649,50	17.799,80	130,00	491,00
FURNAS	2004	477.125.886,71	18.748,50	67.361,83	319,00	726,00
CEEE	2003	106.715.331,14	6.247,91	6.992,90	169,00	914,00
CEMIG	2003	129.853.780,42	5.939,66	14.419,30	123,00	512,00
CHESF	2003	340.586.289,98	20.091,64	27.889,00	375,00	1.653,00
COPEL	2003	114.681.243,62	7.149,60	18.342,70	290,00	1.075,00
CTEEP	2003	579.026.650,19	18.274,03	45.758,69	565,00	1.936,00
ELETRONORTE	2003	277.461.313,21	7.649,60	14.315,88	158,00	570,00
ELETROSUL	2003	176.640.250,42	10.638,50	17.575,80	129,00	470,00
FURNAS	2003	404.366.804,20	18.570,50	67.361,83	319,00	724,00
CEEE	2002	126.437.128,26	6.076,41	6.792,90	165,00	901,00
CEMIG	2002	100.513.237,72	5.936,46	14.419,30	123,00	507,00
CHESF	2002	341.041.592,03	19.769,64	27.589,00	372,00	1.605,00
COPEL	2002	128.839.175,88	7.144,60	17.992,70	287,00	1.064,00
CTEEP	2002	584.069.713,90	18.274,03	44.325,69	555,00	1.913,00
ELETRONORTE	2002	264.397.144,73	6.799,60	14.015,88	154,00	557,00
ELETROSUL	2002	168.740.037,74	10.637,70	16.007,80	122,00	452,00
FURNAS	2002	529.070.804,24	18.570,50	64.926,83	310,00	710,00

**Tabela 2: Duração média e frequência dos desligamentos gerenciáveis (GE) e não gerenciáveis (NGE)**

2002	FGE	DGE	FNGE	DNGE
CEEE	509,00	4,06	90,00	0,35
CEMIG	522,00	46,75	0,00	0,00
CHESF	1.134,00	14,58	94,00	0,89
COPEL	149,00	22,57	34,00	0,90
CTEEP	1.585,00	11,75	6,00	0,18
ELETRONORTE	535,00	15,19	377,00	0,86
ELETROSUL	524,00	10,17	39,00	0,41
FURNAS	1.635,00	15,63	109,00	0,90
2003	FGE	DGE	FNGE	DNGE
CEEE	544,00	10,25	92,00	2,38
CEMIG	420,00	37,83	0,00	0,00
CHESF	1.335,00	14,34	112,00	0,94

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

COPEL	299,00	17,27	20,00	0,30
CTEEP	1.602,00	14,94	4,00	100,12
ELETRONORTE	451,00	23,98	118,00	0,79
ELETROSUL	467,00	12,10	1,00	2,43
FURNAS	1.786,00	26,91	48,00	0,87
<b>2004</b>	<b>FGE</b>	<b>DGE</b>	<b>FNGE</b>	<b>DNGE</b>
CEEE	326,00	27,70	48,00	0,77
CEMIG	474,00	46,38	1,00	0,18
CHESF	1.102,00	14,31	142,00	0,77
COPEL	186,00	11,61	1,00	0,08
CTEEP	905,00	19,80	0,00	0,00
ELETRONORTE	209,00	20,17	32,00	3,64
ELETROSUL	538,00	18,96	1,00	0,18
FURNAS	505,00	16,98	42,00	0,55
<b>2005</b>	<b>FGE</b>	<b>DGE</b>	<b>FNGE</b>	<b>DNGE</b>
CEEE	265,00	40,33	100,00	1,12
CEMIG	349,00	26,03	32,00	5,26
CHESF	1.345,00	14,86	85,00	3,10
COPEL	174,00	8,11	4,00	0,16
CTEEP	1.635,00	11,08	2,00	5,10
ELETRONORTE	474,00	34,03	90,00	2,47
ELETROSUL	580,00	8,55	49,00	2,29
FURNAS	1.624,00	18,15	109,00	0,82
<b>2006</b>	<b>FGE</b>	<b>DGE</b>	<b>FNGE</b>	<b>DNGE</b>
CEEE	261,00	11,91	78,00	5,11
CEMIG	322,00	25,03	16,00	31,09
CHESF	1.332,00	20,76	101,00	0,69
COPEL	176,00	24,73	13,00	5,43
CTEEP	1.455,00	14,46	1,00	0,43
ELETRONORTE	493,00	19,34	96,00	0,56
ELETROSUL	627,00	11,20	43,00	2,19
FURNAS	1.559,00	19,06	108,00	5,13
<b>2007</b>	<b>FGE</b>	<b>DGE</b>	<b>FNGE</b>	<b>DNGE</b>
CEEE	249,00	7,54	107,00	2,57
CEMIG	558,00	31,87	85,00	7,46
CHESF	1.169,00	19,49	146,00	2,26
COPEL	221,00	16,28	27,00	5,32
CTEEP	1.459,00	13,46	59,00	2,65
ELETRONORTE	547,00	27,74	74,00	1,03
ELETROSUL	644,00	10,95	39,00	0,68
FURNAS	1.625,00	18,58	107,00	0,89
<b>2008</b>	<b>FGE</b>	<b>DGE</b>	<b>FNGE</b>	<b>DNGE</b>

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

CEEE	180,00	13,54	79,00	11,42
CEMIG	352,00	28,29	96,00	8,79
CHESF	1.043,00	12,74	121,00	11,80
COPEL	169,00	23,76	17,00	8,28
CTEEP	671,00	15,03	76,00	5,46
ELETRONORTE	780,00	18,12	86,00	9,02
ELETROSUL	516,00	13,13	53,00	7,12
FURNAS	1.385,00	20,75	119,00	4,47

**Tabela 3: Funções de Transmissão por concessionária de transmissão**

Empresa	Nº Funções de Transmissão
CEEE	208
CEMIG	215
CHESF	588
COPEL	161
CTEEP	385
ELETRONORTE	257
ELETROSUL	249
FURNAS	442

