

Nota Técnica nº 302 /2005–SRE /ANEEL

Em 04 de outubro de 2005.

Assunto: Resultados da Audiência Pública 047/2004, que visou obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do ato regulamentar a ser expedido pela ANEEL, estabelecendo as disposições relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição – TUSD e tarifa de energia - TE.

## **I – DO OBJETIVO**

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar a análise das contribuições recebidas durante a Audiência Pública 047/2004, bem como os resultados do referido processo na forma de Resolução Normativa que estabelece as disposições relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição – TUSD e tarifa de energia - TE.

## **II - DOS FATOS**

2. As Resoluções nº 666, de 29 de dezembro de 2002, nº 790, de 24 de dezembro de 2002 e nº 152, de 3 de abril de 2003, regulamentam o cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição - TUSD e da tarifa de energia – TE. Tais Resoluções requerem aprimoramentos, conforme descrito na Nota Técnica nº 303/2004–SRE–SRD–SRT/ANEEL, de 6 de dezembro de 2004.

3. Adicionalmente, são necessárias atualizações nos referidos regulamentos tendo em vista a alteração de vários dispositivos legais a partir de 2002, que originalmente amparam a publicação das mencionadas Resoluções. Nesse contexto, as atualizações necessárias foram descritas na Nota Técnica nº 313/2004-SRE/ANEEL, de 14 de dezembro de 2004, sendo esta Nota também submetida à Audiência Pública 47/2004.

4. Em 23 de dezembro de 2004, a minuta de resolução, refletindo as proposições contidas nas Notas Técnicas nº 303/2004–SRE–SRD–SRT/ANEEL e 313/2004-SRE/ANEEL, foi disponibilizada no *site* da ANEEL para recebimento das contribuições da sociedade e dos agentes interessados até o dia 2 de março de 2005. A Audiência Pública presencial relativa ao tema foi realizada no dia 10 de março de 2005.

5. Durante o período de consulta pública foram recebidas trinta e oito contribuições de diversos agentes, como grandes consumidores, agentes de comercialização, empresas de geração e concessionárias de distribuição, inclusive aquelas com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano. Na audiência pública

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

presencial, realizada no dia 10 de março de 2005, trinta e nove expositores fizeram suas apresentações. A lista daqueles que apresentaram contribuições encontra-se no Anexo I desta Nota Técnica.

### III – DA ANÁLISE

6. Apesar da grande quantidade de contribuições recebidas, a diversidade das posições apresentadas não seguiu a mesma ordem de grandeza. De modo geral, pôde-se observar uma convergência de opiniões dentro dos grupos. Ou seja, salvo alguns pontos, a maioria das distribuidoras seguiu a contribuição da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADDEE. Da mesma forma, a maior parte dos grandes consumidores apresentou opiniões convergentes com a contribuição da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica – ABRACE. Também houve a participação de representantes de empresas de geração e autoprodução, os quais concentraram comentários no tema encargos tarifários e metodologia para cálculo da TUSD específica para unidades geradoras.

7. As análises apresentadas nesta Nota Técnica referem-se a uma síntese dos principais pontos observados no conjunto de contribuições recebidas.

#### III. A. Componentes TUSD – Fio e TUSD relativa às despesas com Rede Básica:

8. No que diz respeito às componentes da TUSD, a ABRADDEE propôs uma configuração diferente daquela apresentada na minuta de resolução da ANEEL. Basicamente, a Associação propõe que sejam criadas duas componentes fio divididas em: TUSD – Fio A e TUSD – Fio B. A TUSD – Fio B incluiria a remuneração dos ativos necessários para a prestação do serviço e o custo operacional estabelecido no âmbito da revisão tarifária periódica, o que é exatamente a própria TUSD-Fio definida pela ANEEL.

9. A proposta para a concepção de uma componente TUSD-Fio A incluiria os custos com o uso da rede básica ou o uso das instalações de outras concessionárias de distribuição. Também seria considerado nesta componente, conforme proposta da ABRADDEE, o custo de conexão às instalações de transmissão. A exceção dos custos de conexão, a TUSD-Fio A coincide com a componente da TUSD descrita no art. 3º, § 3º da minuta de Resolução:

*“Art. 3º A receita requerida de distribuição da energia elétrica será segregada em função das componentes da TUSD definidas neste artigo*

*...  
§ 3º A componente que corresponde ao uso da rede básica equivale ao montante de encargos de uso da transmissão, obtido pela aplicação da TUST ao mercado de referência de demanda.”*

