SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE

Nota Técnica n.º 090/2008-SRE/ANEEL

Brasília, 03 de abil de 2008

SEGUNDA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL - ENERSUL

CICLO 2008 – 2013

FINAL

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

Índice

I. DO OBJETIVO 1
II. ANTECEDENTES 1
III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA 4
III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS 4
III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS 5
III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário 6
III.2.2 – O Fator X 7
III.2.3 – A Qualidade do Serviço 8
III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia 9
III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas 10
IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA ENERSUL 10
IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A 11
IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA 11
IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO 16
IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA 18
IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA 21
IV.1.4.1 – Encargos Setoriais 21
IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia 24
IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA) 26
IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B 26
IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS 27
IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico 27
IV.2.1.2 – Custos por Área 29
IV.2.1.3 – Resultados Finais 30
IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL 31
IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital 32
IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) 34
IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA 38
IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração 38
IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital 40
IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO 41
IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB) 42
IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO 42
IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA 42
IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA 42
IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS 43
IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO 44
IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X 44
V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA 48
VI. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA 62
VII. DO FUNDAMENTO LEGAL 64
VIII. CONCLUSÕES 65

Nota Técnica nº 090/2008–SRE/ANEEL

Em 03 de abril de 2008

Processo n.º 48500.004310/2006-30

Assunto: Segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica ENERSUL.

I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivo submeter à consulta pública, a metodologia utilizada e os resultados da segunda revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica da **ENERSUL**.

2. Na seção II apresenta-se uma breve caracterização da área de concessão da ENERSUL. A seção III apresenta uma visão geral do regime de regulação por incentivos aplicável às concessionárias de distribuição de energia elétrica.

3. A revisão tarifária periódica da ENERSUL é apresentada na seção IV, onde se explicitam a metodologia adotada e os resultados obtidos para o reposicionamento tarifário e também os resultados do cálculo do Fator X a ser aplicado nos próximos reajustes tarifários.

4. Na seção V são apresentados os cálculos dos componentes tarifários financeiros externos à revisão tarifária periódica, que devem ser agregados às tarifas resultantes da revisão. A seção VI apresenta os comentários finais sobre o processo de revisão tarifária, enquanto a seção VII apresenta os aspectos legais do processo de revisão tarifária periódica, destacando-se a legislação pertinente e o contrato de concessão.

5. As conclusões do processo de revisão tarifária periódica da ENERSUL encontram-se na seção VIII, ressaltando-se que os resultados desta revisão tarifária são aplicáveis para o período de abril/2008 a março/2013. Finalmente, os anexos detalham as metodologias e dados utilizados.

II. ANTECEDENTES

6. A Empresa Energética Mato Grosso do Sul - ENERSUL é uma sociedade anônima, de capital aberto, que atende 72 dos 77 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, com uma área de concessão de aproximadamente 330.000 km², o que representa cerca de 92% da área total do Estado. A tabela a seguir sintetiza o mercado atendido pela concessionária no ano de 2006.

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

Tabela 1: Composição do Mercado da ENERSUL

	2007 – DADOS SAD			
	Consumidores		Mercado (MWh)	
Residencial	579.586	80,84%	943.196	33,30%
Industrial	4.430	0,62%	464.828	16,41%
Comercial	57.093	7,96%	631.481	22,29%
Rural	66.857	9,33%	339.793	12,00%
Outros	8.975	1,25%	453.357	16,00%
Total	716.941	100%	2.832.654	100%

Figura 1: Área de Concessão da ENERSUL

7. Nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, assinados a partir de 1995, foram estabelecidas as tarifas iniciais e os mecanismos de sua alteração:

i) reajuste tarifário anual;
ii) revisão tarifária extraordinária; e
iii) revisão tarifária periódica.

8. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados "custos não gerenciáveis" pela concessionária, relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados *"custos gerenciáveis"*. São custos próprios da

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

atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Além destes, a Parcela B inclui a remuneração do capital. A composição de cada parcela pode ser vista no quadro a seguir.

Tabela 2: Composição da Receita de uma Distribuidora

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	**PARCELA B (custos gerenciáveis)**
Encargos Setoriais	**Despesas de Operação e Manutenção**
Reserva Geral de Reversão (RGR)	Pessoal
Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Materiais
Taxa de Fiscalização de Serviços de E.E. (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de E.E. (Proinfa)	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
P&D e Eficiência Energética	
Operador Nacional do Sistema (ONS)	**Despesas de Capital**
Custo com Transporte de Energia	Quota de Reintegração Regulatória
Uso das Instalações de Transmissão (RB + DIT)	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Conexão	
Uso das Instalações de Distribuição	
Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Bilaterais	
Energia de Itaipu	
Contratos de Leilões	

9. Os contratos de concessão contemplam procedimento específico para reajuste dessas parcelas durante cada ano do período tarifário. No momento da revisão tarifária, cada concessionária tem estabelecida a estrutura tarifária com seus valores iniciais que, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual do primeiro ano do período tarifário subseqüente (RA). Em cada reajuste anual do período tarifário, o valor da Parcela A (VPA) é obtido pelas condições vigentes de cada um dos itens que compõem a citada parcela (compra de energia e outros). O novo valor da Parcela B (VPB) é obtido pela diferença entre RA e VPA, corrigido pela variação do IGP-M observada nos 12 meses anteriores à data do reajuste. Tais regras estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela B da receita) ao longo do período anterior à próxima revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital.

10. Após a primeira revisão tarifária periódica realizada em 2003, as tarifas de fornecimento de energia elétrica da ENERSUL foram reajustadas durante quatro anos consecutivos, de acordo com as regras acima mencionadas. A tabela a seguir apresenta os valores dos reajustes tarifários anuais ocorridos, bem como o resultado da revisão tarifária periódica, enquanto que a figura 2 mostra a evolução da tarifa média (R$/MWh) com relação ao crescimento do mercado da ENERSUL (em MWh).

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

Tabela 3: Reajustes Tarifários Anuais da ENERSUL (%)

Ano	2003*	2004	2005	2006	2007	2007**
Reajuste	32,59%	16,99%	21,35%	16,75%	8,05%	-6,6%
Econômico	32,59%	11,19%	14,81%	11,46%	4,44%	
Financeiro	0,00%	5,80%	6,54%	5,29%	3,61%	

* Revisão Tarifária Periódica

** Efeito médio percebido pelos consumidores em função do reajuste das tarifas realizado em dezembro de 2007 em função da alteração da base de remuneração relativa ao primeiro ciclo de revisões tarifárias.

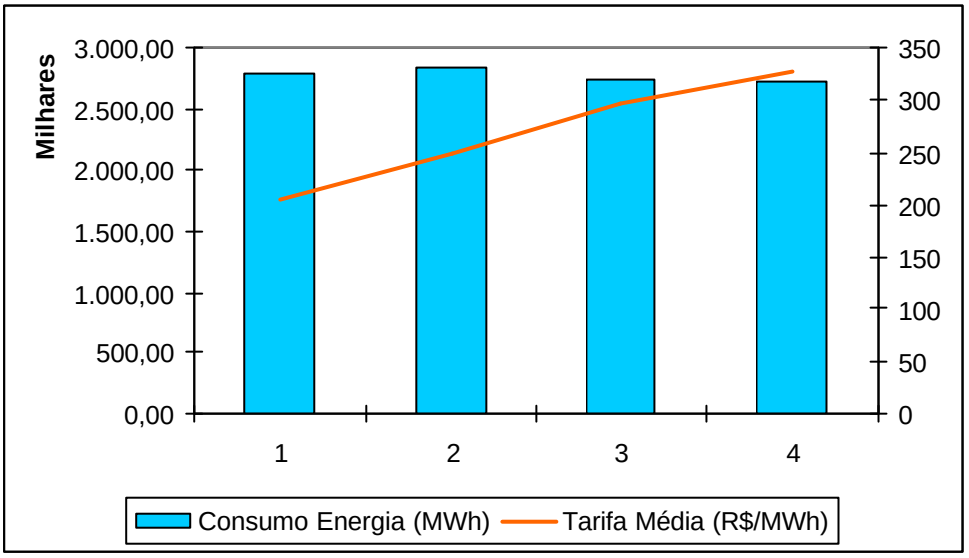


Figura 2: Evolução das Tarifas e Mercado da ENERSUL

III. FUNDAMENTOS ECONÔMICOS DA REVISÃO TARIFÁRIA

III.1 – ASPECTOS CONCEITUAIS

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

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

III.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS

12. O processo de revisão tarifária é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, denominada **reposicionamento tarifário**, são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais eficientes – para um dado nível de qualidade do serviço – e com uma remuneração justa e adequada sobre investimentos realizados com prudência. A segunda etapa consiste no **cálculo do Fator X**, que é o estabelecimento de metas de produtividade para o segundo período tarifário.

13. No momento da revisão tarifária são estabelecidas novas tarifas com base em custos eficientes, de forma que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de custos e pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter no período anterior. Dessa forma, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser majorada como resultado da redução dos custos de operação, uma vez que os contratos prevêem mecanismos que procuram fazer as tarifas permanecerem constantes em termos reais. As atuais regras jurídicas e econômicas relativas ao regime tarifário dos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil constituem uma vertente do regime de regulação por incentivos. Sua finalidade precípua é o aumento da eficiência e da qualidade na prestação do serviço, atendendo ao princípio da modicidade tarifária. Conforme estabelecido pelo art. 14 da Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica compreende *"IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade"*.

14. Pelas razões expostas, o valor da Parcela B resultante da revisão tarifária periódica é específico para cada concessionária, e não é correto afirmar que exista qualquer relação entre esse valor e o valor da Parcela B do último ano do primeiro período tarifário. Conforme exposto anteriormente, o contrato de concessão determina que sejam repassadas às tarifas as variações anuais de custos observadas na Parcela A. Já a Parcela B – calculada por resíduo – é reajustada anualmente pelo IGP-M, com vistas à sua atualização monetária, sendo que o referido índice de preços é ajustado por um "Fator X", determinado pela ANEEL na revisão tarifária periódica.

15. A figura a seguir tem a finalidade de ilustrar o efeito do regime de preços máximos sobre as tarifas. Para simplificar, supõe-se que as variações do índice que reajusta anualmente a Parcela B (IGP-M) e dos custos da Parcela A sejam iguais a zero ao longo do período tarifário anterior. A tarifa (ou "preço máximo"), inicialmente fixada em T_1, permanece com seu valor fixo (em termos reais) no período tarifário, ou seja, até a próxima revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária **tem a oportunidade** de reduzir custos de operação – o que está expresso pela área azul da figura – e, assim, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária for eficiente, poderá se apropriar do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo do período. As novas tarifas são estabelecidas no nível T_2.

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

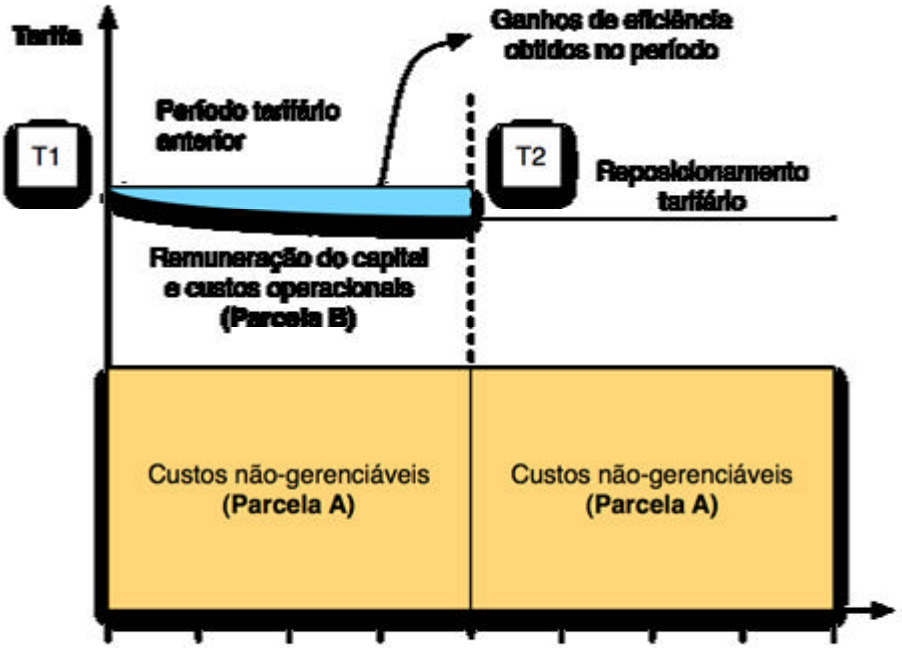


Figura 3: Regime de Regulação por Incentivos

16. A determinação das variáveis do reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X devem ser realizados de forma a considerar que todos os procedimentos e análises fazem parte de um único processo, que é a revisão tarifária periódica. Em particular, deve-se assegurar a consistência entre o enfoque adotado para a definição e remuneração dos ativos necessários para prestar o serviço e a determinação do que se considera como custos operacionais eficientes associados a essa prestação.

III.2.1 – O Reposicionamento Tarifário

17. O reposicionamento tarifário estabelece o nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital, a serem cobertos pelas tarifas.

18. A determinação dos **"custos operacionais eficientes"** constitui, efetivamente, um dos grandes desafios da revisão tarifária. A análise dos custos da própria empresa sujeita o regulador aos efeitos da "assimetria de informação". Conceitualmente, a assimetria de informação se refere ao fato de que o prestador do serviço regulado é quem gerencia todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc.) vinculadas à prestação do serviço regulado. O Regulador, por sua vez, tem acesso parcial e limitado às informações que, em geral, são fornecidas pela própria empresa regulada. Embora o Regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas, é evidente que a situação de ambas as partes no que se refere ao acesso e ao manejo dessas informações é totalmente assimétrica.

19. Os enfoques regulatórios baseados unicamente nas análises de informações fornecidas pelas concessionárias potencializam os efeitos negativos dessa situação assimétrica e se desenvolvem, em geral,

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

em condições prejudiciais para o Regulador e, conseqüentemente, para os clientes do serviço cujos direitos devem ser preservados.

20. Assim, torna-se adequada uma ação regulatória não baseada somente em informações fornecidas pelas concessionárias e em auditorias das mesmas, mas na definição externa de parâmetros de eficiência que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, ao mesmo tempo, constituam referências para orientar a gestão empresarial sem, contudo, causar ingerências indevidas na empresa.

21. No que diz respeito à remuneração sobre o capital investido a ser incluída nas tarifas, há que se considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos para o setor, o que significa que a remuneração deve corresponder exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor. O cálculo da remuneração requer que se defina o valor do investimento a ser remunerado (ou **base de remuneração**) e a **taxa de retorno adequada** a ser aplicada sobre esse valor. Considerando ainda que as empresas podem financiar suas atividades com capital próprio e capital de terceiros (dívidas) e que o custo de cada alternativa de financiamento é diferente, há que se definir a participação desses capitais no financiamento das atividades da concessionária, isto é, a estrutura de capital regulatória – uma vez que distintas estruturas de capital possuem custos de capital diferenciados. Dessa forma, a taxa de retorno deve refletir o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros ponderados pelas respectivas participações no capital total.

III.2.2 – O Fator X

22. Uma vez que as tarifas tenham sido reposicionadas segundo a abordagem descrita na seção anterior, são então estimados os ganhos de produtividade para o período tarifário subseqüente. Esses ganhos, que não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária, correspondem à área verde na figura a seguir. No caso do serviço de distribuição de energia elétrica, no qual a evolução tecnológica é gradual (diferentemente de setores como o de telecomunicações), esses ganhos de produtividade projetados têm como causa principal alterações na escala do negócio. Durante o período tarifário se produzirão incrementos nas vendas da concessionária, tanto pelo maior consumo dos clientes existentes (crescimento vertical) como pela incorporação de novos clientes na área servida (crescimento horizontal). Esse incremento nas vendas será atendido pela concessionária com custos incrementais decrescentes em relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária distribuidora, deve ser repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor do índice que reajusta a Parcela B da receita (IGP-M). Esse redutor consiste no Fator X. As novas tarifas máximas para o próximo período tarifário corresponderão à curva pontilhada da figura a seguir.

23. Assim como no período tarifário anterior, a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para obter uma maior eficiência em sua gestão, já que poderá reter como benefícios a diferença entre os custos operacionais eficientes definidos na revisão tarifária periódica e os que efetivamente possa alcançar. Da mesma forma, se essa diferença é negativa, a concessionária sofrerá uma redução em suas expectativas de benefícios.

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

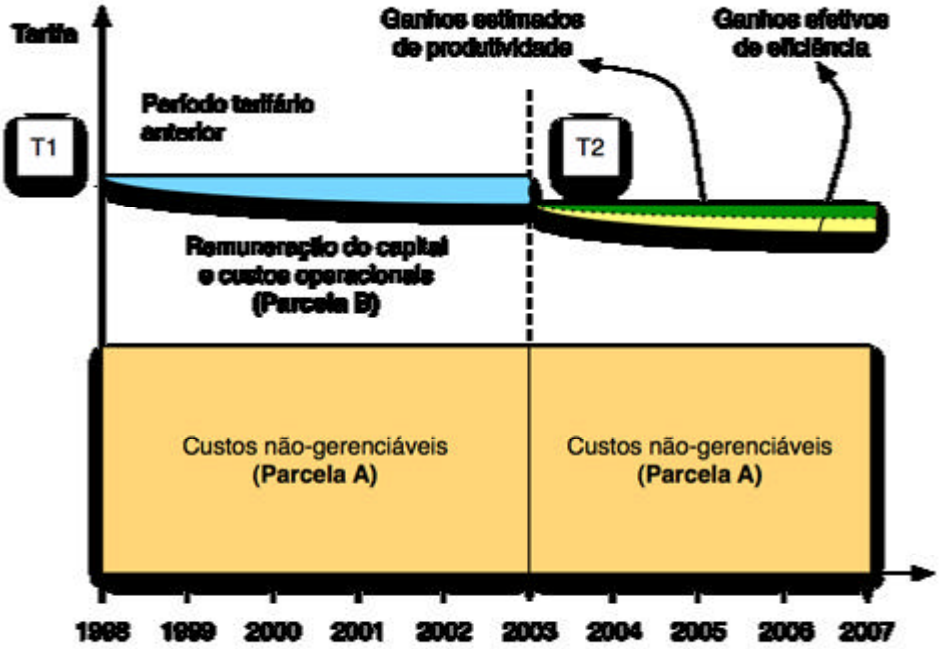


Figura 4: Regime de Regulação por Incentivos

24. Portanto, quanto maior for a eficiência da concessionária, maior será seu benefício. Se, porém, a concessionária não explorar seu potencial de eficiência, o resultado será a sujeição a uma perda ou, pelo menos, a uma redução de benefícios. A área em amarelo da figura anterior corresponde aos benefícios que podem ser auferidos pela concessionária ao realizar uma trajetória de custos ainda mais eficientes que os considerados no reposicionamento tarifário.