**Tabela 4: Salário médio por região (Sede)\***

Empresa	Sede	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CEEE	Porto Alegre	2.312,14	2.193,26	2.195,12	2.271,53	2.332,03	2.256,82	2.431,39
CEMIG	Belo Horizonte	2.043,77	1.866,32	1.911,26	2.009,29	2.241,10	2.310,10	2.373,82
CHESF	Recife	1.495,91	1.230,13	1.429,59	1.450,09	1.499,82	1.456,44	1.645,35
COPEL	Curitiba	2.343,90	2.062,48	2.421,18	2.334,99	2.307,86	2.726,39	2.792,49
CTEEP	São Paulo	2.650,39	2.314,50	2.223,38	2.476,29	2.517,35	2.616,49	2.454,42
ELETRONORTE	Distrito Federal	3.325,29	3.010,63	3.077,54	3.221,09	3.496,90	3.832,04	4.033,82
ELETROSUL	Florianópolis	2.439,36	2.355,40	2.372,01	2.551,17	2.657,01	2.760,63	2.868,16
FURNAS	Rio de Janeiro	2.196,22	2.092,45	2.132,18	2.142,21	2.303,26	2.284,57	2.454,42

\* A preços de junho de 2009, corrigido pelo IPCA

**Tabela 5: Área de atuação**

Empresa	Área [km²]
CEEE	68.455,36 <sup>31</sup>
CEMIG	127.551,38
CHESF	320.548,15
COPEL	122.599,08 <sup>32</sup>
CTEEP	179.504,12

<sup>31</sup> A CEEE informou que os dados enviados o cálculo de sua área correspondiam à 30% do seu sistema de transmissão.

<sup>32</sup> Área referente ao ano de 2007

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Empresa	Área [km²]
ELETRONORTE	309.866,53
ELETROSUL	248.945,78
FURNAS	357.556,38

**Tabela 6: Extensão das linhas de transmissão por nível de tensão**

Empresa	Ano	Extensão das linhas de transmissão por nível de tensão (em km)							Total (km)
		69 kV	138 kV	230 kV	345 kV	500 kV	600 kV	750 kV	
CEEE	2008	255,6	820,39	5.231,25	0,00	0,00	-	-	6.307,24
CEMIG	2008	0	0	788,98	1951	3228,88	-	-	5.968,86
CHESF	2008	336,10	473,20	14.213,04	-	5.118,90	-	-	20.141,24
COPEL	2008	1.096,50	4.257,08	1.601,70	-	312,30	-	-	7.267,58
CTEEP	2008	2,03	10.345,50	1.215,18	642,18	6.404,24	-	-	18.609,13
ELETRONORTE	2008	239,90	366,00	4.029,20	-	3.239,50	-	-	7.874,60
ELETROSUL	2008	45,00	3.439,40	4.855,82	-	2.605,00	-	-	10.945,22
FURNAS	2008	-	2.464,00	1.883,40	6.402,50	4.061,00	1.612,00	2.698,00	19.120,90
CEEE	2007	255,60	820,39	5.213,25	-	-	-	-	6.289,24
CEMIG	2007	-	-	778,18	1.951,00	3.228,88	-	-	5.958,06
CHESF	2007	336,10	473,20	14.213,04	-	5.118,90	-	-	20.141,24
COPEL	2007	1.096,50	4.251,70	1.590,40	-	312,30	-	-	7.250,90
CTEEP	2007	2,03	10.314,85	1.215,18	642,18	6.404,24	-	-	18.578,48
ELETRONORTE	2007	239,90	366,00	4.029,20	-	3.239,50	-	-	7.874,60
ELETROSUL	2007	45,00	3.439,40	4.686,82	-	2.605,00	-	-	10.776,22
FURNAS	2007	-	2.464,00	1.883,40	6.402,50	4.061,00	1.612,00	2.698,00	19.120,90
CEEE	2006	255,60	820,39	5.207,25	-	-	-	-	6.283,24
CEMIG	2006	-	-	766,18	1.951,00	3.228,88	-	-	5.946,06
CHESF	2006	336,10	473,20	14.213,04	-	5.118,90	-	-	20.141,24
COPEL	2006	1.096,50	4.251,70	1.511,00	-	312,30	-	-	7.171,50
CTEEP	2006	2,03	10.314,85	1.215,18	598,18	6.404,24	-	-	18.534,48
ELETRONORTE	2006	239,90	366,00	3.949,20	-	3.239,50	-	-	7.794,60
ELETROSUL	2006	45,00	3.439,40	4.629,62	-	2.605,00	-	-	10.719,02
FURNAS	2006	-	2.464,00	1.883,20	6.402,50	4.061,00	1.612,00	2.698,00	19.120,70
CEEE	2005	255,60	820,39	5.195,25	-	-	-	-	6.271,24
CEMIG	2005	-	-	766,18	1.951,00	3.228,88	-	-	5.946,06
CHESF	2005	336,10	473,20	14.212,34	-	5.118,90	-	-	20.140,54
COPEL	2005	1.096,50	4.251,70	1.509,40	-	312,30	-	-	7.169,90
CTEEP	2005	2,03	10.314,85	1.215,18	598,18	6.170,29	-	-	18.300,53
ELETRONORTE	2005	239,90	366,00	3.949,20	-	3.239,50	-	-	7.794,60
ELETROSUL	2005	45,00	3.428,10	4.629,62	-	2.600,00	-	-	10.702,72
FURNAS	2005	-	2.464,00	1.883,00	6.402,50	4.061,00	1.612,00	2.698,00	19.120,50
CEEE	2004	255,60	820,39	5.171,92	-	-	-	-	6.247,91
CEMIG	2004	-	-	765,78	1.951,00	3.228,88	-	-	5.945,66
CHESF	2004	336,10	473,20	14.163,44	-	5.118,90	-	-	20.091,64
COPEL	2004	1.096,50	4.251,70	1.489,10	-	312,30	-	-	7.149,60
CTEEP	2004	2,03	10.314,85	1.215,18	598,18	6.170,29	-	-	18.300,53
ELETRONORTE	2004	239,90	366,00	3.949,20	-	3.239,50	-	-	7.794,60
ELETROSUL	2004	45,00	3.428,10	4.576,40	-	2.600,00	-	-	10.649,50
FURNAS	2004	-	2.464,00	1.883,00	6.030,50	4.061,00	1.612,00	2.698,00	18.748,50