25. Poderia se argumentar contra a ampliação da remuneração obtida pela concessionária eficiente, e que os ganhos de eficiência deveriam refletir-se imediatamente na redução das tarifas, de modo a beneficiar unicamente os consumidores. Esse raciocínio, no entanto, é contraditório com os princípios fundamentais da regulação por incentivos, uma vez que a determinação de que todo ganho de eficiência seja imediatamente repassado aos consumidores significaria um desincentivo para a obtenção de eficiência pela concessionária, isto é, se a redução dos custos não lhe trouxesse nenhum benefício, a concessionária não realizaria esforço algum nesse sentido.

III.2.3 – A Qualidade do Serviço

26. Em serviços que apresentam características de monopólio natural, é competência do Regulador estabelecer normas e padrões em matéria de parâmetros de qualidade do serviço prestado, seja quanto aos aspectos técnicos (freqüência e duração de interrupções) ou quanto ao atendimento comercial (prazos máximos para solução de reclamações, possibilidade de efetuar trâmites por modalidades que representem maior grau de conforto, etc.). O Regulador tem ainda a responsabilidade essencial de verificar se, na realidade, os clientes cativos estão recebendo efetivamente um serviço de qualidade de acordo com o

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

definido nessas normas (e contemplado nas tarifas vigentes). Este aspecto é de fundamental importância quando se aplica um enfoque regulatório baseado em incentivos, como o regime tarifário de "preços máximos" vigente no Brasil para a determinação das tarifas das concessionárias distribuidoras.

27. É imprescindível que todo regime de regulação por incentivos inclua a definição e efetiva implementação de um regime da qualidade do serviço técnico e atendimento comercial recebidos pelos clientes, que compreenda:

i) A determinação de parâmetros que reflitam um nível mínimo de qualidade;
ii) A efetiva medição desses parâmetros para cada cliente individual;
iii) A definição e aplicação de penalidades para os casos em que o serviço não alcança os níveis mínimos de qualidade exigidos, com valores determinados, por exemplo, com base no custo da energia não fornecida. É desejável que essas penalidades sejam pagas pela concessionária distribuidora aos clientes afetados pelo serviço de qualidade inadequada.

III.2.4 – Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

28. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora seja razoável admitir-se que possui certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, com as condições e restrições determinadas pela legislação aplicável. No entanto, é adequado afirmar que a concessionária possui capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada na Parcela A da receita requerida pela concessionária.

29. A quantidade de energia considerada na Parcela A corresponde à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo. Tais perdas são usualmente divididas em: a) perdas técnicas - associadas ao transporte/transformação de energia elétrica no sistema de distribuição da concessionária; e b) perdas não técnicas, associadas a furto de energia, fraude em medidores, erros de medição, falhas no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Esse tipo de perda está diretamente associada à gestão comercial da distribuidora e são definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas.

30. A regulação econômica do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração. No âmbito mundial e, em particular, em todos os países em desenvolvimento, o custo marginal de longo prazo de geração costuma ser mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição.

31. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido sobre a energia injetada em seu sistema distribuição. Essa determinação pode ser feita mediante a

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

fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma "trajetória" ou curva decrescente. Com o valor "regulatório" de perdas determinado dessa forma, adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária. Isso significa valorar as perdas ao preço representativo das compras de energia elétrica da distribuidora. Do exposto, se depreende que a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para reduzir as perdas em seu sistema elétrico a níveis inferiores ao "padrão regulatório", já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade, valorada ao preço de compra.

III.2.5 – Tratamento Regulatório das Outras Receitas

32. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária. A receita de compartilhamento de infra-estrutura deve ser identificada, para cada concessionária de distribuição, a partir dos contratos de compartilhamento firmados, os quais deverão ser apresentados quando do processo de revisão tarifária periódica.

33. Identificada a receita de compartilhamento e visando a implementação do incentivo de manter para a concessionária a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados, deve ser considerado 90% (noventa por cento) do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas.

34. Não serão consideradas na apuração de outras receitas aquelas decorrentes de:

- Atividades Extraconcessão;
- Serviços Cobráveis ou Taxados;
- Serviços de Consultoria; e
- Aluguéis de Imóveis.

35. Identificadas outras atividades não citadas nesta metodologia, estas serão avaliadas e suas receitas deverão estar sujeitas às seguintes regras:

- Receitas decorrentes de atividades que não têm custos cobertos pelas tarifas do serviço básico não devem ser revertidas para modicidade tarifária como outras receitas, mas por meio de ajustes naturais na empresa de referência no ciclo seguinte;

- Receitas de atividades cujos custos compõem as tarifas do serviço básico devem ser revertidas, em parte, para a modicidade tarifária, visando a recuperação desses custos. Nesse caso, também deve ser revertido, em prol da modicidade tarifária, 90% (noventa por cento) da receita da atividade estimada para o Ano-Teste.

IV. A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DA ENERSUL

36. Conforme mencionado na seção III, a revisão tarifária periódica é realizada em duas etapas: o reposicionamento tarifário e o Fator X. No reposicionamento tarifário se calcula a Receita Requerida da

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

concessionária, que consiste na receita 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 estabelece um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados ao período de 12 meses subseqüentes à data da revisão tarifária. Para a concessionária ENERSUL esse período anual, denominado **ano-teste**, compreende os 12 meses de abril/2008 a maio/2009.

37. O reposicionamento tarifário (RT) é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R$) para o ano-teste e a Receita Verificada (em R$) da concessionária no mesmo período, conforme definido na fórmula a seguir:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}} \qquad (1)$$

38. A Receita Requerida é composta pela Parcela A e Parcela B, referenciadas ao Ano-Teste, sendo que:

- a Parcela A é obtida pelo somatório dos custos relativos aos encargos setoriais, encargos de transmissão e de distribuição e de compra de energia, considerando os critérios estabelecidos em Resoluções específicas da ANEEL; e
- a Parcela B é obtida pelo somatório dos custos operacionais eficientes, da remuneração dos investimentos prudentes e da quota de reintegração regulatória (depreciação).

39. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida as outras receitas, conforme apresentado na seção anterior. A Receita Verificada corresponde à receita que seria por ela auferida com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica, aplicadas ao mercado de venda do ano-teste.

40. Os itens seguintes detalham os critérios e os valores determinados para as parcelas A e B.

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

41. A Parcela A inclui os denominados custos *"não-gerenciáveis"* da concessionária, isto é, custos cujos montantes e variação não são administrados pela concessionária. Tais custos referem-se à **compra de energia elétrica, encargos tarifários** e **custo com transporte de energia**.

42. Para se determinar o montante de compra de energia é necessário calcular o balanço energético da empresa, que implica a determinação do valor regulatório de perdas de energia elétrica, o que é apresentado a seguir.

IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

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

(Fls. 12 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

43. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta parte da Nota Técnica. Em relação a perdas de energia elétrica, denominam-se *Perdas na Distribuição* o somatório de *Perdas Técnicas e Não Técnicas*, considerando *Perdas Técnicas* de Energia as perdas inerentes ao transporte de energia elétrica na rede da distribuidora, e de Perdas Não Técnicas o restante da diferença entre a Energia Injetada (Suprida) na rede da distribuidora e a Energia Fornecida por meio dessa rede (considerados o mercado cativo, suprimento e consumidores livres), conforme as seguintes equações, com seus componentes expressos em MWh):

Energia Injetada – Energia Fornecida = Perdas de Energia na Distribuição

Energia Injetada = Energia Fornecida + Perdas de Energia na Distribuição

Perdas de Energia na Distribuição= Perdas Técnicas + Perdas Comerciais

44. A Energia Injetada é o referencial para cálculo dos valores percentuais das Perdas de Energia na Distribuição, conforme segue:

Perdas de Energia na Distribuição (%) = Perdas de Energia na Distribuição (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100

Analogamente:

Perdas Técnicas (%) = Perdas Técnicas (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100

Perdas Comerciais (%) = Perdas Comerciais (MWh) / Energia Injetada (MWh) x 100

e

Perdas de Energia na Distribuição (%) = Perdas Técnicas (%) + Perdas Comerciais (%)

45. Cabe observar que as Perdas na Rede Básica serão consideradas especificamente no balanço energético, apresentado no item IV.1.2.

46. A figura a seguir apresenta a evolução das perdas totais na rede de distribuição da ENERSUL nos últimos anos, englobando as perdas técnicas e não-técnicas. O valor das perdas apresentado é calculado sobre a energia injetada.

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

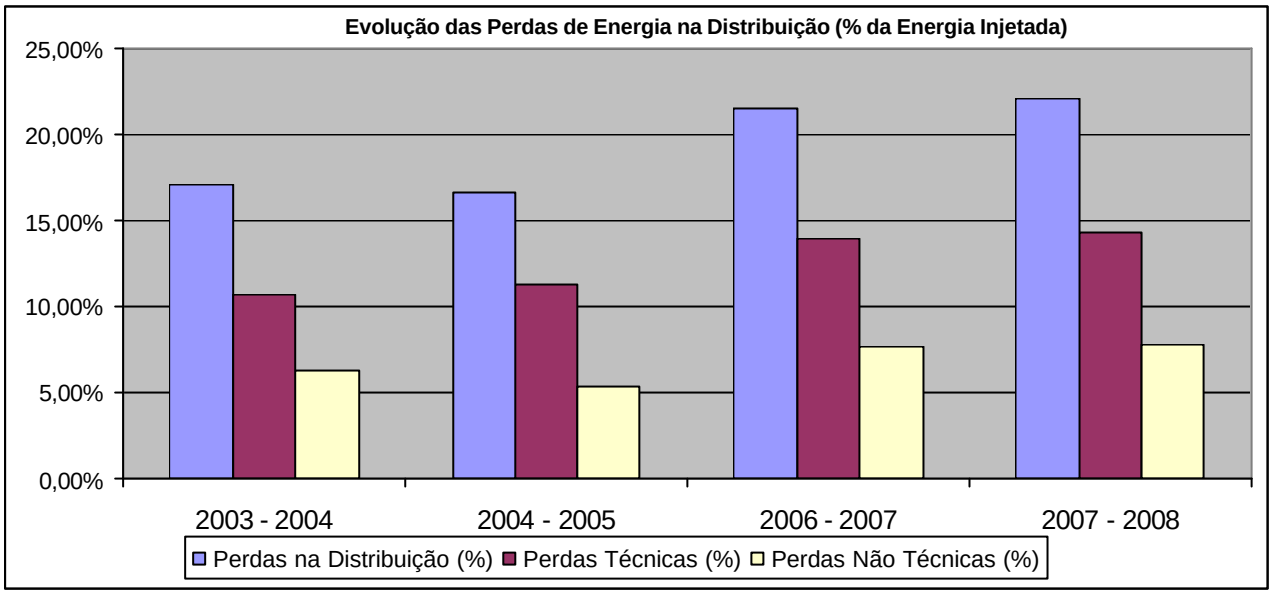


Figura 5: Evolução das Perdas de Energia da ENERSUL

47. A análise da evolução das perdas de energia na ENERSUL mostra que a concessionária teve crescimento de perdas durante o primeiro ciclo tarifário. Segundo contribuição da concessionária, o incremento de perdas técnicas se deve, principalmente, à alteração do ponto de fronteira com a Rede Básica. Até março de 2005, a fronteira da ENERSUL com a Rede Básica era em Campo Grande. Em função das alterações estabelecidas pelas Resoluções 344/2002 e 67/2004, tal ponto de fronteira passou a ser em Jupiá, na divisa com o Estado de São Paulo. Com tal alteração, as perdas nos quatro circuitos de 138kV que interligam Campo Grande à Jupiá passaram a fazer parte das perdas no sistema de distribuição da ENERSUL e não mais das perdas na Rede Básica.

48. No que tange ao crescimento das perdas não técnicas, a concessionária cita como causas o racionamento de Energia Elétrica no Biênio 2001-2002, os sucessivos aumentos tarifários desde a Revisão Tarifária de 2003, as liminares concedidas pelo Poder Judiciário, que teriam dificultado o combate ao furto e à fraude, o Programa Luz Para Todos e a constante queima da bobina de potencial dos medidores eletromecâncios de energia elétrica.

49. Com relação às ações empreendidas de combate às perdas, a concesisonária mencionou que têm intensificado as ações de inspeção e regulariação de ligações, feito campanhas publicitárias, solicitado apoio jurídico e policial, instalado medição na saídas dos transformadores, procedido ações sociais, como o projeto integrar e realizado investiementoss em sua rede de distriubuição que visam inibir o furto de energia elétrica.

50. A concessionária também apresentou estudo contendo detalhada caracterização sócioeconômica de sua área de concessão, mostrando que grande parte das perdas se situam em duas grandes regiões: região 1 – Campo Grande, Sidrolândia, Água Clara e cercanias; região 2 – Corumbá, Aquiduana, Miranda e região. Com relação à primeira região, a concessionária menciona a deterioração da condição sócioeconômica em função da crise do agronegócio entre os anos de 2000 e 2005 e a rápida

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

ploriferação dos efeitos da liminar concedida pelo Poder Judiciário local. A segunda região, segundo a concessionária, é a que possui os piores indicadores sócioeconômicos, o que explicaria o grande volume de perdas.

51. Cabe a ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas para a Parcela A. No modelo de regulação *price cap*, o comportamento dos entes regulados é regido por incentivos e cabe ao regulador definir uma meta regulatória para as perdas globais. A definição da meta regulatória deve ser uma solução de compromisso entre a busca da modicidade tarifária e o correto incentivo para que as concessionárias reduzam suas perdas além do nível regulatório, uma vez que poderiam se apropriar dos ganhos advindos de tal situação.

52. A concessionária tem forte incentivo ao combate das perdas não técnicas, uma vez que a regularização de um consumidor traz benefícios econômicos à concessionária. Primeiro, a legislação permite que a concessionária proceda à revisão do faturamento no período em que for comprovada a ocorrência da fraude; segundo, a partir do momento da regularização há um incremento da energia faturada, uma vez que o consumidor passa a ser faturado pelo valor real medido, superior ao valor faturado durante a existência da fraude e; terceiro, quando da regularização de uma ligação clandestina, cessa-se o incentivo ao consumo irresponsável de energia elétrica e, portanto, há um decréscimo na necessidade de compra de energia pela concessionária.

53. No que tange às perdas técnicas, o georeferenciamento da rede elétrica, as campanhas de medição de carga, as modernas técnicas de cálculo das perdas técnicas e as ferramentas de planejamento da expansão e renovação otimizadas do sistema elétrico fazem com que a concessionária tenha boa gestão sobre o nível de perdas técnicas.

54. Entre as melhores práticas de combate às perdas técnicas praticadas por concessionárias de distribuição de energia elétrica destacam-se: o balanceamento de cargas entre as três fases do sistema de distribuição; a instalação de bancos de capacitores em pontos que possam aliviar o carregamento de alimentadores e transformadores; revisão dos pontos de conexão; expansão e renovação do sistema de distribuição utilizando planejamento de carregamento ótimo dos equipamentos do sistema de distribuição, levando em consideração um horizonte razoável de crescimento da carga, etc. Complementarmente, o adequado combate às perdas não técnicas tem como reflexo imediato a redução das perdas técnicas de energia e demanda. Isto porque o consumidor em situação irregular tem forte incentivo ao consumo irresponsável de energia elétrica. Como as redes e transformadores são projetados considerando-se os perfis de consumo de clientes regulares, a fraude faz com que os equipamentos de distribuição tenham carregamentos distintos daqueles que foram projetados para operar. Após a regularização a tendência natural é a redução do consumo de energia elétrica e, conseqüentemente, se traz de volta o perfil de consumo para próximo daquele para o qual a rede foi projetada para atender, aliviando-se o carregamento dos alimentadores e transformadores e, portanto, conduzindo-os de volta a níveis economicamente adequados de carregamento.

55. Conforme disposto na NT 348/2007-SRE/ANEEL, submetida à Audiência Pública AP 052/2007, a proposta de tratamento regulatório dado às perdas não técnicas envolve a comparação entre empresas cuja área de concessão possua características socioeconômicas semelhantes, com vias de se

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

determinar para cada empresa uma meta para as perdas regulatórias baseada nos melhores resultados, sob a ótica de perdas não técnicas, em áreas de concessão com condições socioeconômicas similares.

56. Na análise comparativa das perdas não técnicas da ENERSUL, utilizou-se como referencial o índice percentual em proporção do mercado consumidor de baixa tensão, primeiramente por se tratar da fatia do mercado em que se concentram as irregularidades originárias de tais perdas, e também por constituir uma base mais estável do ponto de vista de variações anuais, livre da influencia da das migrações ou oscilações do mercado livre. As perdas não técnicas da Enersul são de **18,30%** sobre o mercado de BT.

57. Além disso, a forte presença de mercado livre pode, no caso de algumas distribuidoras, contribuir para um baixo índice percentual de perdas em relação a outras com níveis de perdas semelhantes, distorcendo a análise comparativa proposta.

58. Na analise comparativa realizada, em consonância com a proposta de metodologia colocada em Audiência Pública, a ENERSUL destacou-se com elevados níveis de perdas em relação a outras empresas com áreas de concessão tão ou mais complexas sob o ponto de vista socioeconômico. No caso específico da Enersul, utilizando a metodologia proposta na Audiência Pública nº. 052/2007, o referencial utilizado foi a CEMIG, empresa com condições socioeconômicas semelhantes e nível de perdas menor, **10,5%** sobre o mercado de baixa tensão. Assim, baseado no entendimento de que não é justo repassar para a tarifa perdas não técnicas em níveis muito superiores aos praticados por empresas com áreas de concessão semelhantes ou até mesmo piores do ponto de vista sócio-econômico, definiu-se para a ENERSUL uma trajetória de redução gradativa dessas perdas até que se atinja ao final deste ciclo tarifário o valor de **10,5%** sobre o mercado de baixa tensão.

59. O quadro a seguir apresenta o nível de perdas técnicas apurados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD (aí considerado o referencial sobre a energia injetada), e a trajetória de redução de perdas não técnicas (aí considerados dois referencias: sobre a energia injetada e sobre o mercado de BT, sendo este último referência para os próximos reajustes tarifários anuais). Destaque-se que o atual nível de perdas na distribuição da ENERSUL é de **22,09%** sobre a energia injetada.