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

CEEE	2003	255,60	820,39	5.171,92	-	-	-	-	6.247,91
CEMIG	2003	-	-	765,78	1.951,00	3.222,88	-	-	5.939,66
CHESF	2003	336,10	473,20	14.163,44	-	5.118,90	-	-	20.091,64
COPEL	2003	1.096,50	4.251,70	1.489,10	-	312,30	-	-	7.149,60
CTEEP	2003	2,03	10.314,85	1.215,18	571,68	6.170,29	-	-	18.274,03
ELETRONORTE	2003	239,90	366,00	3.804,20	-	3.239,50	-	-	7.649,60
ELETROSUL	2003	45,00	3.428,10	4.566,10	-	2.599,30	-	-	10.638,50
FURNAS	2003	-	2.464,00	1.883,00	6.030,50	3.883,00	1.612,00	2.698,00	18.570,50
CEEE	2002	255,60	820,39	5.000,42	-	-	-	-	6.076,41
CEMIG	2002	-	-	765,78	1.951,00	3.219,68	-	-	5.936,46
CHESF	2002	336,10	473,20	14.051,44	-	4.908,90	-	-	19.769,64
COPEL	2002	1.096,50	4.251,70	1.484,10	-	312,30	-	-	7.144,60
CTEEP	2002	2,03	10.314,85	1.215,18	571,68	6.170,29	-	-	18.274,03
ELETRONORTE	2002	239,90	366,00	2.954,20	-	3.239,50	-	-	6.799,60
ELETROSUL	2002	45,00	3.428,10	4.565,30	-	2.599,30	-	-	10.637,70
FURNAS	2002	-	2.464,00	1.883,00	6.030,50	3.883,00	1.612,00	2.698,00	18.570,50

**Tabela 7: Potência Máxima estimada para linhas de transmissão**

Tensão [kV]	Potência Máxima [MVA]
69	13
138	52
230	145
345	425
500	1.075
750	2.300

**Tabela 8: Significado das siglas para os desligamentos ocorridos de 2002 a 2008**

Estado Operativo	
CAN	Intervenção cancelada pelo agente.
DAU	Desligado automático ou acidental.
DCA	Desligado por conveniência do Agente.
DEM	Desligado em emergência.
DPR	Desligado programado.
DUR	Desligado em urgência, conforme estabelecido no submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede.
Detalhamento	
APP	Desligado em aproveitamento, conforme critérios constantes no submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede.
CCA	Desligado programado com corte de carga em regime normal.
CFM	Desligado por Caso Fortuito ou de Força Maior conforme definido na forma da lei – Código Civil.
DMR	Desligado em decorrência de defeito em melhoria ou reforço implantado em uma FT existente, desde que o mesmo tenha ocorrido no período de carência determinado na resolução autorizativa correspondente.
EAI	Desligado automático, por atuação indevida da proteção, em virtude de causa externa à FT.
ECR	Desligado automático, por causa externa à FT, com retorno à operação, nos termos dos procedimentos constantes das Instruções de Operação de Recomposição da instalação.
EOA	Desligado automático, devido a erro de operação do Agente de Transmissão.
ESP	Desligado programado para realização de manutenção especial em FT – Controle de Reativo

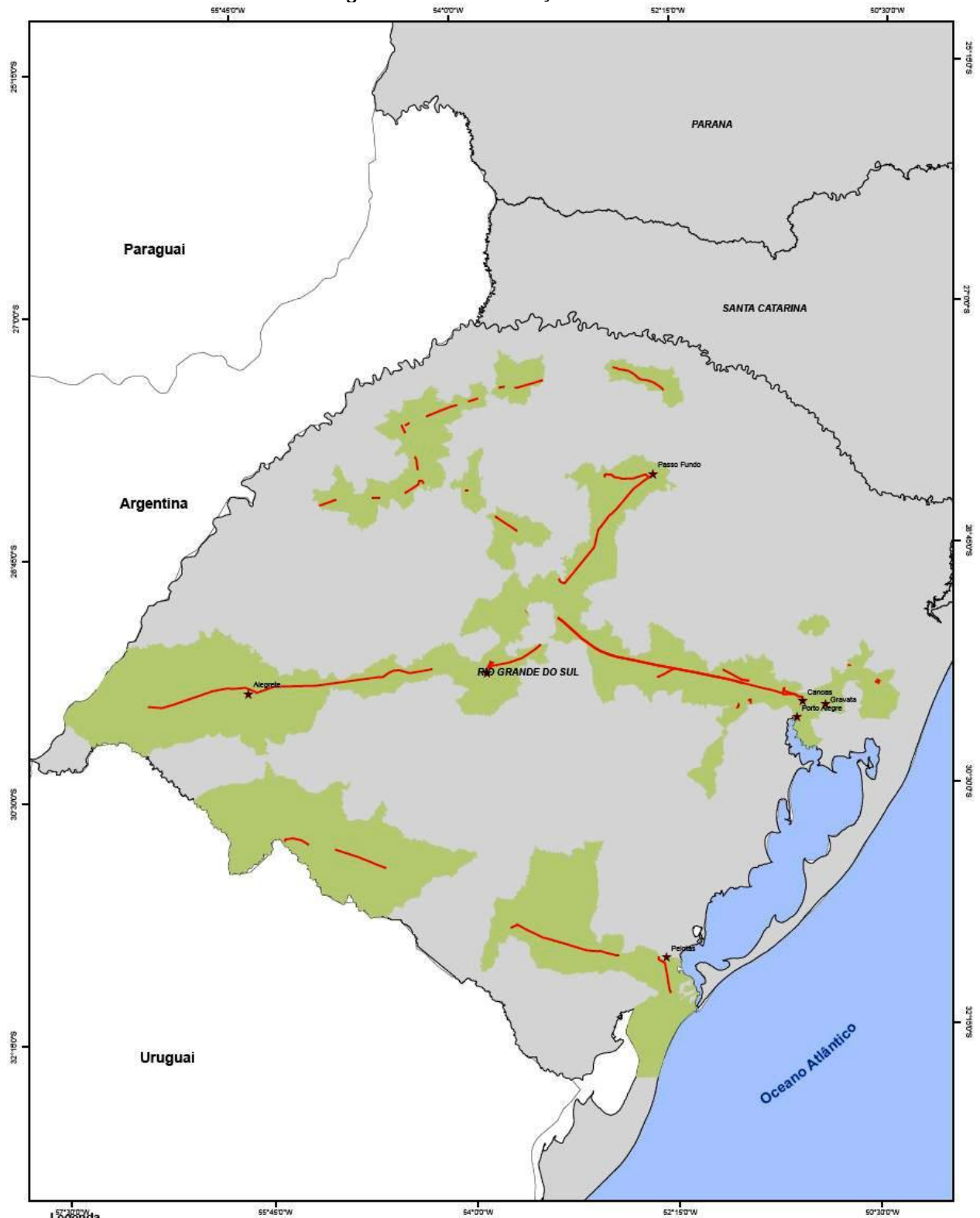
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