Tabela 4 – Resumo Trajetória Redução de Perdas ENERSUL

	Ano Teste	IRT 2009	IRT 2010	IRT 2011	IRT 2012
Perdas Não-Técnicas sobre Mercado BT (%)	16,74%	15,18%	13,62%	12,06%	10,50%
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada(%)	13,95%	13,95%	13,95%	13,95%	13,95%
Perdas Não-Técnicas sobre Energia Injetada (%)	7,44%	6,75%	6,06%	5,36%	4,67%
Ganho de mercado anual com combate as perdas	10.091,00	12.224,89	13.608,00	15.010,18	16.441,09
Ganho acumulado		20.182,01	44.631,78	71.847,77	101.868,12

60. O nível de perdas técnicas utilizado foi calculado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD através da Nota Técnica nº 068/2008-SRD/ANEEL. Tal apuração já contempla as perdas nas linhas de 138kV que interligam Jupiá a Campo Grande. Saliente-se que o nível de perdas ainda é provisório, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – SFE deverá fiscalizar os dados de medição informados pela concessionária no período julho de 2006 a junho de 2007, utilizados pela SRD na apuração do nível de perdas técnicas. Complementarmente a concessionária deverá encaminhar análise detalhada das razões do elevado valor de perdas técnicas, sobretudo no nível de A2,

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

assim como o detalhamento das ações a serem empreendidas pela distribuidora em seu planejamento visando a redução do nível de perdas técnicas do seu sistema.

61. No que tange à trajetória de redução de perdas não técnicas, também é provisória uma vez que a metodologia empregada ainda encontrar-se em fase de Audiência Pública. Após análise das contribuições, na revisão tarifária definitiva da Enersul será utilizada a metodologia definida após a Audiência Pública 0052/2007. Segundo metodologia proposta, para que seja possível atingir a meta proposta, a ANEEL está considerando no cálculo do Fator X investimentos anuais de **R$ 3.493.357,40** para combate às perdas. Para tal é utilizada a mesma premissa utilizada para dimensionamento dos custos operacionais, ou seja, de que o investimento necessário para manutenção do nível de perdas já está contemplado na análise feita pela SRD, restando reconhecer-se, somente, o investimento necessário para a redução do nível de perdas.

62. No que tange aos custos operacionais para combate às perdas, entende-se que a estrutura central, dimensionada no modelo da empresa de referência, é suficiente para a correta gestão dos níveis de perdas dentro da área de concessão da ENERSUL, não sendo necessária estrutura exclusiva para este fim. A estrutura para manutenção do nível de perdas também já está contemplada no modelo. Adicionalmente, está sendo reconhecido um adicional para redução do nível de perdas, relativo às atividades de inspeção e regularização de **R$ 3.493.357,40 .**

63. A contrapartida é que só se reconhecerá no cálculo tarifário tarifa o limite das perdas regulatórias, que será reduzido a cada novo reajuste tarifário anual e se adicionará ao mercado projetado no cálculo do Fator X a recuperação de faturamento em função do combate às perdas não técnicas, conforme explicitado na tabela anterior.

IV.1.2 – BALANÇO ENERGÉTICO

64. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica considerando o período de referência em questão.

65. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do período de referência. A energia disponível é igual ao somatório das seguintes informações físicas: geração própria, ITAIPU, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia do PROINFA. A energia requerida é obtida a partir do mercado de venda da concessionária, adicionado das perdas regulatórias, calculadas conforme os percentuais estabelecidos no item anterior.

66. O requisito de energia elétrica da ENERSUL para atendimento ao seu mercado de referência no ano-teste é de **3.959.127 MWh**, formado por **2.949.091 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e **1.010.037 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

67. A ENERSUL não apresentou, para o ano-teste, sobras de energia elétrica, conforme demonstrado no quadro abaixo.

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

(Fls. 17 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 5: Balanço Energético para Definição de Sobras Físicas

DESCRIÇAO	CALCULO	TOTAL (MWh)
GERAÇÃO PRÓPRIA	(1)	**0**
PROINFA	(2)	**52.236**
COMPRAS	(3)	**3.882.643**
ITAIPU		874.658
ENERPEIXE		472.164
ENERGEST		116.070
ENERTRADE		306.600
Produto 2005-08		751.827
Produto 2006-08		858.439
Produto 2007-08		182.583
Produto 2008-08		120.025
MCSD Produto 2008-08		1.619
Produto 2008-T15 - 1º Leilão E.Nova		10.025
Produto 2008-H30 - 1º Leilão E.Nova		1.269
Produto 2009-T15 - 1º Leilão E.Nova		14.469
Produto 2009-T15 - 2º Leilão E. Nova		9.864
Produto 2009-H30 - 1º Leilão E.Nova		1.134
Produto 2007-08 (A-1)		13.946
Leilão de Ajuste 2008-01 - 6º leilão		26.539
MCSD Produto 2005-08		83.666
MCSD Produto 2005-08		18.218
MCSD Produto 2006-08		3.287
MCSD Produto 2006-03		495
ENERGIA DISPONÍVEL	(4) = (1) + (2) + (3)	**3.934.879**
Fornecimento	(5)	2.949.091
Suprimento	(6)	-
Consumidores Livres	(7)	442.287
TOTAL DE VENDAS	(8) = (5) + (6)	2.949.091
Perdas na Rede Básica (%)		86.796
Perdas na Distribuição (%) Sobre Energia Injetada	(9)	21,40%
Total de Perdas na Distribuição (MWh)	(10) = (8 + 7+10) x (9)	923.241
Perdas Técnicas na Distribuição (MWh)		602.086
Perdas Não Técnicas na Distribuição (MWh)		321.155
ENERGIA REQUERIDA (Mercado Regulatório)	(11) = (8) + (10)	**3.959.127**
EXPOSIÇÃO LÍQUIDA	(12) = (4) – (11)	**(24.248)**

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

(Fls. 18 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

IV.1.3 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

68. A Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, que trata da comercialização de energia elétrica, alterou as regras de compra e venda de energia elétrica, especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

69. O modelo instituído pela Lei n.º 10.848/2004 define dois ambientes em que as contratações devem ser feitas. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o segundo o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Os agentes de distribuição devem comercializar energia exclusivamente no ACR. O art. 2º da Lei n.º 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica *"deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada"*. A compra nesse ambiente é efetivada por meio de leilões, promovidos pela ANEEL ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

70. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, além de permitir: a (i) participação em leilões de compra no ACR; a legislação ainda possibilita a compra de energia (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa n.º 206, de 22 de dezembro de 2005.

71. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto n.º 5.163/2004 prevê a compra por meio de Leilões de Ajustes no ACR, em que podem ser adquiridos contratos de até um 1% da carga da distribuidora. Esses contratos são caracterizados por uma duração de, no máximo, dois anos.

72. No Ambiente da Contratação Livre – ACL destacam-se as operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo: i) agentes concessionários; ii) permissionários e autorizados de geração; iii) comercializadores; iv) importadores; v) exportadores de energia elétrica; e vi) consumidores livres.

73. De acordo com o art. 48 do Decreto n.º 5.163/2004, os consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia de fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW, serão incluídos no ACL, da mesma forma que os consumidores livres.

74. Ainda, as concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu.

75. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência da Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em

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

R$/US$, e adota-se a data próxima ao reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

76. Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

- Contratos Bilaterais (CB) – são os contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da Lei n.º 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei n.º 10.848/2004, também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor que 500 GWh/ano. A Resolução Normativa n.º 167, de 10 de outubro de 2005, estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída. Os montantes de energia desses contratos são registrados na CCEE pelo Agente vendedor e validados pelo Agente comprador.

- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto n.º 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).

- Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa n.º 218, de 11 de abril de 2006. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE.

- CCEAR – são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto n.º 5.163/2004.

77. Para o cálculo dos custos com compra de energia elétrica, tomou-se como ponto de partida os montantes adquiridos pela concessionária de Itaipu, contratos bilaterais e leilões públicos de energia. Para compor a Parcela A da Receita Requerida foram considerados apenas os montantes de compra de energia elétrica necessários para o atendimento ao mercado de referência previsto para o ano-teste, acrescido de um adicional a título das perdas regulatórias de energia elétrica.

78. Para manter a neutralidade da Parcela A, torna-se necessário calcular a valoração dos montantes de energia admitidos para o ano-teste pelas tarifas que estarão vigentes na data de revisão tarifária periódica da concessionária.

79. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da ENERSUL, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato.

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

(Fls. 20 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 6: Contratos de Compra de Energia Elétrica da ENERSUL e respectivas Tarifas

Contratos	Custo Total (R$)	Tarifa (R$/MWh)	Compra Considerada (MWh)
CCEAR	**163.674.297,23**	**77,46**	**2.113.151,81**
Produto 2005-08	49.912.666,98	66,39	751.827,11
Produto 2006-08	66.730.293,82	77,73	858.439,25
Produto 2007-08	15.905.454,55	87,11	182.583,33
Produto 2008-08	11.218.583,88	93,47	120.025,16
Produto 2007-08 (A-1)	1.547.013,45	110,93	13.946,39
Leilão de Ajuste 2008-01 - 6º leilão	3.678.368,05	138,60	26.539,45
Produto 2008-T15 - 1º Leilão E.Nova	1.525.833,12	152,20	10.025,18
Produto 2008-H30 - 1º Leilão E.Nova	148.225,07	116,82	1.268,78
Produto 2009-T15 - 1º Leilão E.Nova	2.016.899,09	139,39	14.469,47
Produto 2009-T15 - 2º Leilão E. Nova	1.445.043,62	146,50	9.863,78
Produto 2009-H30 - 1º Leilão E.Nova	141.545,35	124,83	1.133,89
Produto 2009-H30 - 2º Leilão E.Nova	2.147.242,61	136,37	15.745,29
MCSD Produto 2005-08	5.414.849,43	64,72	83.666,49
MCSD Produto 2006-08	1.381.436,88	75,83	18.217,67
MCSD Produto 2007-08	279.974,06	85,17	3.287,14
MCSD Produto 2006-03	33.422,18	67,54	494,82
MCSD Produto 2008-08	147.445,10	91,09	1.618,61
CONTRATOS BILATERAIS	**116.284.674,94**	**129,95**	**894.834,00**
ENERTRADE	32.368.400,31	105,57	306.600,00
ENERGEST	17.278.781,97	148,87	116.070,00
ENERPEIXE	66.637.492,65	141,13	472.164,00
OUTROS	**73.420.337,32**		**926.893,20**
QUOTA ITAIPU	73.420.337,32	-	874.657,67
QUOTA ENERGIA PROINFA	-	-	52.235,53
SOBRAS	**(2.464.353,96)**	**101,63**	**(24.248,29)**
TOTAL	**355.843.663,45**		**3.959.127**

80. Os preços dos CCEAR e dos contratos bilaterais foram reajustados conforme fórmula de reajuste estabelecida em cada contrato de compra e venda de energia da ENERSUL com a respectiva vendedora.

81. Os contratos de compra de energia cujos fornecedores pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora (partes relacionadas) devem ser homologados pela ANEEL. Cabe destacar que o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da ENERSUL estabelece, na Cláusula Sétima, a seguinte subcláusula:

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

> *"A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos usuários ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis, quando comparado com os custos observados no contexto nacional e internacional."*

82. Em relação ao montante contratado de energia proveniente de ITAIPU a partir de 2008, foi considerada a redução de garantia física de 430 MW médio, em conseqüência da Portaria nº 303, do Ministério de Minas e Energia – MME, de 18 de novembro de 2004, e Resolução nº 218/2006, de 11 de abril de 2006. Os montantes estão previstos na Resolução 574, de 4 de dezembro de 2007.

83. Com base no exposto, os custos a serem considerados na Receita Requerida da concessionária ENERSUL a título de compra de energia elétrica são de **R$ 355.843.663,45** , já expurgadas as sobras de energia. Ressalte-se que esse valor deverá ser atualizado até a data da Revisão Tarifária.

IV.1.4 – ENCARGOS SETORIAIS E CUSTO COM TRANSPORTE DE ENERGIA

84. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, ONS, PROINFA e ESS são definidos em Leis, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL, e não representam receita para a concessionária. Já os custos com transporte de energia elétrica cobrem o custo de transmissão da energia das usinas até as redes de distribuição da concessionária, sendo compostos por Rede Básica, Conexão, Transporte de Itaipu e Encargos de Uso, não constituindo receita da concessionária.

IV.1.4.1 – Encargos Setoriais

85. A **Reserva Global de Reversão – RGR** foi criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. A Lei n.º 9.648, de 1998, definiu que a RGR seria extinta em 31 de dezembro de 2002. A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, estendeu sua vigência até 2010. A RGR refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. A Quota de RGR fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

86. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC** foi criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973. A CCC tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoelétrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, uma vez que utiliza combustíveis como óleo combustível, óleo diesel e carvão. A geração termoelétrica é essencial nas regiões do país localizadas fora da área de atendimento do sistema interligado, como na região Norte, nos denominados sistemas isolados.

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

(Fls. 22 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

87. Os custos da geração termoelétrica dos sistemas isolados são rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, proporcionais ao seu mercado, e podem variar em função da necessidade do uso das usinas termoelétricas. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS, após analisar a previsão de geração térmica elaborada pelo Comitê Técnico de Planejamento do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, para os Sistemas Isolados e, até 2005, pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, para os Sistemas Interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica. A Quota da CCC é paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim.

88. Até 2005, as Quotas de CCC eram estabelecidas para os seguintes sistemas elétricos: i) Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste; ii) Sistema Interligado Norte/Nordeste; e iii) Sistemas Isolados. De acordo com a Lei n.º 9.648/1998, e a Resolução ANEEL n.º 261, de 13 de agosto de 1998, a partir de 1º de janeiro de 2006, ficou extinto o benefício da CCC para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados.

89. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE** foi criada pela Lei n.º 10.438/2002 e refere-se ao valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; e iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS.

90. Os recursos necessários ao funcionamento da CDE são provenientes (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP; (ii) das multas aplicadas pela ANEEL; e (iii) dos pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

91. Os valores dos recursos provenientes do pagamento pelo UBP, estabelecidos nos contratos de concessão de geração e das multas impostas aos agentes do Setor pela ANEEL, são aplicados, exclusivamente e até quando necessário, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica no meio rural, nos termos da Lei n.º 10.762/2003.

92. Para os valores de multas aplicadas pela ANEEL, nos termos da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, somente poderão ser considerados, para efeito de receita da CDE, aqueles efetivamente depositados na conta ELETROBRÁS-CDE que, conforme a legislação prevê, são destinados à universalização.

93. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício

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

anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA do mesmo período.

94. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: CFURH = TAR x GH x 6,75%, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Do montante correspondente ao percentual de 6% arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos estados, 45% aos municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico administrado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia. Os recursos correspondentes aos 0,75% constituem pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da Agência Nacional de Águas - ANA para aplicação na implementação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

95. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

96. A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica), privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

97. A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da ELETROBRÁS, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela ELETROBRÁS, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, são rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado – SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

98. A Resolução Normativa ANEEL n° 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto n.º 5.025, de 30 de março de 2004.

99. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga, apurado mensalmente pela CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

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

(Fls. 24 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

100. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Este último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções ANEEL n.º 265, de 10 de junho de 2003, e n.º 688, de 24 de dezembro de 2003. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS para atendimento a restrições de transmissão.

101. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética.

102. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema – ONS**. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

103. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os atos legais que lhes deram origem, estão demonstrados no quadro abaixo:

Tabela 7: Encargos Setoriais da ENERSUL

Encargos	Dispositivo Legal	Valor (R$)
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Resolução Homologatória nº 616/2008	R$ 26.498.613,05
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	Resolução Normativa nº 291/2007	R$ 26.846.767,20
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	Nota Técnica nº 063/2008-SRE/ANEEL	R$ 2.674.436,58
Reserva Global de Reversão – RGR	Memorando 314/2008-SFF/ANEEL	R$ 14.161.542,65
Proinfa	Resolução Homologatória nº 567/2007	R$ 8.013.284,32
ONS	Previsão para 2008	R$ 41.118,57
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	Resolução Homologatória nº573/2007	R$ 70.503,54
P&D e Eficiência Energética	Fórmula - REN 233/2006	R$ 8.259.987,61
Total de Encargos Tarifários		**R$ 86.566.253,52**

IV.1.4.2 – Custos com Transporte de Energia

104. O **Uso das Instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão** de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras,

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

conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL estabeleceu a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), nas formas de $TUST_{RB}$, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e $TUST_{FR}$, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

105. O **Uso das Instalações de Conexão** refere-se ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. As instalações de conexão são disponibilizadas diretamente aos acessantes pelas proprietárias, mediante contrato de conexão ao sistema de transmissão. Os valores desses encargos são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

106. O **Transporte da Energia Elétrica** proveniente de Itaipu Binacional (MUST-Itaipu) refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R$/MW. As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas-partes.

107. Os encargos associados às instalações de transmissão, informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, no período de abril de 2008 a março de 2009, são detalhados nas tabelas abaixo.

Tabela 8: Encargos de Uso da Rede Básica

Descrição	2007	2008
Rede Básica	26.191.206,00	8.500.944,00
MUST - Itaipu	3.537.047,07	1.178.747,00
Valor total no ano-teste	**39.407.944,07**	

Tabela 9: Encargo Anual de Conexão referente às DITs

Descrição	Valor (R$)
COPEL T	148.380,66
CTEEP	1.830.098,99
ELETROSUL	14.467.615,68
PPTE	99.221,02
Valor Total	**16.545.316,35**

108. A receita referente às demais instalações de transmissão e às instalações de conexão, incluindo as instalações implantadas sob a luz da Resolução n.º 489/2002, deve ser concatenada na data de reajuste tarifário ou revisão periódica das concessionárias ou permissionárias de distribuição, como encargos

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

de conexão e transmissão. Por isso, o encargo anual de conexão foi atualizado pelo IGP-M de junho de 2007 a abril de 2008, chegando ao valor de **R$ 17.971.020,59** .

109. O custo de transporte de Itaipu foi estabelecido mediante aplicação da tarifa vigente, aprovada pela Resolução Homologatória nº 497/2007, de R$ 3.012,28/MW, sobre a quota parte da ENERSUL, representando o custo para o ano-teste de **R$ 5.493.617,21 .**

110. A ENERSUL ainda possui Contratos de Uso do Sistema de Distribuição com a CAIUÁ e CEMAT, totalizando, para o ano teste, o valor de **R$ 6.461.384,00** .

111. Os valores totais dos encargos relacionados ao transporte de energia elétrica são discriminados na tabela a seguir:

Tabela 10: Encargo de Uso e Conexão da Rede Básica

Transporte de Energia	Valor (R$)
Rede Básica	R$ 28.772.193,00
Rede básica fronteira	R$ 5.919.957,00
Conexão	R$ 17.971.020,59
Transporte de Itaipu	R$ 5.493.617,21
MUST - ITAIPU	R$ 4.715.794,07
CUSD	R$ 6.461.384,00
Total	**R$ 69.333.965,88**

IV.1.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA A (VPA)

112. Conforme já mencionado, a Parcela A deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, se reconhece que a concessionária não deve ser beneficiada ou prejudicada por eventos que não pode controlar. Assim, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. O valor total apurado para a Parcela A da ENERSUL, calculado nos termos dos itens IV.1.3 e IV.1.4 é detalhado na tabela a seguir.