	(Compensador Síncrono), conforme regulamentação vigente.
ESR	Desligado automático, por causa externa à função, sem retorno da FT à operação, nos termos dos procedimentos constantes das Instruções de Operação de Recomposição da instalação ou equipamento.
INE	Desligado automático, por causa interna à FT – LT com cabo isolado
INQ	Desligado automático, por causa interna, devido a queimada em vegetação pertencente a Área de Preservação Permanente, ou em áreas onde o desmatamento não foi autorizado por órgão ambiental ou ainda em outros locais, desde que o Agente comprove que tomou todas as medidas cabíveis de sua responsabilidade
INT	Desligado automático, por causa interna à FT
IUR	Desligado automático, por causa interna à FT, com utilização de fase reserva contratada
MAN	Desligado programado para manutenção
RDE	Desligado em Emergência, manualmente pelo Agente, sem que tenha havido tempo hábil para comunicação prévia ao Centro de Operação do ONS
SCI	Cancelado pelo Agente com menos de 5 (cinco) dias em relação à data programada ou reprogramada para a intervenção, não fundamentado nas condições impeditivas, conforme submódulo 6.5.
SON	Desligado por solicitação do ONS ou do órgão regulatório, para realização de trabalhos de interesse sistêmico.
TCI	LT desligada devido a tiro em cadeia de isoladores.
UOU	Desligado em urgência considerada como outros desligamentos.
<b>Forma de contabilização</b>	
ONP	Outros desligamentos não passíveis de participar da Parcela Variável por indisponibilidade.
OPV	Outros desligamentos passíveis de participar da Parcela Variável por indisponibilidade.
PNP	Desligamento programado não passível de participar da Parcela Variável por indisponibilidade.
PPV	Desligamento programado passível de participar da Parcela Variável por indisponibilidade.
RPB	Evento que gera redução no pagamento base mensal.

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

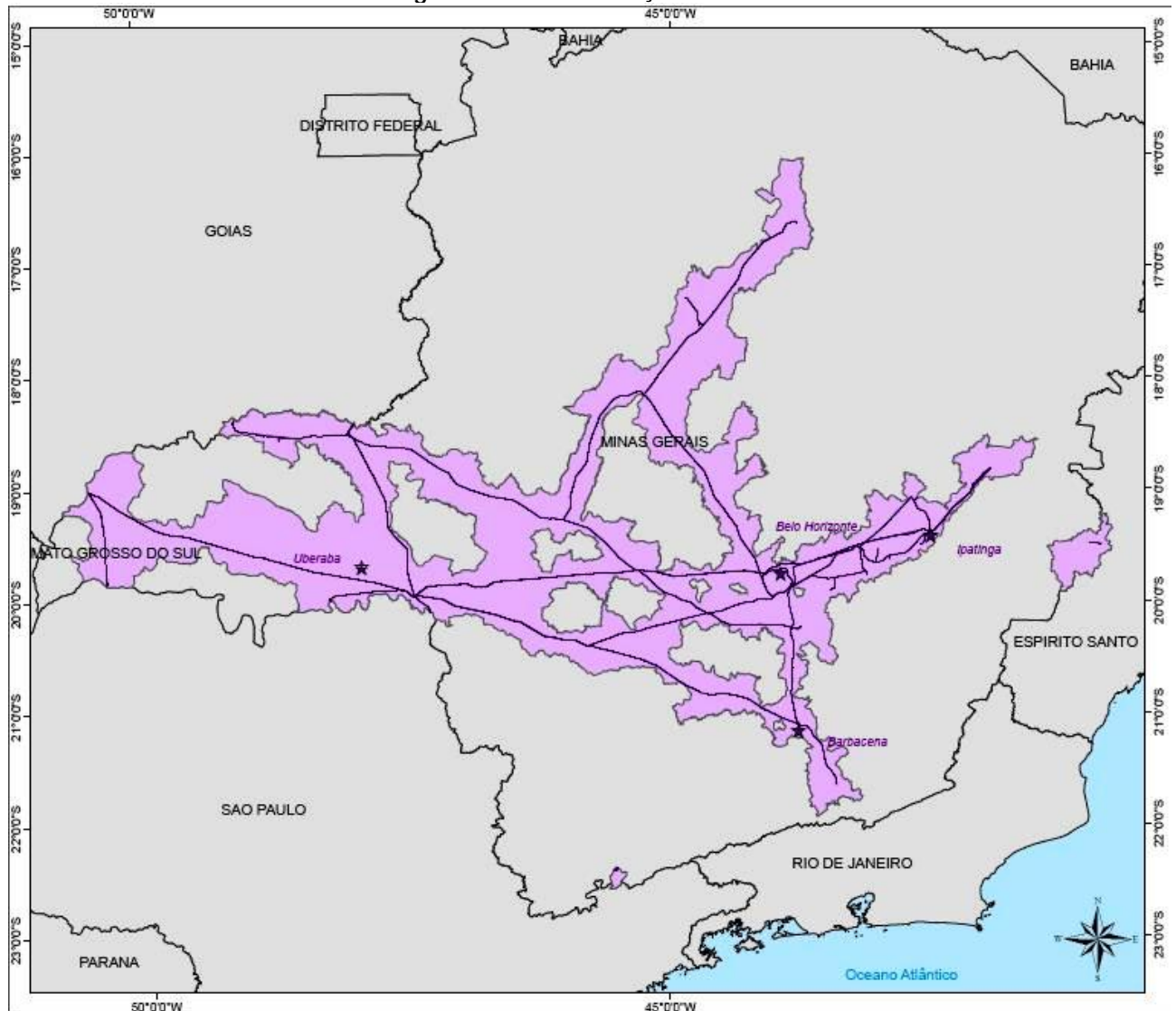
Figura 1: Área de atuação – CEEE



\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Figura 2: Área de atuação – CEMIG

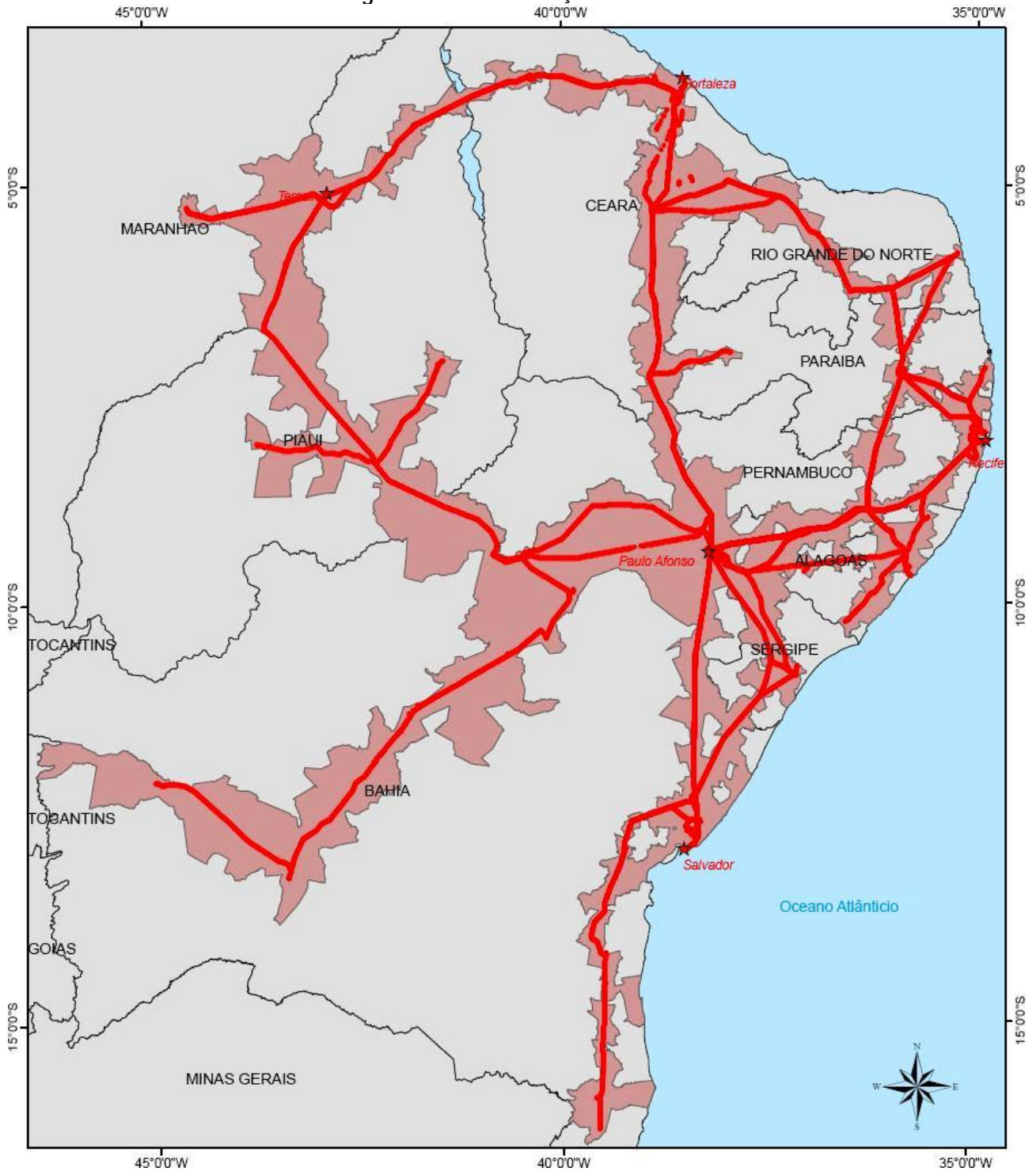


\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



(Fls. 38 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

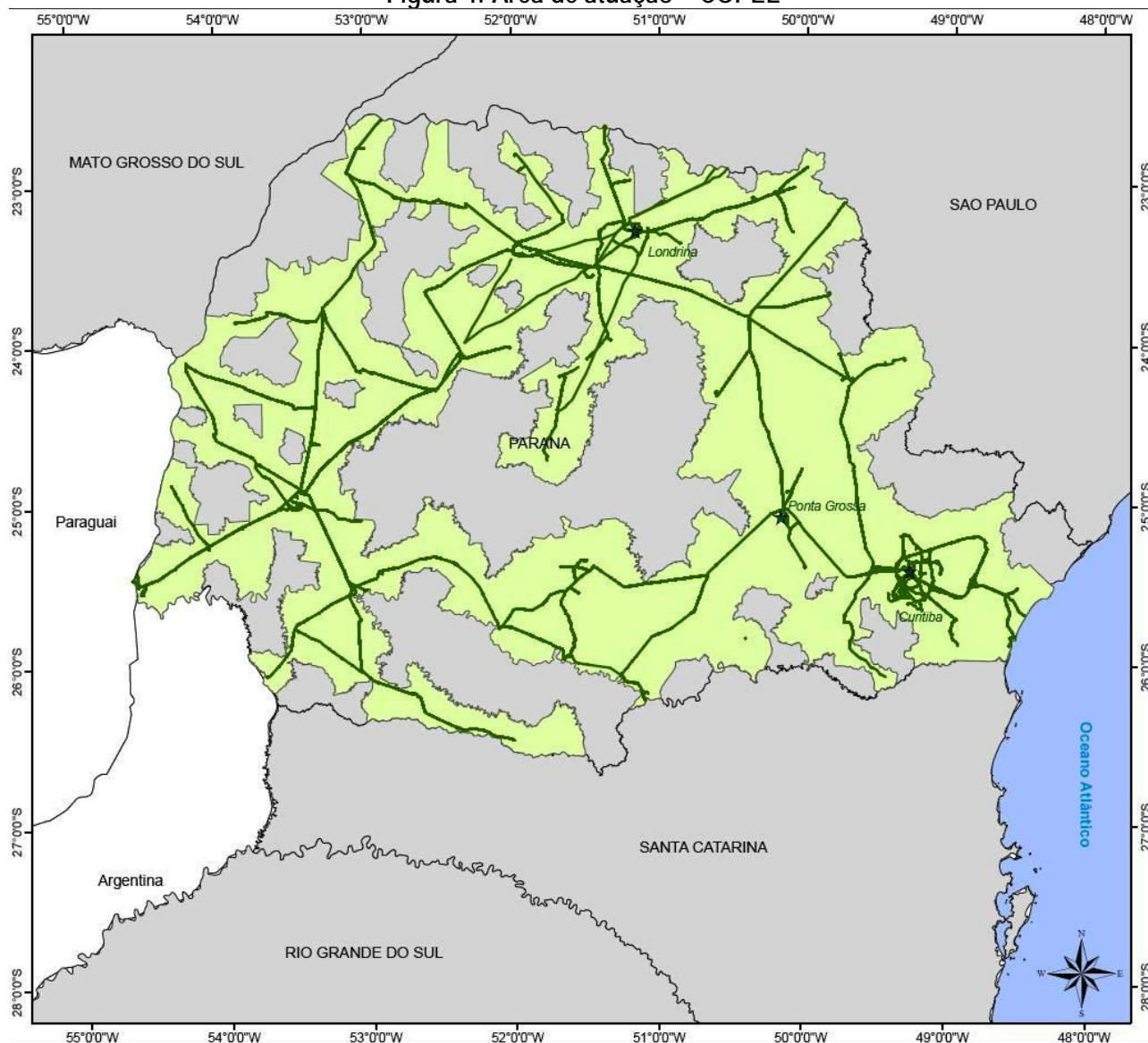
Figura 3: Área de atuação – CHESF