Tabela 11: Valor Total da Parcela A (VPA)

Componente	Valor (R$)
Compra de Energia para Revenda	R$ 355.843.663,45
Encargos Setoriais	R$ 86.566.253,52
Custo com Transporte de Energia	R$ 69.333.965,88
Total	**R$ 511.743.882,85**

IV.2 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA B

113. Os itens a seguir detalham os critérios e os valores definidos na Parcela B.

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

(Fls. 27 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

IV.2.1 – CUSTOS OPERACIONAIS

IV.2.1.1 – Enfoque Metodológico

114. A construção dos custos operacionais passa pela elaboração dos custos de referência utilizando-se a ferramenta da Empresa de Referência e, posteriormente, pela análise de consistência dos resultados obtidos de forma a determinar os custos operacionais eficientes que sejam aderentes às reais condições geo-econômicas do ambiente no qual a concessionária desenvolve sua atividade de prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

115. A determinação dos recursos necessários para a composição dos custos operacionais deve contemplar o dimensionamento dos seguintes itens:

- Recursos humanos (administrativo e de operação e manutenção);
- Infra-estrutura física, envolvendo edificações, móveis e sistemas de informática;
- Materiais e serviços;
- Transporte.

116. Para a determinação das capacidades internas e externas requeridas para o cumprimento eficiente dos Processos e Atividades (P&A), deve-se analisar uma estrutura organizacional referencial, contemplando a definição dos postos de trabalho que a integram, a dotação dos recursos humanos de cada um deles e a remuneração dos mesmos. Para isto, a empresa de distribuição deve prestar eficientemente o serviço elétrico, através do cumprimento das atividades básicas de distribuição de energia elétrica considerando os requisitos de qualidade do produto oferecido e do serviço prestado, estabelecidos no contrato de concessão e nas normas aplicáveis.

117. Esse processo, quando eficiente, requer o funcionamento harmônico de uma estrutura organizacional adequadamente desenhada e implementada, contemplando a otimização dos recursos e custos atribuídos ao desempenho de cada processo e atividade. Calculada sob essas premissas, a receita máxima que a distribuidora poderá receber por esses serviços deverá assegurar um adequado retorno sobre o capital investido e fazer face a custos otimizados, considerados como tais custos eficientes minimizados no atendimento a níveis de qualidade crescentes.

118. De uma forma geral, e independente do modelo estrutural que possa ser adotado em função de estratégias específicas, a organização da distribuidora requer o cumprimento de funções básicas, como descrito a seguir, e que serão utilizadas na composição da Empresa de Referência (ER), adotando-se nomenclatura típica:

- **Direção, Estratégia e Controle:** Inclui atividades de: a) Direção Geral, no estabelecimento de estratégias e relacionamentos institucionais; b) Controle de Gestão, referidas ao monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia; c) Assessoramento Legal, nos assuntos e situações onde for necessário;

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

- **Administração:** Contempla atividades de: a) Gestão de Recursos Humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários (se houver) da organização; b) Compras e Contratos referentes à gestão (provisionamento e logística) dos produtos e serviços necessários; c) Informática e Comunicações, vinculadas ao desenvolvimento, implantação e a manutenção dos processos informatizados que suportam as atividades da concessionária;

- **Finanças:** Contempla as atividades referentes à gestão econômico-financeira de curto e longo prazos, incluindo, entre outros, aspectos tais como a obtenção dos recursos financeiros necessários para a operação da distribuidora, a gestão tributária e o controle do seu endividamento;

- **Comercial:** Contempla atividades de: a) Atendimento ao cliente, incluindo o atendimento personalizado e telefônico aos clientes; b) Serviço Técnico Comercial, incluindo a conexão de novos serviços, corte e religação, e controle de perdas "não técnicas"; c) Gestão Comercial, que inclui o planejamento, acompanhamento e controle da execução dos processos comerciais e atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas "não técnicas", laboratório de medidores e previsões de recursos; d) Compra de Energia e relacionamento com Grandes Consumidores que inclui atividades de comercialização de energia no atacado;

- **Técnica:** Inclui atividades relacionadas às instalações físicas do sistema elétrico físico e de seu controle: a) Operação das instalações elétricas de forma programada ou intempestiva; b) Manutenção ou reparação programadas ou não programadas, inspeção e revisão, e adequação de instalações; c) Controle e supervisão das atividades de O&M, manejo dos sistemas de apoio, previsão de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade do serviço.

119. Os P&A de Direção, Estratégia e Controle e de Administração e Finanças não requerem funcionalidade com dispersão geográfica, sendo executados de maneira centralizada na sede corporativa da empresa. Cumpre observar que os P&A relacionados ao planejamento da expansão física do sistema elétrico, respectivos projeto e implantação (construção/obras) não são detalhados no escopo da Empresa de Referência, por estarem relacionados ao investimento remunerado no âmbito da concessão, não sendo as despesas correspondentes a pessoal, material, serviços de terceiros e outros tratados em rubricas de custeio.

120. O processo de elaboração dessa estrutura da ER baseia-se nas funções descritas e contempla a análise dos postos de trabalho (em quantidade e qualificação) requeridos para prover o eficiente desempenho dessas funções, considerados os requisitos do contrato de concessão e outras normas regulatórias. Os P&A de Planejamento Técnico, Engenharia e Operação incluem tarefas que podem ser executadas de maneira centralizada e outras que devem ser cumpridas junto às regionais onde se encontram as instalações físicas utilizadas para prover os serviços. A operação e a manutenção (O&M) das instalações elétricas requerem descentralização geográfica, devendo realizar-se nos denominados "Centros de Serviço".

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

(Fls. 29 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

121. Interpretam-se como atividades de Operação e Manutenção (O&M) a manutenção corretiva e preventiva dos equipamentos e instalações que constituem as redes de distribuição, bem como as operações necessárias em tarefas programadas e para repor a continuidade do serviço.

122. Os gastos que fazem parte dos custos de O&M surgem da avaliação a "preços de mercado" de todas as tarefas que devem ser exercidas por uma empresa eficiente. Os custos indiretos correspondentes às atividades de Direção, Estratégia e Controle não são componentes que devam incluir-se como parte dos custos de O&M, motivo pelo qual seu cálculo não deve ser considerado neste ponto. Avalia-se, então, a suficiência da dotação do pessoal disponível para estas tarefas, fazendo-se logo a comparação com outras empresas que possam ser consideradas referências válidas. A partir dessa análise, procede-se à determinação dos custos de O&M, reconhecendo-se inicialmente as atividades próprias de O&M em cada um dos segmentos ou níveis de tensão do sistema de distribuição.

123. Quanto aos custos incluídos nesse referencial, consideram-se os seguintes itens:

- Todos os gastos de pessoal, materiais, reposições para o equipamento elétrico e serviços;
- Todas as anuidades de investimento de curto período de recuperação, como por exemplo: hardware e software, veículos, etc;
- Toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral, que se considera alugada.

124. Dessa forma, os custos calculados não incluem os investimentos em ativos associados especificamente à prestação do serviço, ou seja, à rede elétrica composta por linhas de distribuição e subestações.

125. Para efeito de determinação dos custos da estrutura de Administração, dos custos diretos e indiretos de Operação e Manutenção das instalações e das atividades de Comercialização, torna-se necessário desenhar uma Empresa de Referência (ER) que tenha uma estrutura eficiente e que realize suas atividades de maneira que os custos resultantes correspondam aos que existiriam no âmbito de um mercado competitivo.

126. Deste modo se obtém, a partir da consideração dos P&A típicos e de uma estrutura de administração adaptada à realidade geo-econômica da distribuidora, o dimensionamento apropriado da ER, dotado dos recursos necessários para uma empresa caracterizada como eficiente.

127. O detalhamento dos critérios utilizados e os cálculos realizados são apresentados no **Anexo I** desta Nota Técnica e são apresentados sucintamente no item a seguir.

IV.2.1.2 – Custos por Área

128. A seguir é apresentado um quadro que resume os custos totais anuais que correspondem à gestão da Empresa de Referência – ER, para prestar de forma eficiente os serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica aos clientes de sua área de concessão. Os valores estão referenciados à dezembro de 2007.

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

(Fls. 30 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 12: Custos Totais por Ano – Preços a dezembro de 2007

UNIDADE	FUNÇÃO	CUSTO DE PESSOAL (R$)	CUSTO DE MATERIAIS E SERVIÇOS (R$)	CUSTO TOTAL ANUAL (R$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	5.651.911	1.552.086	7.203.997
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	4.805.378	7.440.815	12.246.193
	DIRETORIA FINANCEIRA	2.961.316	271.969	3.233.285
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	6.178.539	9.588.857	15.767.396
	DIRETORIA COMERCIAL	5.865.509	6.529.569	12.395.078
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	18.157.938	2.991.054	21.148.992
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	11.577.805	4.216.780	15.794.584
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	5.348.249	12.267.727	17.615.976
	P&A DE O&M	38.546.692	20.561.211	59.107.903
OUTROS	CUSTOS ADICIONAIS	8.857.996	7.962.871	16.820.867
	CUSTOS TOTAIS POR ANO	**107.951.333**	**73.382.938**	**181.334.271**

129. Apresenta-se, a seguir, o quadro com as quantidades de pessoal e a participação percentual no total de pessoal da ER.

Tabela 13: Quantidade de Pessoal

UNIDADE	FUNÇÃO	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE / TOTAL (%)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	41	2,39%
	DIRETORIA ADMINISTRATIVA	57	3,33%
	DIRETORIA FINANCEIRA	31	1,81%
	DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO	59	3,45%
	DIRETORIA COMERCIAL	145	8,47%
ESTRUTURA REGIONAL	GERÊNCIAS REGIONAIS	232	13,55%
	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	251	14,66%
PROCESSOS E ATIVIDADES	P&A COMERCIAIS	265	15,48%
	P&A DE O&M	631	36,86%
	TOTAL	**1.712**	**100%**

IV.2.1.3 – Resultados Finais

130. O modelo de Empresa de Referência será aprimorado para aplicação no segundo ciclo de revisão tarifária. Desta forma, os resultados ora apresentados são provisórios.

131. Os detalhes sobre a metodologia de cálculo dos custos operacionais aplicada provisoriamente ao contrato de concessão da ENERSUL, os itens de custos considerados e os respectivos cálculos encontram-se no Anexo I. As respostas às contribuições recebidas em Audiência Pública estão no Anexo VI. Dessa forma, os custos operacionais provisórios admitidos como eficientes que devem ser cobrados na tarifa da ENERSUL equivalem ao valor de **R$ 181.334.271,17**, referenciados a abril de 2008.

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

132. A proposta colocada em Audiência Pública previa custos de **R$ 183.253.769,39**. Em sua contribuição à Audiência Pública, a concessionária apresentou pleitos que, se somados, resultariam em custos de operacional de **R$ 262.280.195,39**. Por outro lado, Abrace e CORECON/MS-SIDECON/MS apresentaram pleitos no sentido de reduzir os custos operacionais, notadamente deviso ao ganhos de e redução do número de escritórios comerciais

133. As contribuições foram analisados pela ANEEL, tendo sido, em sua maior parte, indeferidos. Dentre as alterações procedidas, destacam-se:

- Escritórios comerciais: O objetivo do dmensionamento da estrutura de escritórios comerciais foi refletir um correto atendimento comercial à luz da regulamentação vigente. Como a proposta de revisão da Resolução 456/2000, em Audiência Pública, previu que municípios com mais de 2.000 unidades consumidoras deveriam ter atendimento, o Modelo de Empresa de Referência refletiu tal necessidade. Na revisão tarifária definitiva, caso a regulamentação de atendimento comercial seja diferente da proposta colocada em Audiência Pública, a Empresa de Referência refletirá tal alteração. Tal alteração trouxe redução no valor da ER;
- Leitura e faturamento trimestral no meio rural: com base no art. 41 da Resolução 456/2000, para os clientes rurais, atendidos em baixa tensão, está sendo considerada leitura e faturamento trimestral. No entanto, as atividades de impressão de faturas e cobrança foi mantida a peridiocidade mensal. Tal alteração trouxe redução no valor da ER;
- Atendimento de *call center*: revisto a jornada diária de um atendente de call center de 5,66 horas para 5,33 hora em função do previsto na norma NR-17. Tal alteração traz incremento no valor da ER;
- Quantitativo de ativos: Na atualização dos ativos de setembro de 2007 para novembro de 2007 (proposta de Audiência Pública) alguns ativos não haviam sido atualizados. Tal alteração traz incremento no valor da ER;

134. Com relação às **Perdas de Receita Irrecuperáveis**, foi proposta em Audiência Pública metodologia a ser aplicada no segundo ciclo de revisão tarifária, conforme previsto na Resolução n.º 234/2006. Para fins dessa revisão tarifária será adotado, provisoriamente, o percentual proposto em Audiência Pública de **0,60%** da receita bruta de distribuição.

135. Considerando uma receita igual a **R$ 1.173.177.559,75** inclusos PIS/COFINS com alíquota média de **6,50%** e ICMS com alíquota de **19,40%**, chega-se ao valor de **R$ 7.039.065,36** , a ser atribuído a título de perdas de receita irrecuperáveis. Ressalte-se que na proposta colocada em Audiência Pública havia sido utilizada a alíquota de **24%,** que estava incorreta, por se tratar da alíquota "por fora".

IV.2.2 – CUSTO DO CAPITAL

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

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

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

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

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

137. 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 distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado, ou base de remuneração.

138. Os itens a seguir detalham a metodologia e os valores obtidos na determinação da estrutura de capital e da taxa de retorno sobre o capital próprio e de terceiros.

IV.2.2.1 – Estrutura Ótima de Capital

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

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

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

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

143. A metodologia utilizada para o cálculo da estrutura ótima de capital das distribuidoras para o segundo ciclo de revisão tarifária (2007-2010) foi estabelecida na Resolução Normativa da ANEEL n.º 234, de

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

31 de outubro de 2006. Segundo essa metodologia, a determinação da estrutura ótima de capital baseia-se em dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica dos seguintes países que utilizam o regime regulatório de preços máximos: Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha. A partir da análise da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) dessas empresas, é obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

144. Primeiramente agrupa-se os cinco países em três grupos. O primeiro grupo de países, chamado de grupo 1, é formado por Argentina e Chile. A razão para o agrupamento desses dois é que ambos são países em desenvolvimento, cujas empresas de distribuição de eletricidade estão sujeitas à regulação do tipo *price-cap*. Posteriormente, agrupam-se a Austrália e a Grã-Bretanha, países com alto grau de desenvolvimento e que aplicam a regulação *price-cap* no setor de distribuição de eletricidade, que é chamado de grupo 2. Finalmente, forma-se o grupo 3, que contém apenas as empresas brasileiras relacionadas na tabela 1.

145. Após a formação dos três grupos, determina-se uma faixa de valores da relação capital de terceiros/capital total (relação D/V) para cada país a partir da observação empírica das empresas nos respectivos países. Em seguida, procede-se à formação de uma faixa de valores da relação D/V para cada grupo.

146. Formalmente, o procedimento para a construção da faixa de valores em cada um dos grupos citados consiste nos dois passos seguintes:

- Determinação de uma faixa para cada país. O limite inferior dessa faixa é igual à média das relações D/V (médias das empresas) dos últimos três anos menos ½ (meio) desvio-padrão médio dos últimos três anos, enquanto o limite superior é igual a essa mesma média mais ½ (metade) desse mesmo desvio-padrão;
- Determinação de uma faixa para os grupos 1 e 2, cujo limite inferior é igual à média dos limites inferiores das faixas dos dois países e cujo limite superior é igual à média dos limites superiores das faixas dos dois países. Obteve-se então o intervalo [36,36 – 51,84%] para o grupo 1 e [64,12 – 77,54%] para o grupo 2.

147. O passo seguinte combina as faixas desses dois grupos (1 e 2), obtendo-se uma outra faixa que servirá de comparação com a que resulta dos dados brasileiros (grupo 3). O procedimento a ser seguido é o seguinte:

- Realiza-se a união das faixas dos grupos 1 e 2 para se obter uma nova faixa. O limite inferior dessa faixa é obtido por considerar o menor valor de D/V entre as faixas obtidas para cada grupo, enquanto o limite superior é o maior. Com a união das faixas, obtém-se o intervalo de variação que se esperaria encontrar para empresas distribuidoras de eletricidade de países que já usam o regime de price-cap há algum tempo. O intervalo obtido com este procedimento foi então de [36,36 – 77,54%].
- Determina-se a faixa para a relação D/V das empresas brasileiras como a interseção da faixa obtida a partir dos dados das empresas brasileiras (grupo 3) com a faixa obtida no passo anterior. A faixa obtida para o grupo 3 foi [44,62 – 66,59%], sendo a interseção resultante igual a [44,62 – 66,59%].

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

148. De posse do intervalo regulatório, a meta pontual será o valor dentro desse intervalo final que mais se aproxima da média da faixa definida pela união dos grupos 1 e 2. O valor resultante foi então de 56,95% para a participação de dívida no capital total. Após o ajuste em função da participação da RGR na dívida das empresas, o valor final adotado foi de **57,16%** para a estrutura de capital.

IV.2.2.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

149. 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, considera-se na tarifa uma remuneração que corresponda exclusivamente ao custo de oportunidade do capital do investidor.

150. 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:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} \cdot r_P + \frac{D}{P+D} \cdot r_D \cdot (1-T) \qquad (2)$$

onde:
r_{wacc}*: custo médio ponderado de capital após impostos (taxa de retorno);*
r_P*: custo do capital próprio;*
r_D*: custo da dívida;*
P: capital próprio;
D: capital de terceiros ou dívida;
T: alíquota tributária marginal efetiva.

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

a) Custo de Capital Próprio

152. Para o custo de capital próprio, adota-se o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os verdadeiros riscos do setor. O modelo de custo do capital próprio pelo método *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), no mercado doméstico (Brasil), em reais, encontra-se expresso na fórmula a seguir.

$$r_{CAPM} = r_f + b \cdot \left(r_m - r_f\right) + r_R + r_B + r_X \qquad (3)$$

onde:
r_{CAPM}*: custo de capital próprio;*
r_f*: taxa de retorno do ativo livre de risco;*

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

b: beta do setor regulado;
r_m-r_f: prêmio de risco do mercado de referência;
r_R: prêmio de risco de regime regulatório;
r_B: prêmio de risco país;
r_X: prêmio de risco cambial.

153. Para a **taxa livre de risco** (r_f) utiliza-se o rendimento do bônus do tesouro americano 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 junho de 2006, obtendo-se, através de média aritmética, uma taxa de juros média anual de **5,32%**.

154. O **prêmio de risco de mercado** (r_m-r_f) 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 janeiro de 1928 a junho de 2006, obteve-se uma taxa anual média (aritmética) de retorno do mercado acionário de **6,09%**.

155. O cálculo do **Beta** (*b)* envolve os seguintes passos: i) cálculo do Beta alavancado para a amostra de empresas de energia elétrica dos EUA que apresentem a transmissão e distribuição 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 ponderado pela participação dos ativos das empresas no total de ativos da amostra, cujo resultado chamar-se-á de Beta desalavancado do setor; e iv) realavancagem do Beta desalavancado do setor, usando-se a estrutura de capital no Brasil estabelecida sob o enfoque regulatório e a alíquota de 34% de impostos, composta de 25% da alíquota do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e 9% de Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

156. Para se proceder ao cálculo dos *beta*s, foram escolhidas empresas americanas do setor elétrico cujas atividades principais estão vinculadas à distribuição e transmissão de energia elétrica. O critério utilizado para selecionar as empresas foi a participação dos ativos ligados à atividade de distribuição e transmissão no ativo total. Foram selecionadas então empresas cuja participação desses ativos fosse igual ou maior que 50% do ativo total. De acordo com este critério, foi escolhida uma amostra de 20 empresas. Utilizando dados semanais de preço de fechamento de ações no período, entre julho/2001 e junho/2006, calculou-se os betas cujos valores são apresentados na tabela a seguir. A partir da estrutura média de capital dos últimos 5 anos, utilizando-se a alíquota de imposto de 40%, e ponderando-se pelo capital total da empresa com data base em 2005, obteve-se o *beta* desalavancado médio igual a **0,296**. O *beta* realavancado, considerando uma estrutura de capital (D/V) igual a **56,95%**, resulta em **0,554.**

157. Assim, o prêmio de risco total do negócio, financeiro e regulatório pode ser expresso pelo cálculo de um *beta* que reflita todos esses riscos, que será dado genericamente por:

$$b = b_R^{Alavancado} + \Delta b \qquad (4)$$

onde:

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

$b_R^{Alavancado}$ é o beta no mercado de referência (regime rate of return) alavancado pela estrutura de capital adotada;
Db é o ajuste por risco regulatório, a ser considerado no segmento de Distribuição.

158. Para o ajuste do beta em função do risco de regime regulatório adotou-se para o beta inglês alavancado o valor 1,0 (um) conforme disposto na proposta final da OFGEM para o processo de revisão tarifária das distribuidoras de eletricidade no Reino Unido[1]. Considerando a estrutura de capital regulatória adotado pela OFGEM de **57,5%**[2] obtém-se um valor para o beta inglês desalavancado de **51,36%,** valor este que utilizado na equação do ajuste por risco do regime regulatório (4) resulta no valor de **0,218.**

159. Sendo assim, o *beta* final calculado a partir da equação (9) é igual a **0,772,** resultando em um **prêmio total do risco do negócio, financeiro e regulatório** ($b \,.\, (r_m - r_f)$) de **4,70%** (em termos nominais).

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

$$r_B = r_s - r_c^{\ B} \qquad (5)$$

onde:
r_B: prêmio de risco país;
r_s: prêmio de risco soberano;
r_c^B: prêmio de risco de crédito Brasil.

161. Para o cálculo do prêmio de risco soberano, utiliza-se a série histórica diária do índice *Emerging Markets Bonds Index* relativo ao Brasil (*EMBI+Brazil*), de abril de 1994 a junho de 2006, resultando no valor médio de 7,87%. No cálculo do prêmio de risco de crédito Brasil, adota-se a média dos *spreads* sobre a taxa livre de risco de título emitidos por empresas com classificação de risco igual ao do Brasil (**Ba2**, na terminologia da Moody´s), no mesmo período acima definido, resultando em uma taxa média 2,96% como prêmio de risco de crédito Brasil. Dessa forma, o prêmio de risco Brasil (r_B) é igual a **4,91%**.

162. O risco cambial é definido como a diferença entre o *spread* do câmbio no mercado futuro e a expectativa de desvalorização cambial, sendo que a realização da desvalorização cambial é a expectativa de desvalorização adicionada de um "ruído branco". Assim, aplica-se um procedimento estatístico, chamado *Filtro de Kalman*, para se eliminar o "ruído branco". O **prêmio de risco cambial** (r_X) é calculado a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BMF) de julho de 1999 a junho de 2006, resultando no valor de **1,78%**.

163. Assim, o **custo de capital próprio**, em termos nominais, é de **16,71%**.

[1] Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals, November 2004, 265/04, OFGEM.
[2] Idem.

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

b) Custo de Capital de Terceiros

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

$$r_d = r_f + r_C + r_B + r_X \qquad (6)$$

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 país;
r_X: prêmio de risco cambial.

165. O **prêmio de risco de crédito** (r_C) deve representar o *spread* sobre a taxa livre de risco que pagam empresas com a mesma classificação de risco das distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Dessa forma, no cálculo do prêmio de risco de crédito foram selecionadas empresas com classificação de risco **Ba2** que tinham série de títulos de longo prazo com liquidez calculado no período de abril de 1994 a junho de 2006[3]. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de **2,96%** como prêmio de risco de crédito, conforme mostrado na figura abaixo.

166. Assim, o **custo de capital de terceiros**, em termos nominais, é de **14,97%**.

c) Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

167. Tendo sido calculados todos os componentes, pode-se encontrar o custo de capital próprio a ser aplicado ao setor de distribuição de energia elétrica. Como as tarifas são reajustadas por um índice de inflação (IGP-M ou IPCA), interessa-nos ter o custo de capital expresso em termos reais. Para deflacionar o custo de capital, basta descontar a taxa de inflação média anual dos EUA, de acordo com a fórmula abaixo, onde p é a taxa de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2005:

$$r_{REAL} = \frac{1 + r_{NOMINAL}}{1 + p} \qquad (7)$$

168. Aplicando-se a equação anterior e adotando-se a alíquota de imposto (*T*) igual a 34%, resulta em um custo de capital para a estrutura de capital sugerida (D/V=57,16%) em termos nominais de 12,81%. Deflacionando-se o custo nominal pela taxa de inflação média anual dos EUA no período de janeiro de 1995 a junho de 2006 2,60%, obtém-se o custo em termos reais, que resultou em 9,95% depois dos impostos. Os resultados finais são mostrados na tabela a seguir.

[3] Moodys Investors Service. Credit Trends Historical Yield Archive (Intermediate Corporate Bonds).

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

Tabela 14: Custo Médio Ponderado do Capital – WACC

Componente	Fórmula	Valor
Estrutura de Capital		
Capital Próprio	(P/V)	42,84%
Capital de Terceiros	(D/V)	57,16%
Custo de Capital Próprio		
Taxa livre de risco	r_f	5,32%
Prêmio de risco de Mercado	$r_m - r_f$	6,09%
Beta médio desalavancado	$ß_{RR}^{Desalav}$	0,296
Beta médio alavancado	$ß_{RR}^{Alav}$	0,554
Ajuste do beta (regime regulatório)	Db	0,218
Beta final	$ß = ß_{RR}^{Ala} + Db$	0,772
Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório	$ß.(r_m - r_f)$	4,70%
Prêmio de risco Brasil	r_B	4,91%
Prêmio de risco cambial	r_X	1,78%
Custo de capital próprio nominal	r_P	16,71%
Custo de capital próprio real	r_P	**13,75%**
Custo de Capital de Terceiros		
Prêmio de risco de crédito	r_C	2,96%
Custo de dívida nominal	r_D	14,97%
Custo de dívida real		**12,06%**
Custo Médio Ponderado		
WACC nominal depois de impostos	r_{WACC}	12,81%
Inflação americana	π	2,60%
WACC real depois de impostos	r_{WACC}	**9,95%**

169. Com base no exposto, o Custo Médio Ponderado do Capital, ou seja, a taxa de retorno adequada para investimentos em distribuição de energia elétrica no Brasil é de **9,95%**, conforme apresentado na tabela anterior.

IV.2.3 – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

IV.2.3.1 – Determinação do Valor da Base de Remuneração

170. Para o montante de investimento a ser remunerado – **base de remuneração** – a ANEEL está considerando o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição, nos termos da Resolução ANEEL n.º 234, de 31 de outubro de 2006.

171. Assim, de acordo com a resolução em questão, para a avaliação dos ativos das concessionárias, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à

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

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 aprovados para o primeiro ciclo;
b) da base blindada devem ser expurgadas 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 devem ser atualizados pela aplicação do IGP-M;
d) também 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 atualizada;
e) 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 na Resolução n.º 234/2006;
f) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração (item d) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do primeiro e segundo ciclo de revisão tarifária (item e).

172. Dessa forma, para fins de composição da base de remuneração para o próximo período tarifário da ENERSUL, deve-se avaliar a base incremental do último período tarifário, mantendo-se o conceito chave da Resolução n.º 493/2002 e ratificada na Resolução n.º 234/2006 de refletir apenas os **investimentos prudentes** na definição das tarifas dos consumidores. Tratam-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a "preços de mercado" e "adaptados" através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução.

173. No momento atual, as concessionárias de distribuição encontram-se em processo de cumprimento da avaliação dos ativos estabelecida na Resolução n.º 234/2006. Cabe à ANEEL avaliar a razoabilidade dos montantes resultantes das avaliações realizadas, no contexto do disposto no parágrafo anterior. Por outro lado, na hipótese da concessionária não proceder à avaliação dos ativos e ao encaminhamento das informações nos prazos compatíveis com o cronograma da revisão tarifária periódica, cabe à ANEEL arbitrar o valor da base de remuneração a ser considerada na presente revisão, a título provisório.

174. Considerando-se que a ANEEL ainda não dispõe do valor da base de remuneração da ENERSUL, nos termos da Resolução ANEEL n.º 234/06, para efeito da presente revisão tarifária adotou-se como referência, em **caráter provisório**, os valores estimados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) para a Base de Remuneração. Ressalte-se que o valor da Base de Remuneração, embora provisório, já contempla o efeito da alteração do resultado da primeira revisão tarifária periódica da ENERSUL (processo 48500.001696/2005-59, que resultou na publicação da Resolução Homologatória 575/2007)

175. Assim, a Base de Remuneração provisória foi estimada conforme segue:

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

a) O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS provisório, contendo os ajustes previstos na Resolução n.º 234/06 (deduzido dos valores de Servidões; Terrenos, Bens Administrativos, Veículos e Moveis e Utensílios), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação anual, a valores de abril de 2008, é de **R$ 1.442.732.809,59**.

b) A Base de Remuneração Líquida provisória, a valores de abril de 2008, já deduzida do valor de Obrigações Especiais, é de **R$ 829.491.019,76**.

c) O valor de Obrigações Especiais é de **R$ 308.092.789,22.**

d) A Taxa de Depreciação média é **4,21%.**

e) A Quota Anual de Depreciação média é de **R$ 60.739.051,28 .**

176. Os resultados estão sintetizados na tabela a seguir.

Tabela 15: Resumo da Base de Remuneração Regulatória

Ativos de Distribuição	
Descrição	**Valores SFF**
(1) Ativo Imobilizado em Serviço - AIS	2.103.880.319,48
(2) Depreciação Acumulada	967.763.537,59
(3) AIS Líquido = (1) - (2)	1.136.116.781,89
(4) Almoxarifado em Operação	1.467.027,10
(5) Ativo Diferido	0,00
(6) Obrigações Especiais	308.092.789,22
(7) Terrenos e Servidões	3.925.186,76
(8) Bens 100% Depreciados	349.129.533,90
(9) Base de Remuneração Bruta = (1) - (6) - (8)	1.442.732.809,59
(10) Base de Remuneração Líquida = (3) +(4) + (5) - (6) + (7)	829.491.019,76
(11) Taxa de Depreciação	4,21%
(12) Quota de Reintegração Regulatória = (11) * (9)	60.739.051,28

IV.2.3.2 – Cálculo da Remuneração do Capital

177. A partir do custo médio ponderado de capital em termos reais de 9,95%, obtido no item IV.2.2, procede-se ao cálculo da **remuneração líquida do capital** (RLC) nos termos da equação a seguir:

$$RLC = BRRl * r_{WACC} \qquad (8)$$

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

onde:
BRR = base de remuneração regulatória líquida;
r_{WACC} *= custo médio ponderado de capital (real).*

178. Por conseguinte, a **remuneração bruta do capital** (RBC) é dada pela equação a seguir, onde *T* é a alíquota do imposto (34%):

$$RBC = \frac{RLC}{1-T} \qquad (9)$$

179. O valor da remuneração bruta do capital apurado de acordo com as duas equações anteriores foi de **R$ 125.052.055,25** . Convém salientar que esse valor é provisório e será corrigido até a data da revisão tarifária periódica da ENERSUL, caso seja disponibilizada e validada a base de remuneração nos termos da Res. nº 234/2006. Em caso contrário se adotará como base de remuneração provisória estabelecido no item IV.2.3.1.

IV.2.4 – DEPRECIAÇÃO

180. A quota de reintegração regulatória é composta das quotas de depreciação e de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens.

181. Para este item foi considerado o percentual de **4,21%** sobre o valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos, conforme detalhado no Anexo II desta Nota Técnica. Esse percentual reflete a taxa média de depreciação e amortização dos ativos da ENERSUL.

182. Vale destacar que, de acordo com a Resolução n.º 234/2006, a depreciação dos ativos adquiridos com recursos oriundos das Obrigações Especiais não é computada na parcela B da receita requerida da Concessionária. Tais recursos são relativos à participação financeira do consumidor, das dotações orçamentárias da União, verbas federais, estaduais e municipais e de créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão, conforme previsto no art. 1º do Decreto n.º 28.545, de 24 de agosto de 1950, art. 142 do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e art. 18 da Lei n.º 4.156, de 28 de novembro de 1962. Dessa forma, as Obrigações Especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista. Assim, para fins de revisão tarifária periódica das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, tais contas devem compor a Base de Remuneração como redutoras do ativo imobilizado em serviço.

183. Assim, o valor apurado da quota de reintegração foi de **R$ 60.739.051,28** . Com relação a esse item vale a mesma ressalva anterior, ou seja, será alterado até a data da revisão tarifária periódica em função da alteração da base de remuneração. A tabela a seguir apresenta os valores e cálculos efetuados.

(Fls. 42 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 16: Quota de Reintegração Regulatória

Quota de Reintegração Regulatória – QRR		
Descrição	**Cálculo**	**Valor**
Taxa de Depreciação	(1)	4,21%
Base de Cálculo para a QRR	(2)	1.442.732.809,59
Valor Total da QRR	(3) = (1) x (2)	**60.739.051,28**

IV.2.5 – VALOR TOTAL DA PARCELA B (VPB)

184. O valor total apurado para a Parcela B da ENERSUL, calculado nos termos dos itens IV.2.1, IV.2.3 e IV.2.4 é de **R$ 374.164.443,06** , conforme detalhado na tabela abaixo.

Tabela 17: Valor Total da Parcela B (VPB)

Componente	Valor (R$)
Custos Operacionais	R$ 188.373.336,53
Remuneração do Capital	R$ 125.052.055,25
Quota de Reintegração Regulatória	R$ 60.739.051,28
Total	**R$ 374.164.443,06**

IV.3 – CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

IV.3.1 – RECEITA REQUERIDA

185. A Receita Requerida da concessionária é formada pela soma das Parcelas A e B. A Parcela A é composta pela Compra de Energia, Encargos Setoriais e Custo com Transporte de Energia e totaliza **R$ 511.743.882,85** . A Parcela B é composta por Custos Operacionais Eficientes, Remuneração do Capital e Quota de Reintegração e totaliza **R$ 374.164.443,06**.

186. Assim, o total da Receita Requerida é de **R$ 885.908.325,91**.

IV.3.2 – RECEITA VERIFICADA

187. A Receita Verificada (estimada para o ano-teste) é de R$ 885.908.325,91 . Esse valor é o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e de uso do sistema de distribuição em vigor, aos mercados de venda de fornecimento, suprimento e de consumidores livres, respectivamente referenciados ao ano-teste, de **3.391.378 MWh**, conforme previsão feita pela SRE baseada no histórico de crescimento de mercado da concessionária, na energia total contratada para o ano teste e no nível histórico de perdas.

188. A receita verificada da concessionária foi calculada considerando as tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos, para: consumidores da subclasse residencial baixa renda (Resolução Normativa

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

(Fls. 43 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

nº 89, de 2004), atividade de irrigação no horário especial (Resolução Normativa nº 207, de 2006); gerador e consumidor livre de fonte incentivada (Resolução Normativa nº 77, de 2004); e consumo próprio de autoprodutor e produtor independente (Resolução Normativa nº 166, de 2005). A perda de receita da concessionária relativa à concessão desses descontos será compensada por meio de um componente financeiro, previsto nesta revisão e apurado em definitivo no próximo reajuste.

Tabela 18: Receita Verificada para o Ano-Teste

Classe de Consumo	Mercado – Ano-Teste (MWh)	Receita Estimada (R$)
FORNECIMENTO	2.949.091	889.397.531,43
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	-	-
A3 (69 kV)	13.071	1.783.978
A3a (30 kV a 44 kV)	240.532	52.693.200
A4 (2,3 kV a 25 kV)	773.439	182.099.409
As	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	1.922.049	652.820.945
SUPRIMENTO	-	-
USO (LIVRE, DISTRIB, GERADOR)	442.287	48.561.573
TOTAL	**3.391.378**	**937.959.104,73**

IV.3.3 – OUTRAS RECEITAS

189. Outras Receitas compreendem as receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação. A apuração de outras receitas concentra-se na definição da receita regulatória de compartilhamento de infra-estrutura e sua reversão parcial em prol da modicidade tarifária.

190. Neste sentido, identificada a receita de compartilhamento e visando a implementação do incentivo de manter para a concessionária a remuneração sobre o capital próprio associado aos ativos compartilhados, deve ser considerado 90% (noventa por cento) do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas, ou seja:

$$\text{Outras Receitas} = 0{,}90 \times Rcomp \qquad (10)$$

onde:
Rcomp = Receita de compartilhamento estimada para o Ano-Teste.

191. Para determinação da receita de compartilhamento, considerou-se o montante de receita informado pela concessionária e fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, o que totalizou, para o Ano-Teste, o montante de **R$ 1.427.445,74** . Desse total, considerou-se o percentual de 90% para apuração de outras receitas, resultando no valor de **R$ 1.284.701,17** .

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

(Fls. 44 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

IV.3.4 – RESULTADO DO REPOSICIONAMENTO

192. Nos termos da equação apresentada no início da seção IV, o reposicionamento tarifário (RT) da ENERSUL é de **-5,69%.** Dessa forma, para que a ENERSUL tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser reposicionadas em **-5,69%**. O cálculo do reposicionamento tarifário está expresso a seguir.

Tabela 19: Cálculo do Reposicionamento Tarifário

Descrição	Cálculo	Valor
Receita Requerida	(1)	R$ 885.908.325,91
Outras Receitas	(2)	R$ 1.284.701,17
Receita Verificada	(3)	R$ 937.959.104,73
Reposicionamento Tarifário	**[(1) – (2)] / (3)**	**-5,69%**

193. Esse reposicionamento assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a ENERSUL é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão.