\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

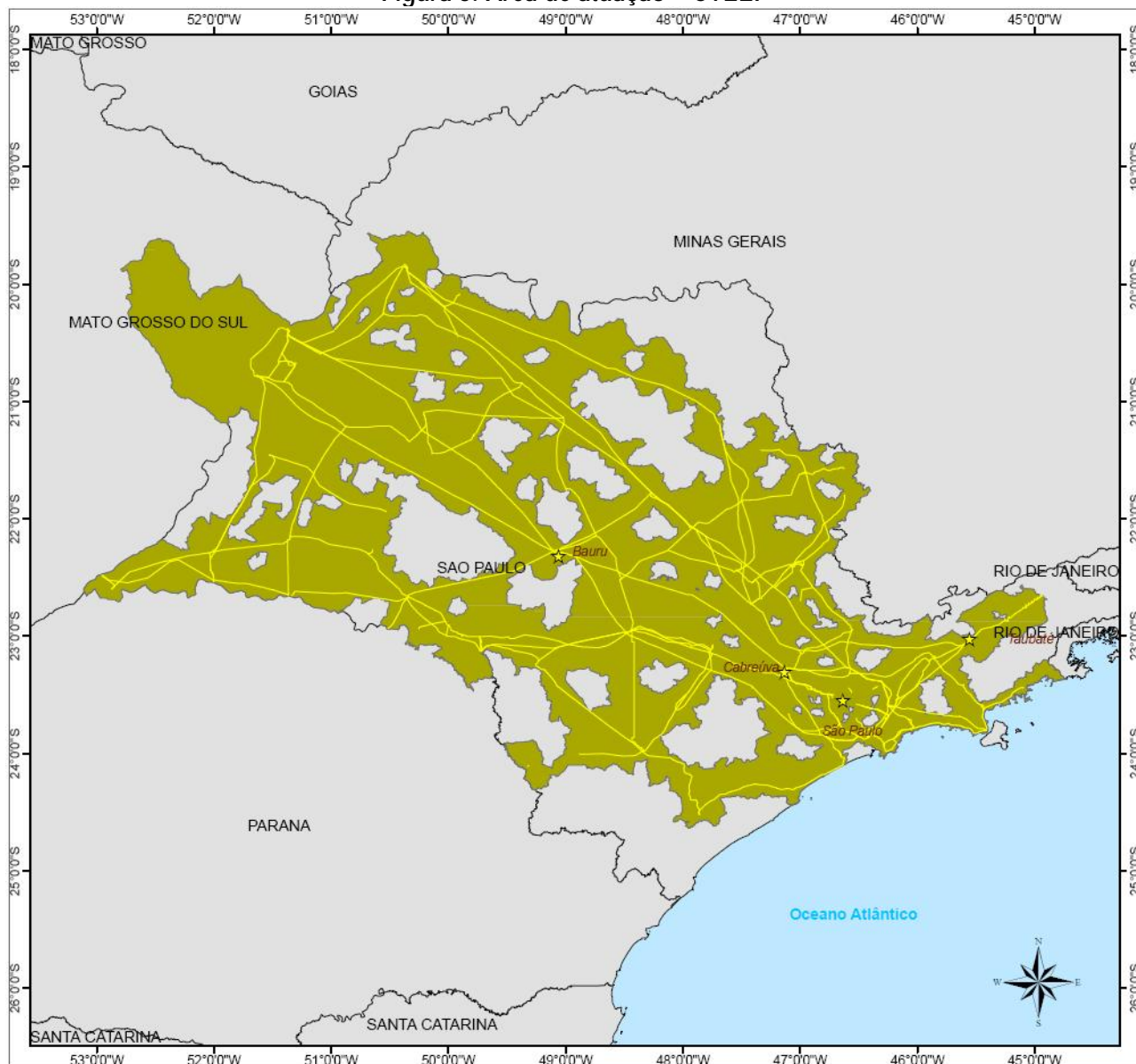
Figura 4: Área de atuação – COPEL



\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

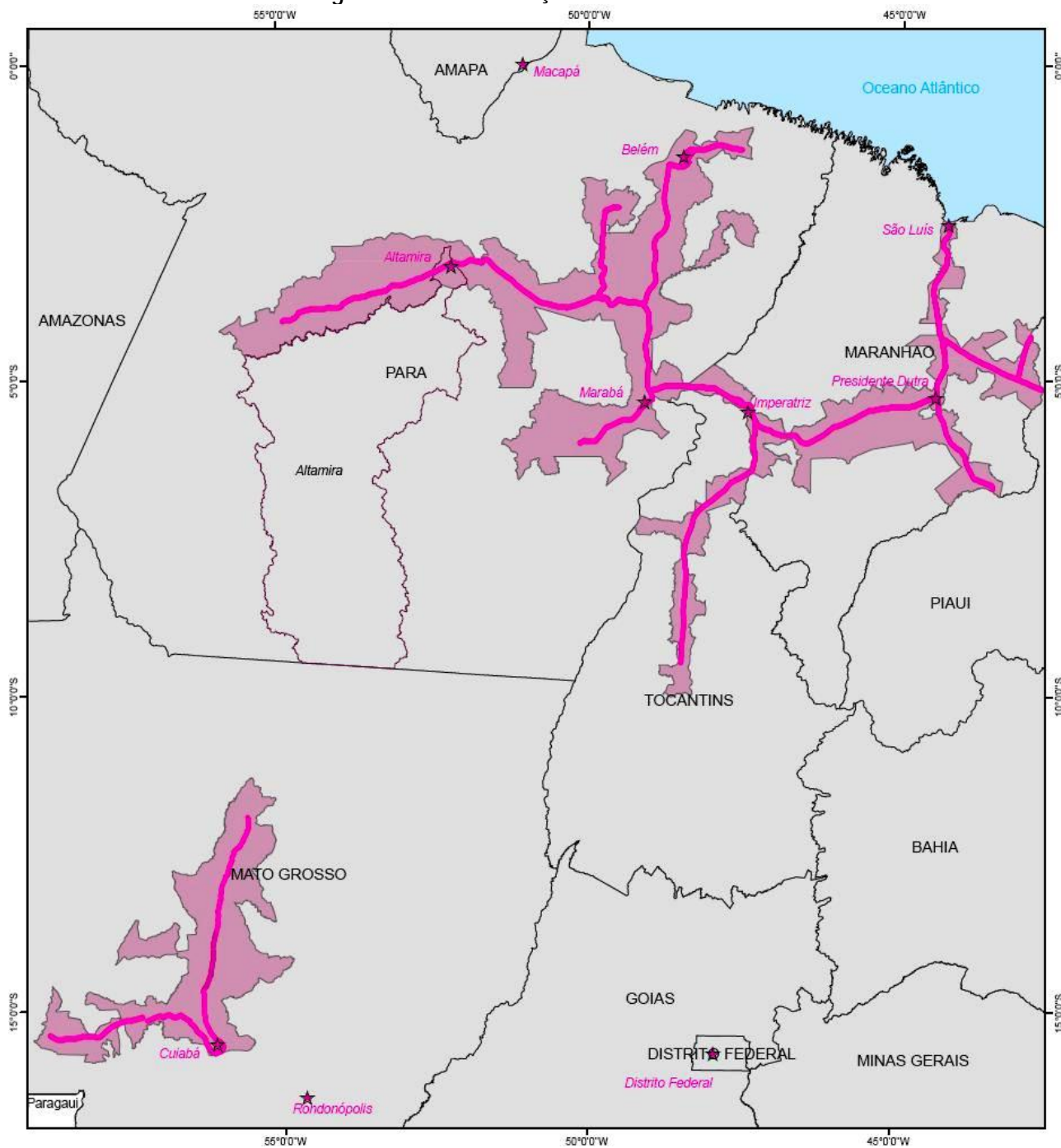
Figura 5: Área de atuação – CTEEP