IV.4 – CÁLCULO DO FATOR X

194. Conforme já exposto, além do reposicionamento tarifário, a revisão tarifária periódica compreende uma segunda etapa, na qual se calcula o denominado Fator X. Os contratos de concessão das distribuidoras determinam que o valor da Parcela B da receita será ajustado anualmente no período tarifário entre revisões, aplicando-se ao valor vigente dessa parcela o índice "IGP-M – X". Nos termos dos contratos de concessão:

> *"**CLÁUSULA SÉTIMA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS (...)***
>
> ***Sexta Subcláusula** - O reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas, na "Data de Referência Anterior" do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), assim definido:*
>
> $$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$
>
> *onde:*
>
> *VPA_1 - Valor da Parcela A referido na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência", aqui entendido como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;*

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

> *RA_0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;*
>
> *VPB_0 - Valor da Parcela B, referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:*
>
> *$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$*
>
> *onde:*
>
> *VPA_0 - Valor da Parcela A referida na Subcláusula anterior, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";*
>
> *IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o PODER CONCEDENTE estabelecerá novo índice a ser adotado; e*
>
> *X - Número índice definido pela ANEEL, de acordo com a Oitava Subcláusula desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.*
>
> *[...]*
> ***Oitava Subcláusula** - No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, o PODER CONCEDENTE estabelecerá os valores de X, que deverá ser subtraído ou acrescido na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subseqüentes, conforme descrito na Subcláusula Sexta. Para os primeiros cinco reajustes anuais, o valor de X será zero."*

195. Conforme já exposto, para cada empresa distribuidora a ANEEL irá reposicionar a tarifa, considerando os custos operacionais eficientes e uma adequada remuneração dos investimentos prudentes. Uma vez determinado o valor da Parcela B no reposicionamento, este será reajustado anualmente por IGP-M – X até a próxima revisão tarifária. O reajuste tarifário anual tem por finalidade assegurar a manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro definida no reposicionamento tarifário. Assim, se os requisitos de eficiência associados à gestão dos custos operacionais já estão contemplados nos **custos operacionais eficientes** considerados no reposicionamento tarifário, o reajuste por IGP-M - X deve manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. Isso requer que sejam considerados os efeitos sobre a produtividade derivados da mudança na escala do negócio por incremento da demanda da área servida (tanto por maior consumo dos clientes existentes como pela incorporação de novos usuários).

196. A abordagem que assegura plena consistência entre o reposicionamento tarifário e o cálculo do Fator X, nos termos do conceito descrito no parágrafo anterior, se realiza aplicando a metodologia de cálculo do método de fluxos de caixa descontados, do tipo "*forward looking*", conforme estabelecido na Resolução n.º 234/2006. A determinação do Fator X mediante a aplicação desse procedimento contempla estritamente a produtividade derivada dos ganhos de escala que uma concessionária distribuidora obtém ao atender uma maior demanda com custos incrementais menores que os reconhecidos no reposicionamento tarifário. Do mesmo modo, o Fator X assim calculado contempla o impacto que os investimentos associados ao atendimento desta demanda têm sobre a base de remuneração. Também se assegura que a

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

concessionária poderá reter, durante o segundo período tarifário, aqueles benefícios que obtiver como conseqüência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência no reposicionamento tarifário.

197. Assim, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão e tendo em conta a natureza contratual da aplicação do índice IGP-M – X, a abordagem adotada para o cálculo do Fator X é constituída de dois componentes. O primeiro refere-se exclusivamente aos ganhos de produtividade (Xe) que podem ser obtidos na gestão do serviço durante o próximo período tarifário, nos termos acima expostos.

198. O segundo componente do Fator X é o Xa que tem como finalidade refletir a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária.

199. A metodologia adotada definida na Resolução nº 234/2006 para determinar o valor do componente X_a permite que a aplicação do índice (IGPM - X_a), em cada reajuste tarifário anual, assegure a preservação da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário.

200. Para fins de determinação do componente Xa, deve-se levar em conta que a Parcela B é composta por:

i) Custos Operacionais da concessionária – CO; e
ii) Remuneração sobre o capital e a depreciação - RC. A soma desses dois itens é denominada PB.

201. A adoção do modelo da Empresa de Referência para a determinação dos custos operacionais da concessionária permite estabelecer as parcelas correspondentes a materiais e equipamentos – CO_{ME} e a mão-de-obra – CO_{MO}, sendo que a soma das parcelas CO_{ME} e CO_{MO} representa a totalidade dos custos da Empresa de Referência.

202. O IGP-M é o índice adequado para refletir a variação dos custos operacionais com materiais e serviços, enquanto que o IPCA é o índice que busca refletir a evolução dos custos operacionais com mão-de-obra. Assim, o Índice de Ajuste dos Custos Operacionais – IACO, específico para cada concessionária, é dado pela seguinte fórmula:

$$IACO = \left(\frac{CO_{ME}}{CO}\right) \times IGPM + \left(\frac{CO_{MO}}{CO}\right) \times IPCA \quad (10)$$

onde:
IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";
IPCA: Número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";

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

CO_{ME}: Parcela referente a materiais e equipamentos dos custos operacionais; e
CO_{MO}: Parcela referente à mão-de-obra dos custos operacionais.

203. Em relação à remuneração de capital e à depreciação, é aplicado o IGP-M sobre a totalidade dos custos.

204. A aplicação do componente Xa é dada de acordo com a fórmula a seguir:

$$Xa = IGPM - \left\{\left[\frac{CO}{PB} \times IACO\right] + \left[\frac{RC}{PB} \times IGPM\right]\right\} \quad (11)$$

onde:
IGPM: Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior";
CO: Custos operacionais da concessionária;
RC: Soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;
PB: Parcela B da concessionária definida no momento da revisão tarifária; e
IACO: Índice de Ajuste dos Custos Operacionais.

205. Cada um dos componentes descritos é aplicado a cada reajuste tarifário anual de forma a ajustar em termos reais a Parcela B da receita da concessionária. O Fator X tal que (IGPM – X) é aplicado à Parcela B da receita da concessionária em cada reajuste tarifário anual do próximo período tarifário, de modo a contemplar o exposto nas seções anteriores, resulta da seguinte igualdade:

$$VPB \times (IGPM - X) = [VPB \times (1 - X_e)] \times (IGPM - X_a) \quad (12)$$

206. Ou seja, o Fator X será estabelecido de acordo com a fórmula a seguir:

$$\text{Fator } X = X_e \times (IGPM - X_a) + X_a \quad (13)$$

onde:

X_e = componente que reflete a expectativa de ganho de produtividade decorrente da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias;

X_a = componente que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, sobre a parcela mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária; e

IGPM = número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas - FGV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior".

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

207. Com base na metodologia estabelecida pela Resolução n° 234/2006, o cálculo **preliminar** de **Xe** para a ENERSUL resulta em **0,50%**, cujos detalhes de cálculo encontram-se no **Anexo V**. Esse percentual é provisório, uma vez que além do procedimento de determinação do Fator X, tal como exposto, requerer o valor definitivo da Parcela B do reposicionamento tarifário, foi proposto em Audiência Pública aprimoramentos relativos ao cálculo do Fator X.

V. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

208. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não fazem parte da tarifa econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subseqüentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

209. Os componentes financeiros consistem em:

i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial n° 025, de 24/01/2002 e n° 361, de 26/11/2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda. O valor da CVA da foi calculado em **- R$ 2.141.633,66**. Esse valor é composto pelo montante computado nos últimos 12 meses. Os valores apurados das CVA's estão demonstrados na tabela abaixo. A CVA saldo a compensar do ano anterior resultou no valor de **R$ 3.363.602,74** ;

Tabela 20 – Apuração da CVA ENERSUL

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30° DIA ANTERIOR	5° DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQÜENTES
CVA CCC	(831.396,86)	(1.209.979,85)	(1.218.148,80)	(1.289.524,62)
CVA CONTA DES.ENERG - CDE	195.436,49	215.062,45	216.514,40	229.200,77
CVA REDE BÁSICA	(1.046.441,05)	(1.162.589,59)	(1.170.438,60)	(1.239.018,90)
CVA COMPRA ENERGIA	138.053,11	565.342,53	570.049,82	603.451,13
CVA TRANSPORTE ITAIPU	(142.177,92)	(153.691,69)	(154.729,31)	(163.795,47)
CVA PROINFA	615.944,44	630.762,94	635.021,42	672.229,66
CVA ENCARGOS SERV SIST	(870.528,65)	(895.317,54)	(901.362,11)	(954.176,23)
CVA TOTAL DAS CVA´s EM PROCESSAMENTO	(1.941.110,45)	(2.010.410,76)	(2.023.093,19)	(2.141.633,66)
CVA SALDO A COMPENSAR				3.363.602,74
CVA TOTAL				1.221.969,08

ii) **Despesas de Laudo de Avaliação e Campanha de Medição**. Os efeitos dos custos incorridos pela ENERSUL referentes à campanha de medidas e reavaliação de ativos, para atendimento à Resolução ANEEL nº 234/06 foram de **R$ 103.235,00** e **R$ 306.449,04**, respectivamente.

iii) **Passivo do Programa Luz para Todos –** No primeiro ciclo de revisões tarifárias não foi previsto no cálculo do Fator X, os investimentos necessários à execução do Programa Luz Para Todos. Cabe

agora à ANEEL definir do déficit incorrido pelas concessionárias em função de sua implementação. A metodologia de cálculo do déficit foi estabelecida pela Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007, e consiste, basicamente, em recompor o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido na última revisão tarifária.

Pela metodologia estabelecida na Resolução nº 294/2007, foi calculado um déficit no valor de **R$ 20.523.971,66** relativo às novas redes implementadas para atendimento das metas do Programa. Complementarmente, a ENERSUL vem incorporando redes particulares necessárias a execução do Programa Luz Para Todos. Como os investimentos e custos operacionais necessários à incorporação de tais redes não estavam contemplados na tarifa, foi apurado um déficit adicional de **R$ 7.791.956,61**.

No último reajuste da ENERSUL já havia sido considerado o valor financeiro de **R$ 9.325.421,44** relativo ao déficit do Programa Luz Para Todos. Desta forma, do déficit agora calculado foi descontado o valor reconhecido no último reajuste atualizado pelo IGP-M, resultando num valor final de **R$ 18.178.212,47**. As tabelas a seguir detalham os cálculos.

Tabela 21 – Déficit do Programa Luz Para Todos – Redes novas

	2004	2005	2006	2007	2008
Receita	22.913,14	958.410,13	2.223.858,33	3.430.017,91	749.135,63
Remuneração AE	26.351,36	833.885,32	1.816.682,78	2.851.172,82	802.763,08
Remuneração RGR	25.405,34	796.109,62	1.623.608,24	2.971.931,46	846.192,10
Quota de Reintegração Regulatória	23.423,88	747.104,95	1.588.823,81	2.912.701,22	839.225,32
O&M	40.892,62	1.162.301,84	2.606.421,68	4.258.358,01	1.134.951,36
Déficit	(93.160,06)	(2.580.991,60)	(5.411.678,18)	(9.564.145,60)	(2.873.996,23)

Tabela 22 – Déficit em função das redes particulares incorporadas para execução do Programa Luz Para Todos

	2004	2005	2006	2007	2008
Receita	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração AE	17.229,34	112.975,06	613.795,14	760.630,72	200.070,17
Remuneração RGR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Quota de Reintegração Regulatória	4.605,35	30.592,00	167.107,99	239.056,92	64.134,52
O&M	59.774,68	427.813,80	1.288.369,31	2.691.946,94	1.113.854,67
Déficit	(81.609,37)	(571.380,86)	(2.069.272,44)	(3.691.634,59)	(1.378.059,35)

iv) **Repasse de Sobrecontratação de Energia.** O art. 38 do Decreto nº 5.163/04, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às **tarifas** dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 255 de 06 de março de 2007. Entretanto esta resolução determina que a apuração desta sobrecontratação é de responsabilidade de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Neste momento foi considerando o valor de **- R$ 4.718.866,23**, calculado pela ANEEL com base nos dados do ano civil de 2007 e com a aplicação da metodologia aprovada na Resolução nº 255/2007. Os valores definitivos relativos aos anos civis de 2005, 2006 e 2007 deverão ser recalculados assim que a Regra e o Procedimento de Comercialização na CCEE para disciplinar os cálculos estiverem aprovados pela ANEEL, e considerados no processo de reajuste tarifário de 2009.

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

(Fls. 50 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

O cálculo da sobrecontratação de energia sob a nova metodologia disciplinada na Resolução nº 255, de 06 de março de 2007, demandou novo tratamento dado à CVA de energia pela aplicação de fatores K mensais que limitassem o montante de energia contratada até 100% do mercado. Este tratamento adaptativo da CVA será provisório até que se conclua o estudo sobre a metodologia definitiva conforme determinado na reunião da Diretoria que homologou a citada Resolução.

v) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados**. Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. Conforme cálculos da ANEEL, identificou-se uma exposição líquida de **–R$ 199.495,78** nas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2007, cujo valor está sendo considerado no atual reposicionamento tarifário da concessionária.

vi) **Subsídios a irrigantes e aqüicultores**. Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos consumidores da classe rural com atividade de irrigação no horário especial, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 207, de 09 de janeiro de 2006, apurado em **R$ 910.555,14**. No reajuste tarifário de fevereiro de 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

Como no último reajuste tarifário da Enersul não havia sido considerada previsão para o período abril de 2007 a abril de 2008, está-se também considerando no presente processo tarifário o subsídio para irrigantes e aquicultores validado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF, no valor de **R$ 1.029.541,96**.

vii) **Subsídio Fonte Incentivada**. Consiste na previsão de perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004, apurado em **R$ 2.897.616,00** e **R$ 1.963.170,00**, respectivamente. No reajuste tarifário de fevereiro de 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

Como no último reajuste tarifário da Enersul não havia sido considerada previsão para o período abril de 2007 a abril de 2008, está-se também considerando no presente processo tarifário a perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres apurados pela SFF, nos valores de **R$ 2.584.720,93** e **R$ 2.005.714,89**, respectivamente.

viii) **Previsão – Baixa Renda.** Consiste na previsão de complemento de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor de **R$ 3.361.166,00**. No reajuste tarifário de fevereiro de 2009 deverá ser apurada a diferença entre o valor considerado nesta revisão e o efetivamente realizado.

ix) **Encargos de Transmissão – Conexão.** A superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 020/2008-SRT/ANEEL, de 21 de janeiro de

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

(Fls. 51 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

2008, encaminhou a apuração do financeiro relativo aos encargos de conexão de anos anteriores, que totaliza **R$ 2.733.177,84** .

x) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira.** Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, de **R$ 528.144,63** , referente ao valor utilizado pelo ONS na contabilização dos encargos de uso dos sistemas de transmissão do período 2007-2008, devendo ser adicionado à receita anual permitida do mesmo período, de modo a compensar, déficit de arrecadação do período anterior (2006-2007) e os encargos financeiros decorrentes da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS.

xi) **Parcela de Ajuste da Conexão.** Da mesma forma que a P.A. da Rede Básica Fronteira, a P.A. da Conexão refere-se ao impacto financeiro da majoração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS associado à de conexão de uso próprio e será aplicada na data de reajuste e/ou revisão tarifária de cada concessionária de distribuição. Também contempla Parcela de Ajuste de P&D, dado que quando da edição da Resolução Homologatória nº 70/2004, a ANEEL não incluiu o valor de P&D – Pesquisa e Desenvolvimento nas parcelas de Receita Anual Permitida, denominada RPC4, dos usuários das DIT´s: concessionárias de distribuição, centrais geradoras e agentes consumidores. Desta forma, para a revisão em questão, está sendo acrescentado como componente financeiro o valor de **R$ 235.690,59** .

210. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros, excetuando-se o ajuste financeiro da Revisão de 2003.

(Fls. 52 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Tabela 23 – Resumo dos componentes financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	
Programa Luz Para Todos	**10.386.255,85**
Déficit em função da incorporação de redes particulares para antendimento do PLPT	**7.791.956,61**
Campanha de Medidas	**103.235,00**
Laudo de Avaliação	**306.449,04**
CVA em processamento	**(2.141.633,66)**
CVA Saldo a Compensar	**3.363.602,74**
Encargos Transmissão - Conexão	**2.733.177,84**
Parcela de Ajuste RB e RBF	**528.144,63**
Parcela de Ajuste Conexão	**235.690,59**
Previsão de Subsídio Consumidores Baixa Renda	**3.361.166,00**
Exposição entre submercados	**(199.495,78)**
Sobrecontratação	**(4.718.866,23)**
Previsão Aquicultores e Irrigantes	**910.555,14**
Previsão Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Consumidor Livre	**1.963.170,00**
Previsão Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Uso Geração	**2.897.616,00**
Subsídio Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Consumidor Livre - Últimos 12 meses - Memo 314/2008-SFF	**2.005.714,89**
Subsídio Aquicultores e Irrigantes - Últimos 12 meses	**1.029.541,96**
Recálculo IRT 2007 - Bolha Proinfa	**1.895.591,24**
Previsão Auto Produtor e Produtor Independente	**555.841,68**
Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Uso Geração	**2.584.720,93**
TOTAL COMPONENTES FINANCEIROS	**35.592.434,48**

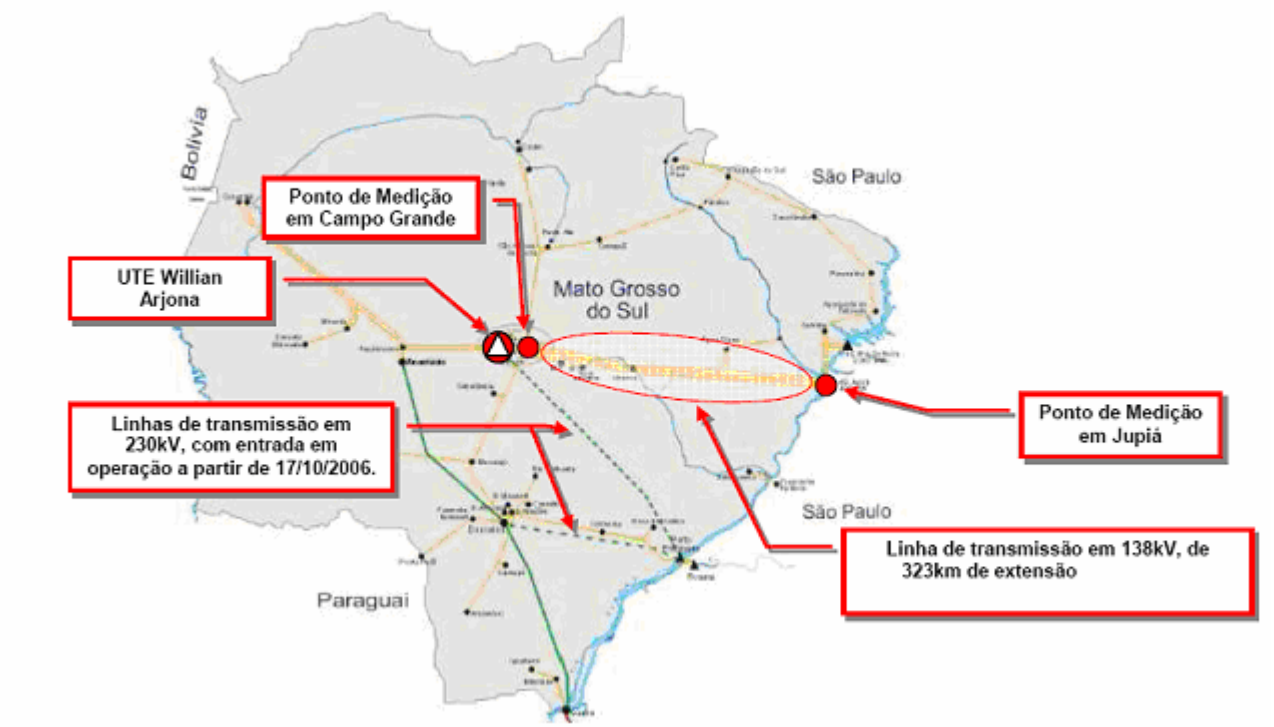
VI. COMPONENTES FINANCEIROS RELATIVOS AO RECÁLCULO DA REVISÃO TARIFÁRIA 2003

i) Alteração do Ponto de Fronteira com a Rede Básica;

211. Na Revisão Tarifária de 2003, a fronteira da Enersul com a Rede Básica era em Campo Grande. Em função das alterações estabelecidas pelas Resoluções nº 344, de 2002, e nº 67, de 2004, tal ponto de fronteira passou a ser em Jupiá, na divisa de Mato Grosso do Sul com o Estado de São Paulo. Com essa alteração, as perdas nos quatro circuitos de 138 kV que interligam Campo Grande à Jupiá passaram a fazer parte das perdas no sistema de distribuição da Enersul e não mais das perdas na Rede Básica. A figura a seguir sintetiza a mudança:

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

Figura 6 – Interligação do sistema elétrico da Enersul com a Rede Básica do SIN



212. Na proposta colocada em Audiência Pública, entendeu-se que como a definição da perda regulatória antecedeu o movimento de alteração do ponto de fronteira com a Rede Básica, seria razoável o reconhecimento de um passivo financeiro, em função de a Enersul ter contratado a energia necessária para lastrear as perdas nos quatro circuitos que interligam Jupiá a Campo Grande a partir de março de 2005. Assim na proposta colocada em Audiência Pública, havia sido reconhecido o valor de **R$ 21.626.613,95**. A concessionária, por sua vez, pleiteia o reconhecimento de um valor de **R$ 23.610.444,87**.

213. Analisando a matéria com maior profundidade, o entendimento da área técnica é de que o reconhecimento de tal adicional financeiro não é devido, principalmente por ausência de previsão legal. A definição do nível de perdas regulatórias da Enersul respeitou todo o regramento relativo à matéria, o que justifica o não reconhecimento de tal adicional.

214. Quando da revisão tarifária periódica, deve-se observar a atual condição elétrica da concessionária para se definir o referencial regulatório de perdas técnicas. Avaliam-se a forma de suprimento da concessionária, as gerações conectadas ao seu sistema de distribuição, as características de seu mercado consumidor e as características elétricas das redes da própria distribuidora e das que a suprem neste momento.

215. A revisão tarifária é prospectiva e, particularmente, na definição do referencial de perdas técnicas, está-se a cada nova revisão definindo o nível de perdas que deverá ser considerado nas tarifas no período entre revisões. O primeiro termo aditivo dos Contratos de Concessão é claro ao dizer que nos

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

Reajustes Tarifários Anuais é dado, às perdas elétricas, o tratamento estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, comando esse que foi respeitado em todos os reajustes da Enersul.

216. Assim, para que haja apuração de componente financeiro relativo à alteração do nível de perdas regulatórias é necessário que haja previsão legal para tanto, a exemplo dos itens que fazem parte da CVA, previstos na Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Tal previsão inexiste no caso de variação do nível de perdas técnicas. A situação é semelhante às variações dos custos da Parcela A (CVA) anteriores a edição dessa portaria, situação em que tais variações não eram repassadas às tarifas dos consumidores finais, nem para mais, nem para menos.

217. Ademais, em maior ou menor grau, as características de atendimento elétrico e de perfil de consumo de todas as concessionárias de distribuição são constantemente alteradas. A cada circuito adicionado à Rede Básica, a cada nova usina que se conecta no sistema de distribuição, as características de despacho das usinas em função de restrições energéticas ou elétricas alteram o perfil de perdas técnicas das concessionárias. Portanto, é improvável que a apuração posterior de um componente financeiro em função da alteração do nível de perdas técnicas capture todas as variáveis envolvidas. É um risco da concessionária inerente à característica operativa dos sistemas elétricos.

218. A título de ilustração, na área de concessão da Enersul a entrada em operação das linhas de transmissão em 230 kV de Porto Primavera–Campo Grande Imbirussu e de Porto Primavera–Dourados, não existentes quando da Revisão tarifária de 2003, trouxeram alteração no nível de perdas técnicas da concessionária, notadamente nos circuitos de 138 kV. Na hipótese de que essa fosse a única alteração ocorrida (não houvesse a alteração do ponto de fronteira de Campo Grande para Jupiá), a perda técnica real da Enersul seria menor que a regulatória, movimento que, da mesma forma, não motivaria cálculo de componente financeiro em favor da modicidade tarifária.

219. Evidentemente, uma alteração que trouxesse um impacto de grande proporção no equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, o que não se configura no caso em análise, poderia ensejar uma revisão extraordinária que, ainda assim, restabeleceria o equilíbrio da concessionária em termos prospectivos, sem apurar componentes financeiros por total ausência de embasamento legal para tanto.

220. Por entender que a situação envolve aspectos jurídicos, a SRE, pelo Ofício nº 065/2008-SRE/ANEEL consultou a Procuradoria Federal junto à ANEEL, que ainda está analisando o assunto. Assim, provisoriamente, o pleito de reconhecimento de financeiro não está sendo considerado, devendo o tema novamente ser revisitado, quando do pronunciamento da Procuradoria Federal e de posterior discussão com os demais membros da Diretoria Colegiada.

POSSIBILIDADE DE ALTERAÇÃO DO PONTO DE FRONTEIRA

221. Durante a sessão presencial da AP 009/2008, realizada na cidade de Campo Grande, uma questão explorada pelos expositores foi a possibilidade da transferência do ponto de fronteira com a Rede Básica, de Jupiá para Campo Grande, uma vez que tal alteração traria um alívio das perdas técnicas da Enersul e, conseqüentemente, uma redução tarifária. Os expositores chegaram a levantar a hipótese de que tal alteração traria uma redução tarifária de aproximadamente **10%**. Entretanto, e mesmo sendo a perda

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

técnica da Enersul bastante elevada no nível de tensão 138 kV, essa alteração do ponto de fronteira impacta, nas tarifas, de forma muito menos significativa do que foi cogitado.

222. Segundo apurou a SRD, as **perdas técnicas totais** em 138 kV são da ordem de **237.654 MWh**, ou **5,76%** da energia injetada no sistema de distribuição da Enersul (Nota Técnica nº 0068/2008-SRD/ANEEL).

223. Outrossim, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT apurou as perdas **especificamente nos circuitos Jupiá-Campo Grande** junto ao ONS e à CCEE. Na apuração encaminhada pela SRT, as perdas **medidas** nos quatro circuitos Jupiá-Campo Grande, nos últimos 12 meses, de janeiro a dezembro de 2007, foram de **59.096,21 MWh**.

224. Logo, a alteração do ponto de fronteira reduziria as perdas técnicas apuradas pela SRD para **178.557,78 MWh**, ou **4,33%** da energia injetada. A redução de **1,43%** da perda técnica regulatória diminuiria o reposicionamento tarifário em **0,87%**, ou seja, valor bastante inferior aos 10% cogitados durante a audiência.

225. Ademais, não há previsão legal para a alteração pretendida. O art. 3º da Resolução nº 067, de 2004, define que integram a Rede Básica apenas as linhas de transmissão em tensão igual ou superior à 230 kV. Complementarmente, um dos quatro circuitos Jupiá-Campo Grande é de propriedade da Enersul e faz parte dos ativos vinculados à concessão de distribuição de energia elétrica. Assim, apurar perdas nesses circuitos e atribuí-las à Rede Básica contrariaria o comando legal de separação das atividades de distribuição e transmissão de energia.

226. Quanto ao argumento de que tais linhas teriam função sistêmica, a apuração das medições verificou que, na verdade, praticamente não há fluxo nas referidas linhas para atender a cargas que não sejam da própria Enersul. As linhas Jupiá-Campo Grande não têm função de intercâmbio, o que de fato ocorre é que o carregamento de tais linhas depende do intercâmbio Sul-Sudeste, mas são utilizadas apenas para atendimento das cargas da Enersul.

ii) Ajuste financeiro em função do Recálculo da Revisão Tarifária de 2003;

227. Na 46ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da ANEEL, realizada no dia 4 de dezembro de 2007, a ANEEL decidiu retificar o resultado da 1ª Revisão Tarifária da ENERSUL, cujo valor passou de 50,81% para 43,23%. Tal alteração gerou efeitos prospectivos, resultando numa redução média de 6,66% para os consumidores da ENERSUL. Os efeitos financeiros seriam considerados na revisão tarifária e, portanto, no processo ora em andamento.

228. O recálculo da Revisão Tarifária de 2003 implicou alterações no reposicionamento tarifário, no cálculo do Fator X e nas parcelas do diferimento definidas na Revisão e que são aplicadas em cada um dos reajustes tarifário anuais. Assim a SRE procedeu ao recálculo dos reajustes tarifários anuais levando-se em consideração todas as alterações supracitadas. s reajustes calculados para os anos de 2004 a 2007, que foram recalculados pela SRE.

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

(Fls. 56 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

229. Para cada reajuste recalculado, foram geradas novas tarifas, e aplicadas ao mercado realizado em cada período. A diferença entre a receita realizada pela Enersul e a receita obtida com as novas tarifas resultam na diferença apurada para cada período tarifário, conforme tabela a seguir.

Tabela 24 – Resumo das Diferenças Calculadas

	Receita Realizada	Receita Recalculada	Diferença	Diferença Corrigida (Pro-rata primeiros 12 meses)	Diferença Corrigida para Abril de 2008
IRT 2004	593.388.956,14	593.189.265,61	(199.690,53)	(206.767,85)	(261.363,91)
IRT 2005	694.801.677,68	693.774.823,81	(1.026.853,87)	(1.067.367,74)	(1.214.173,76)
IRT 2006	814.483.416,18	770.058.409,84	(44.425.006,34)	(44.601.307,47)	(50.552.896,24)
IRT 2007	900.028.237,64	835.068.562,90	(64.959.674,74)	(66.433.848,39)	(72.220.593,97)
IRT 2008	621.877.513,97	579.650.879,06	(42.226.634,91)	(45.366.771,42)	(45.366.771,42)
				TOTAL	**(169.615.799,31)**

230. No momento dos reajustes tarifários de 2004 e 2005 foram também publicadas respectivamente a primeira re-revisão da Enersul e a revisão definitiva, que resultaram em diferenças financeiras consideradas nos respectivos reajustes, e consideradas nas tarifas publicadas de cada ano. Em 2006, também foi necessária realização de recálculo de reajustes anteriores, em função do processo de desverticalização da distribuidora, o que resultou também na necessidade de um ajuste financeiro.

231. Como o recalculo da revisão definitiva considerou a receita realizada pela Enersul a cada ano, fez-se necessário abater estas diferenças da diferença financeira apurada para cada ano devido a alteração da revisão tarifária realizada em 2007. Desta forma, os valores financeiros considerados no IRT`s, relativos à diferença entre a Revisão Provisória e a Revisão Definitiva, foram atualizados pelo IGP-M para serem considerados no cálculo da bolha financeira a ser considerada da Revisão Tarifária de 2008. A Planilha a seguir sintetiza a composição final do passivo financeiro, já se considerando tal parcela:

Tabela 25 – Resumo das diferenças calculadas desconsiderando-se as bolhas financeiras.

Período de Apuração	Receita Econômica + Bolhas RTP 2003	Receita com IRT`s Recalculados	Diferença (R$)	Diferença Corrigida (Pro-rata primeiros 12 meses)	Diferença Corrigida. Valores de Abril/08
2003/2004	593.180.551,63	593.189.265,61	8.713,99	9.022,82	11.405,25
2004/2005	714.501.389,36	693.774.823,81	(20.726.565,54)	(21.544.319,06)	(24.507.530,18)
2005/2006	814.210.746,53	770.058.409,84	(44.152.336,69)	(44.327.555,72)	(50.242.615,12)
2006/2007	900.028.237,64	835.068.562,90	(64.959.674,74)	(66.433.848,39)	(72.220.593,97)
abr-2007 / dez-2007	621.877.513,97	579.650.879,06	(42.226.634,91)	(45.366.771,42)	(45.366.771,42)
				TOTAL	**(192.326.105,44)**

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

iii) **Última parcela do diferimento da revisão de 2003, não repassado no reajuste 2007;**

232. Pela regra definida na Revisão Tarifária de 2003, a última parcela do acréscimo de receita da "parcela B", conhecido como delta PB, deveria ser reconhecida no reajuste tarifário de 2007. No entanto, o artigo 9º da Resolução Homologatória nº 572, de 4 de dezembro de 2007, que republicou o resultado do reajuste 2007 da ENERSUL, estabeleceu que tal parcela só seria reconhecida na revisão tarifária de 2008, devidamente corrigida. Tal diferimento visou a modicidade tarifária sem olvidar do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definido na revisão tarifária periódica da ENERSUL.

233. O valor do diferimento inicialmente calculado na Revisão Tarifária da ENERSUL foi de **R$ 46.601.282,39**. O ajuste do valor da Base de Remuneração da revisão de 2003, publicado em dezembro de 2007, resultou em recálculo de tal valor, passando a ser de **R$ 27.287.505,05** (valor de abril de 2003), que atualizado pelo (IGP-M-Xa) para a data da Revisão Tarifária Periódica de 2008 resultou em **R$ 35.927.485,94** que foi considerada na proposta colocada em Audiência Pública.

234. No entanto, foi recalculado o fluxo de caixa dos diferimentos do resultado definitivo da Revisão Tarifária de 2003, considerando-se a última parcela em 2008 e não mais em 2007, como estava inicialmente previsto, preservando o resultado da primeira revisão periódica. O resultado corrigido pelo (IGPM-Xa) resultou num valor maior, de **R$ 41.203.883,76**.

ANÁLISE DAS POSSIBILIDADES DE REPASSE DO AJUSTE FINANCEIRO EM FUNÇÃO DO RECÁLCULO DA REVISÃO TARIFÁRIA DE 2003

235. Na proposta colocada em audiência pública, considerava-se o repasse, em favor do consumidor, do ajuste financeiro resultante da Revisão Tarifária de 2003, em princípio, em 12 meses. Tal consideração, conforme explicitado no Voto de abertura da Audiência Pública e na Nota Técnica nº 027/2008-SRE/ANEEL, contribuía para que o efeito médio percebido pelo consumidor fosse de **-18,93%**.

236. Visando evitar que a consideração de tal componente financeiro distorcesse a percepção dos consumidores quanto ao preço real do serviço de energia elétrica, em médio e longo prazo, as faturas de energia elétrica deveriam exibir um desconto em separado fazendo constar, inclusive, a data em que tal componente deixaria de compor a tarifa dos consumidores finais.

237. Durante a fase de consulta, e na audiência pública presencial realizada na cidade de Campo Grande, algumas sugestões foram recebidas em relação à forma de repasse, em favor do consumidor, do ajuste financeiro resultante do recálculo da Revisão Tarifária de 2003. Dentre elas destacam-se: o tratamento do montante financeiro ao longo de cinco anos; ajuste à vista e em dobro dos valores; o tratamento do montante financeiro ao longo de 12 meses; conversão em certificados de kWh; e o aprovisionamento do montante financeiro como reserva contra futuros aumentos tarifários. Passo a analisar, abaixo, cada uma dessas alternativas.

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

(Fls. 58 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

TRATAMENTO DO EFEITO FINANCEIRO AO LONGO DE CINCO ANOS

238. O tratamento do financeiro em cinco anos poderia amenizar, no longo prazo, a percepção dos aumentos tarifários futuros, uma vez que o componente financeiro constituiria ferramenta para amortecê-los.

239. Entretanto, tendo em vista que essa alternativa só foi esposada pela concessionária, ao passo que todas as demais, indicam o tratamento do efeito financeiro em horizontes menores. A adoção de tal proposta representaria, além de tempo excessivo para concretizar um ajuste financeiro dessa natureza, posicionamento em um dos extremos das soluções possíveis, ferindo, assim, um dos princípios basilares desta Agência – o equilíbrio entre os agentes –, estabelecidos no Anexo I do Decreto nº 2.335, de 1997 (grifos meus):

> *"3º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:*
> *I - prevenção de potenciais conflitos, (...);*
> *(...)*
> *IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;*
> *V - criação de ambiente para o setor de energia elétrica que incentive o investimento, de forma que os concessionários, permissionários e autorizados tenham asseguradas a viabilidade econômica e financeira, nos termos do respectivo contrato; (...)".*

240. Sob essa mesma ótica, soluções que se situam no extremo oposto, ou seja, de tratar o efeito em curtíssimo prazo, apresentam contra si questões de ordem prática. Não obstante, tem sido cada vez mais claro, ao longo dos 10 anos de existência da ANEEL, que esse equilíbrio, na maioria dos casos, não é uma "média simples" de todos os interesses envolvidos, mas, muito mais, uma ponderação desses interesses tendo como pano de fundo um arcabouço legal ao qual nos vinculamos, seja como agência reguladora setorial, em um contexto mais específico, ou como entidade de Direito Público, em um mais amplo.

AJUSTE FINANCEIRO À VISTA E EM DOBRO

241. No que tange ao efeito, para os consumidores, do ajuste financeiro resultante do recálculo da revisão tarifária de 2003 e seus reflexos nos reajustes subseqüentes, não há que se falar em "cobrança indevida", dado que a Enersul aplicou, no período de 2003 a 2007, a tarifa fixada por meio de resoluções da ANEEL, razão pela qual não se aplica o disposto no art. 42, parágrafo único, da Lei nº 8.078, de 1990, Código de Proteção e Defesa do Consumidor – CDC.

242. Esse dispositivo aplica-se, isto sim, aos casos em que uma concessionária pratica tarifa superior àquela fixada pela ANEEL ou, também, quando fatura quantidade de energia maior do que a efetivamente consumida. No caso concreto, a ANEEL constatou um erro material na fixação da tarifa da Enersul e corrigiu-o, sendo que o tratamento de seu efeito financeiro para os consumidores, incluindo-se aí a sua atualização monetária, dar-se-á na forma proposta mais adiante neste voto, até a quitação do montante devido, acrescido de remuneração.