\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

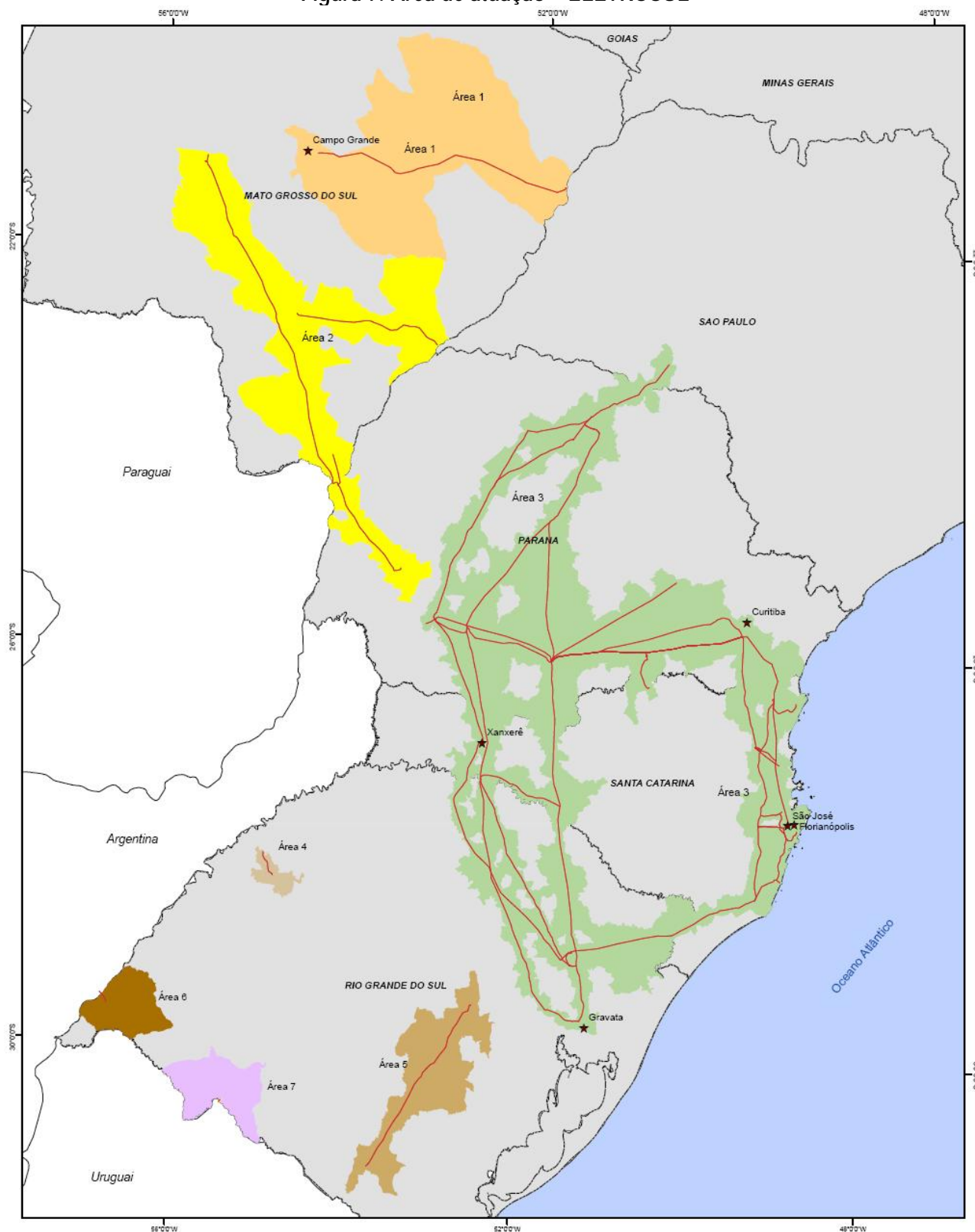
Figura 6: Área de atuação – ELETRONORTE



\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

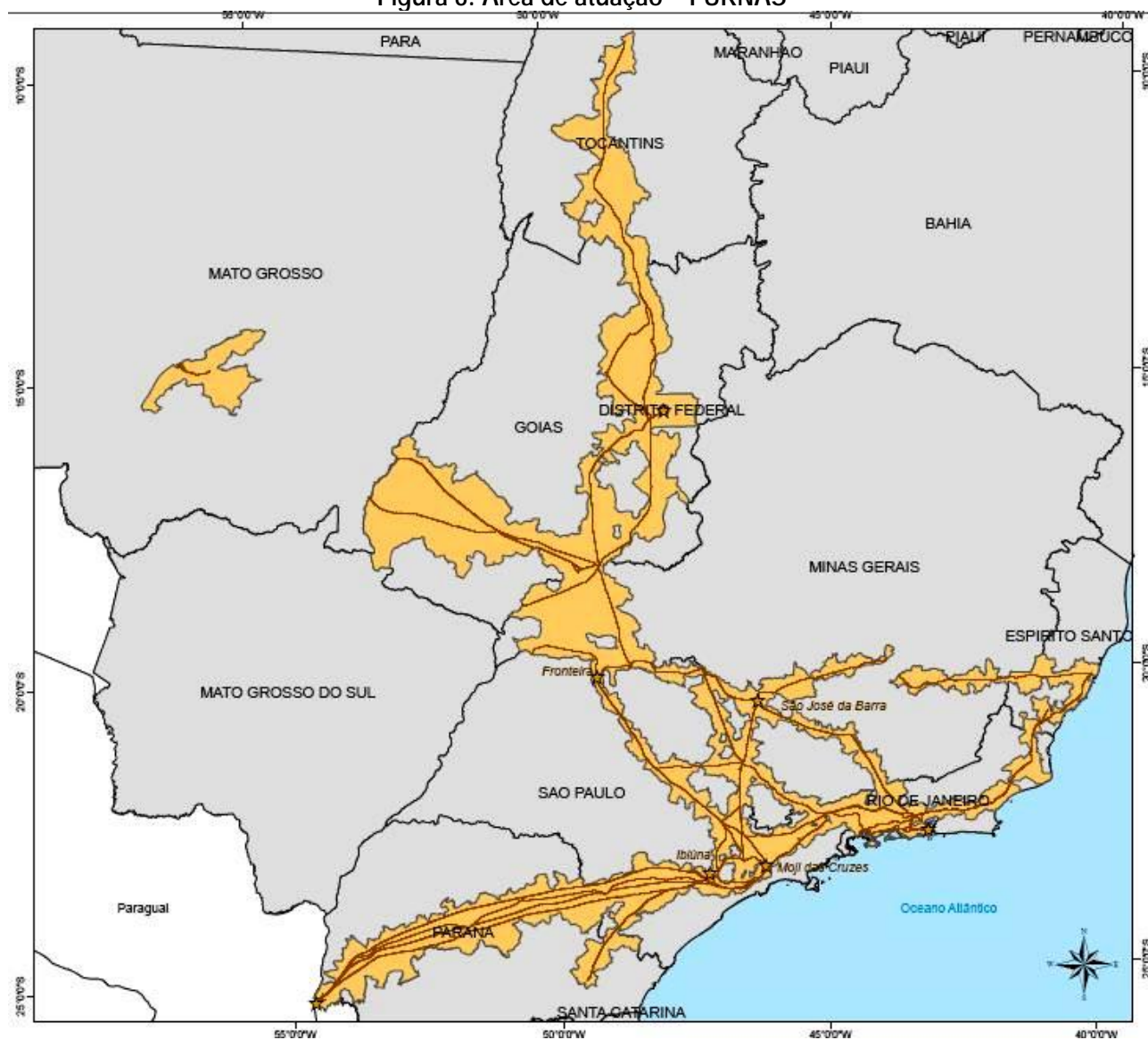
Figura 7: Área de atuação – ELETROSUL



\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 396/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009.)

Figura 8: Área de atuação – FURNAS



\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.