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

(Fls. 59 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

243. Com relação à possibilidade de pagamento à vista, o entendimento é de que qualquer ajuste financeiro, independente de sua natureza, deve ser feito de forma sistêmica e via tarifa (o embasamento legal dessa prática é apresentado sob o título "Emissão de Certificados de kWh"). Além disso, busca-se a efetivação desse ajuste no menor prazo possível, preferencialmente dentro do ciclo tarifário seguinte, o que, inicialmente, foi a intenção desta Agência expressa na proposta submetida à consulta pública.

TRATAMENTO DO EFEITO FINANCEIRO AO LONGO DE 12 MESES

244. A manutenção da proposta colocada em consulta pública, de repasse do montante financeiro em 12 meses, apesar de todos os cuidados no sentido de se evitar a percepção equivocada do consumidor quanto ao real custo do serviço de energia elétrica, resultaria num significativo aumento médio a ser percebido pelos consumidores no Reajuste Tarifário de 2009, preocupação essa que foi manifestada por muitos dos que contribuíram à AP 009/2008.

245. Embora tal efeito não se deva ao reajuste tarifário em si, mas sim ao efeito percebido quando se retira da base tarifária um componente financeiro dessa significância, o entendimento é de que tal efeito não é desejável, uma vez que grande parte dos consumidores pode não se dar conta que tal desconto irá acabar. Entre os efeitos mais indesejáveis, isso poderia levar, em um primeiro momento e em algum grau, a hábitos de consumo da eletricidade alterados em função de sinal econômico transitório.

246. Outrossim, com relação à capacidade financeira da concessionária para fazer frente ao tratamento do efeito financeiro em curto prazo, preocupação essa externada por alguns dos que fizeram contribuições na audiência pública, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, analisou as demonstrações contábeis da concessionária disponibilizadas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

247. A SFF constatou que no balanço patrimonial de dezembro de 2007 a Enersul não apresenta disponibilidades de caixa para fazer frente ao repasse desse financeiro às tarifárias no prazo de 12 meses. Além disso, a redução de receita provocada pelo aprovisionamento integral desse financeiro, estimada em R$ 183 milhões, levaria ao descumprimento de cláusulas de cobertura de endividamento (*covenants*), que possibilita aos credores requerem o vencimento antecipado de um total de R$ 388 milhões (R$ 343 milhões de debêntures com vencimentos programados em 2008, 2009 e 2010, e R$ 45 milhões do BNDES).

248. Dessa forma, verifica-se que, nesse período, a concessionária terá um grau significativo de dificuldades para renegociar os seus empréstimos, que será tanto maior quanto mais curto for o prazo estabelecido para tratar o efeito financeiro. Essa dificuldade traduz-se no quadro abaixo que apresenta o índice de solvência Dívida Líquida / EBITDA, em especial o do exercício de 2007:

Quadro 1 – Evolução da Solvência da Enersul

R$ Milhões	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Dívida Líquida	565	590	535	601	622	532
EBITDA	78	148	212	283	175	10
Dívida Líquida / EBITDA	**7,3 x**	**4,0 x**	**2,5 x**	**2,1 x**	**3,6 x**	**53,1 x**

249. O aporte de capital dos acionistas na Enersul, como forma de retorno de dividendos e juros sobre o capital, para suprir a eventual demanda de tratar o efeito financeiro em 12 meses – algo que esta

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

(Fls. 60 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

Agência não pode determinar que seja feito –, possui baixa probabilidade de ocorrer, em vista de que o histórico desses proventos somou R$ 123 milhões entre 2003 (ano da primeira revisão tarifária) e 2007, conforme demonstrativos disponíveis na CVM (vide quadro abaixo). E entre 1998 e 2002 os proventos declarados somaram menos ainda, R$ 24 milhões. Destaca-se que em 2006 e em 2007 não houve proventos declarados, mas a reversão parcial dos valores provisionados em 2005.

Quadro 2 – Histórico de Proventos da Enersul

Proventos R$ Milhões	1998 a 2002	2003	2004	2005	2006	2007	2003 a 2007	Total
Reversão	-	-	-	-	(107)	(14)	(121)	(121)
Dividendos Propostos	24	-	17	147	29	-	193	241
Dividendos Intermediários	-	-	-	51	-	-	51	51
Total	24	-	17	198	(78)	(14)	123	171

EMISSÃO DE CERTIFICADOS DE kWh

250. Uma das contribuições recebidas propôs a conversão do montante do ajuste financeiro em certificados de kWh, que poderiam ser livremente comercializados entre os consumidores ou resgatados diretamente na própria Enersul.

251. Embora seja criativa e louvável a proposição, esta Agência, porquanto entidade de Direito Público, não pode autorizar ou mesmo determinar que a concessionária emita tais títulos, visto que tal competência não lhe é atribuída pela legislação, nem nas Leis nº 8.987 e nº 9.074, ambas de 1995, tampouco na Lei nº 9.427, de 1996, que criou a ANEEL.

252. Diferentemente, os comandos legais que versam sobre revisões e reajustes tarifários não abrem outra possibilidade que não o tratamento dos efeitos financeiros resultantes de processos tarifários, inclusive os eventuais erros cometidos no âmbito destes, de forma sistêmica e via tarifa.

APROVISIONAMENTO DO FINANCEIRO PARA AMORTECER FUTUROS ACRÉSCIMOS TARIFÁRIOS

253. A não consideração de todo o ajuste financeiro, decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, em 12 meses, implica remuneração do saldo a ser considerado em reajustes tarifários futuros. Para tal será utilizada a taxa SELIC. O mesmo procedimento será adotado para a última parcela do diferimento da revisão tarifária de 2003, que não foi considerada no reajuste de 2007 e que deveria ser agora considerada.

254. A adoção desse procedimento se justifica porque ambos os componentes financeiros têm a mesma natureza, ou seja, são decorrentes do recálculo da Revisão Tarifária de 2003. Assim, em vez de se tratar separadamente o ajuste financeiro do recálculo da revisão tarifária de 2003, no valor **-R$ 192.326.105,44**, e o efeito da última parcela do diferimento da revisão tarifária de 2003, no valor de **R$ 41.203.883,76**, ambos serão tratados juntos, com efeito líquido de **-R$ 151.122.221,68**.

255. Sem a consideração de componente financeiro dessa natureza, ou seja, separando-se completamente a Revisão Tarifária de 2008 de qualquer ajuste financeiro da Revisão 2003, que foi uma das sugestões feitas por entidades que contribuíram durante a audiência pública, o consumidor perceberia uma redução média de **-5,16%** de suas tarifas.

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

(Fls. 61 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

256. No presente processo está-se considerando a utilização de um valor de **-R$ 18.450.387,51**, do montante financeiro total a ser restituído via tarifas, o que justifica a diferença entre o efeito médio de **-5,16%** e o efeito final de **-7,18%**. Essa parte do efeito financeiro a ser considerada agora, foi calculada com vistas a neutralizar os componentes financeiros que, por sua natureza, fazem parte do atual processo tarifário, mas não comporão os componentes financeiros do próximo reajuste tarifário anual, a ser realizado em abril de 2009.

257. O saldo do financeiro, devidamente remunerado pela SELIC, será utilizado no(s) próximo(s) Reajuste(s) Tarifário(s) Anual(is) para anular os possíveis incrementos tarifários, sempre que existir saldo suficiente para tanto. Destarte, quando do Reajuste Tarifário Anual em que o saldo for totalmente utilizado, dependendo do montante remanescente deste, o incremento tarifário terá a sua amplitude diminuída ou, no máximo, anulada. Em qualquer situação, o saldo remanescente do ajuste financeiro deverá ser completamente utilizado até o período tarifário que irá de 8 de abril de 2010 a 7 de abril de 2011, inclusive. Ressalta-se, novamente, que deverá ser empregada a taxa SELIC para remuneração mensal do saldo não amortizado e verificação, no próximo Reajuste Tarifário, dos valores que deverão ser efetivamente considerados.

258. Como a majoração das tarifas, que originou esse efeito financeiro, se deu em função de diferenças na apuração da Base de Remuneração Regulatória – BRR, os valores cobrados a maior incidiram sobre a tarifa relativa à Parcela B, que é rateada de forma proporcional ao custo marginal de expansão dos diferentes níveis de tensão. Assim, por coerência, o valor do ajuste financeiro em função do recálculo da Revisão de 2003 também será considerado no valor das tarifas relativas à Parcela B, para que o desconto atinja os consumidores dos diferentes níveis de tensão na proporção do valor pago a maior.

259. As simulações realizadas indicam que, se confirmadas as premissas adotadas, o saldo remanescente será suficiente para evitar que haja aumento tarifário em 2009 e, ainda, para suavizar ou até mesmo evitar que haja elevação tarifária em 2010. Vale ressaltar que as simulações foram feitas levando-se em consideração o cenário mais provável de evolução da média dos custos de geração e de transmissão e com encargos setoriais, além das previsões do Banco Central para os índices de inflação. No entanto, como todo cenário projetado, ele é provável, mas nunca garantido, sendo que o cenário verificado (real) poderá alterar o fluxo de desembolsos do saldo financeiro, que poderão ocorrer com maior ou menor rapidez.

260. A fim de dar a devida transparência ao ajuste procedido, a ANEEL publicará as tarifas do ajuste financeiro, decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, em um anexo distinto nas Resoluções Homologatórias da presente revisão tarifária e dos reajustes anuais subseqüentes, sendo que, para estes últimos, isso será feito enquanto restar saldo não compensado do ajuste financeiro. Esse anexo conterá valores negativos correspondentes aos descontos a serem aplicados em cada classe e subclasse tarifária. Como o recálculo da Revisão Tarifária de 2003 alterou unicamente a Parcela B da Enersul, tais valores de desconto incidirão unicamente sobre as parcelas da TUSD Fio-B ou equivalentes.

261. A Enersul deverá discriminar nas faturas de energia elétrica a tarifa relativa ao ajuste e o valor resultante de sua aplicação sobre os montantes de energia e de demanda faturados. No reajuste tarifário em que for liquidado o saldo remanescente do ajuste financeiro, a Enersul fará constar das faturas, inclusive, a data em que tal parcela deixará de compor as tarifas pagas. Tais preocupações visam dar maior transparência ao ajuste financeiro procedido e facilitar a compreensão quanto ao real custo dos serviços de energia elétrica.

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

(Fls. 62 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

VII. CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

262. Observa-se, pelo exposto, que o cumprimento coordenado, conforme previsto nos contratos de concessão, das etapas do processo de revisão tarifária periódica, compostas de: i) fixação de tarifas (reposicionamento) no início do novo período tarifário, atendendo ao conceito de "custos eficientes de operação"; ii) fixação do Fator X, de forma a contemplar mudanças na produtividade não associadas à gestão da concessionária distribuidora durante o período tarifário que se inicia com a revisão, permite obter todos os objetivos fundamentais de um regime de regulação por incentivos, quais sejam:

1. Estimular a concessionária de distribuição a buscar eficiência e redução de custos ao longo do período tarifário que se inicia com a revisão tarifária, uma vez que poderá se apropriar dos benefícios derivados dessa redução durante esse período;

2. Assegurar que, ao início do novo período tarifário, sejam transferidos aos consumidores todos os ganhos de eficiência que a concessionária esteve em condições de obter durante o período anterior mediante uma gestão eficiente, definida por meio de parâmetros representativos "externos", isto é, não vinculados com o desempenho efetivo da concessionária. Essa transferência se realiza de forma independente do fato de a concessionária ter ou não explorado o potencial de ganhos de eficiência e se apropriado, total ou parcialmente, desses ganhos de eficiência;

3. Garantir a transferência aos consumidores dos ganhos de produtividade obtidos na gestão do setor que possam ser produzidos durante o período tarifário que se inicia, em virtude de mudanças na escala do negócio e outras razoes, não associadas à uma eficiência da concessionária maior que a definida através dos "custos operacionais eficientes" fixados no reposicionamento tarifário.

263. Em síntese, em face das abordagens adotadas pelo regulador na revisão tarifária, o reposicionamento tarifário e o Fator X obrigam as concessionárias a prestar o serviço com eficiência para não incorrerem prejuízos no segundo período tarifário.

264. Cumpre salientar que o resultado ora apresentado é preliminar, uma vez que poderá ser aprimorado em função das contribuições recebidas em Audiência Pública e em função dos valores efetivos para as seguintes variáveis:

265. No que se refere à Parcela A:

1. Variações do IGP-M e IPCA, que exercem efeitos nos valores da energia comprada mediante contratos bilaterais e CCEAR;
2. Conta de Combustíveis Fósseis – CCC;
3. Reserva Global de Reversão – RGR;
4. Encargos de Conexão e Rede Básica;
5. Perdas Regulatórias e;
6. Taxa de Fiscalização.

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

(Fls. 63 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

266. No que se refere à Parcela B:

1. Custos Operacionais Eficientes e Perdas de Receita Irrecuperáveis; e
2. Base de Remuneração Regulatória e Quota de Reintegração Regulatória.

267. Dessa forma, os valores definitivos do reposicionamento tarifário e do Fator X serão estabelecidos após a análise das contribuições recebidas na presente audiência pública e após o conhecimento dos valores acima citados.

268. Importa ressaltar que os resultados obtidos, ainda que preliminares, são a conseqüência da aplicação de metodologias que pretendem refletir, na prática, a missão essencial do Regulador de um serviço com características de monopólio natural como é o caso da distribuição de energia elétrica: garantir que sejam respeitados os direitos dos clientes cativos e dos prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência. Como já exposto, os clientes cativos, isto é, aqueles que não têm a possibilidade de escolher o prestador do serviço, têm o direito de receber o serviço com os níveis de qualidade estabelecidos na legislação aplicável – em especial, o contrato de concessão – e de pagar uma tarifa justa. O prestador do serviço que atua com eficiência e prudência tem o direito de obter um adequado retorno sobre o capital investido, dadas as características do negócio regulado.

269. Por fim, de forma a visualizar a participação de cada componente na receita total da distribuidora são apresentados a seguir os gráficos onde se destaca a composição da receita da empresa sem e com efeitos financeiros, bem como a participação relativa das Parcelas A e B no total da receita.

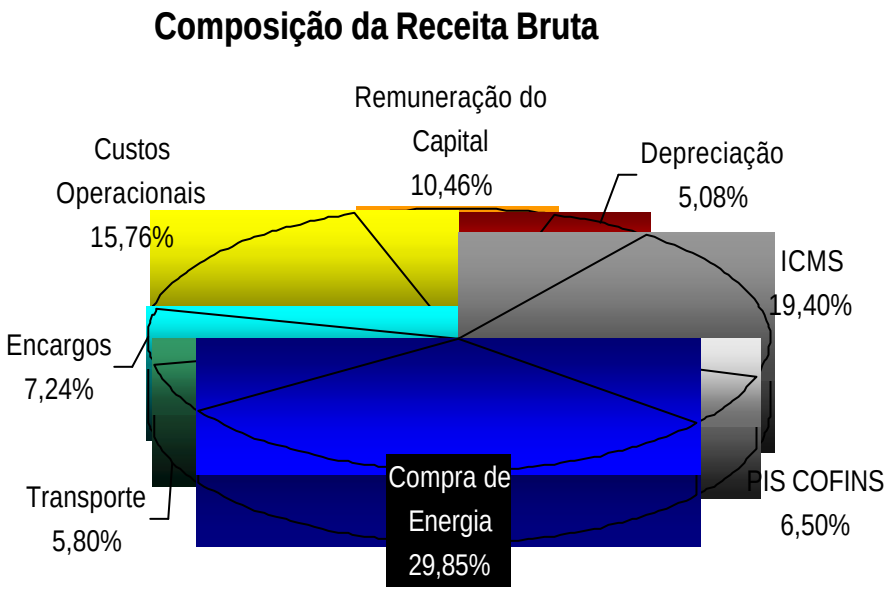


Figura 7: Composição da Receita da Concessionária (sem efeitos financeiros)

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

Composição da Receita

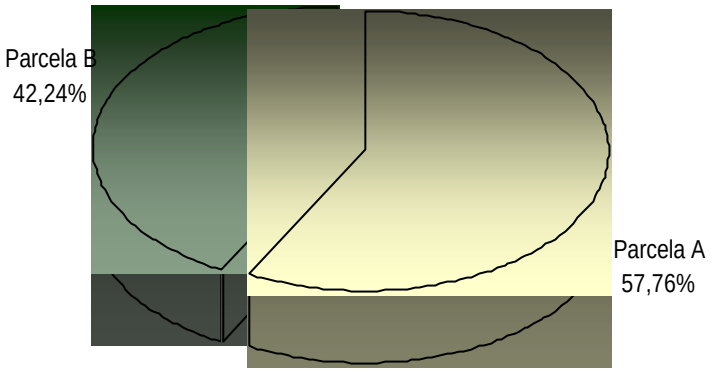


Figura 8: Participação das Parcelas A e B na Receita da Concessionária

VIII. DO FUNDAMENTO LEGAL

270. O atual modelo de concessão do serviço público de distribuição 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.

271. A previsão de realização de revisão tarifária periódica está consignada em lei e nos contratos de concessão do serviço público de distribuição 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."*

272. 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".*

273. Já o inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto n.º 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.

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

(Fls. 65 da Nota Técnica n° 090/2008-SRE/ANEEL, de 03/04/2008)

274. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços que a ANEEL, que de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia.

275. 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 n.º 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."*

IX. CONCLUSÕES

276. Assim, após a aplicação das metodologias definidas para a implementação da revisão tarifária periódica, são apresentados na tabela a seguir os índices de reposicionamento tarifário para cada um dos resultados, considerando-se a receita com e sem efeitos financeiros.

Tabela 26: Resultados do Reposicionamento Tarifário

DESCRIÇÃO	VALOR [R$]	[%]
Receita Requerida Líquida	R$ 884.623.624,75	
Receita Verificada	R$ 937.959.104,73	
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		**-5,69%**
FINANCEIROS EXTERNOS AO REPOSICIONAMENTO		**1,94%**
ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO (considerando os efeitos financeiros)		**-3,75%**

277. É importante destacar que, em decorrência da retirada da base tarifária de um componente financeiro de **-3,44%**, que havia sido adicionado no reajuste anual de 2007, o consumidor irá perceber, no período de abril de 2008 a maio de 2009, considerando que os valores são ainda preliminares, uma **redução média de -7,18%** nas tarifas de fornecimento.

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

X. ANEXOS

Acompanham a presente Nota Técnica os seguintes Anexos:

- Anexo I – Metodologia e Cálculo dos Custos Operacionais;
- Anexo II – Determinação da Base de Remuneração Regulatória;
- Anexo III – Apuração das Perdas Técnicas de Distribuição de Energia;
- Anexo IV – Análise dos Investimentos; e
- Anexo V – Metodologia e Cálculo do Fator X
- Anexo VI – Análise das contribuições recebidas na AP 009/2008.

LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia
Matrícula: 1496714

HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia
Matrícula: 1559749

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia
Matrícula: 1500060

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Especialista em Regulação de Serviços Públicos de Energia
Matrícula: 1336107

De Acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

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