10. Conceitualmente, a proposta da ABRADDEE e também das distribuidoras ELETROPAULO, CEMIG e ELEKTRO visa agrupar em uma única componente as despesas com a conexão e o transporte da energia até a fronteira de sua área de concessão. Diferentemente, a proposta inicial da ANEEL inclui as despesas com conexão em outra componente, denominada TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição. Tal componente distribui as despesas nela contidas, na proporção dos custos marginais de capacidade por faixa de tensão. Ocorre que, para o custo de conexão, não existe justificativa técnica para se utilizar tal critério de rateio, uma vez que todos os usuários de rede necessitam, igualmente, das conexões da

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

distribuidora localizadas na fronteira da área de concessão<sup>1</sup>. Assim, o custo associado pode ser perfeitamente estabelecido em R\$/kW. Portanto, recomenda-se a aceitação do conceito contido na proposta da ABRADÉE, onde o custo de conexão integra a componente TUSD - Fio A.

11. Ainda com relação ao art. 3º, § 3º da minuta de Resolução, foi recebida contribuição da LIGHT destacando que as despesas com a Rede Básica são calculadas em função do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST, que é a demanda máxima contratada nos pontos de acesso a rede básica. Entretanto, a redação do art. 3º, § 3º da minuta de Resolução afirma que tal despesa é calculada pela aplicação da TUST ao mercado de referência de demanda, que é diferente do MUST contratado, por isso a concessionária teme incorrer em perdas de receita. De fato o procedimento atual da definição dos custos de transmissão é o seguinte:

- (i) identifica-se a despesa total com Rede Básica a qual inclui também a parcela relativa à demanda em contrato inicial, onde se aplica a tarifa selo;
- (ii) aplica-se a TUST ao mercado de referência de demanda;
- (iii) deduz o valor obtido no item (ii) do valor relativo ao item (i); e
- (iv) O valor resultante em (iii) é alocado à Tarifa de Energia - TE <sup>2</sup> e o restante irá compor a componente TUSD relativa ao uso da rede básica.

12. Ao término dos contratos iniciais, não existirá mais a necessidade de aplicação desse procedimento, pois todos os custos identificados em (i) serão calculados pela aplicação da TUST ao MUST, os quais serão integralmente alocados à componente TUSD – Fio A. Nesse sentido, pode-se observar uma falha de clareza na minuta de Resolução porque o prejuízo temido pela LIGHT não ocorreria, como também não ocorre na vigência dos contratos iniciais.

13. Após o término dos contratos iniciais, a parcela da TUSD relativa ao uso da rede básica será obtida, em R\$/kW, conforme a fórmula a seguir:

$$(1) \quad \frac{\sum_i MUST_i \times TUST_i}{MRD_p}$$

onde:

*i* é o ponto de acesso à rede básica;

MUST<sub>*i*</sub> é montante em kW contratado para uso da rede básica no ponto de acesso *i*, no horário de ponta;

---

<sup>1</sup> É reconhecida a existência de perda de potência na transferência dos montantes contratados, onde há conexão, para os níveis de tensão mais baixas. A rigor, o custo com transporte de que trata a TUSD Fio – A deveria ser ponderado pela perda de potência entre os níveis. O Anexo III, descreve esta questão e apresenta o cálculo da TUSD – Fio A quando se consideram as perdas de potência entre os níveis de tensão. Para que as perdas de potência sejam consideradas na ponderação da TUSD Fio-A, faz-se necessário regulamento disciplinando a apuração dessas perdas e o recebimento da informação pela ANEEL. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD está trabalhando nesta questão.

<sup>2</sup> O procedimento de alocação dos custos de transporte da energia entre as componentes TE e TUSD está descrito no parágrafo único do art. 4º da Resolução nº 666, de 2002 que foi replicado na minuta de resolução submetida à Audiência Pública.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

TUST<sub>i</sub> é a tarifa de uso dos sistemas de transmissão em R\$/kW paga pela concessionária de distribuição pelo uso da rede básica no ponto i, no horário de ponta, a qual poderá ser TUST<sub>RB</sub> (TUST Rede Básica) ou TUST<sub>FR</sub> (TUST Fronteira); e

MRD<sub>p</sub> é o mercado de referência da concessionária no horário da ponta.

14. Ocorre que, a TUST paga pela concessionária pelo uso da rede básica tende a ser menor que a TUSD no que diz respeito ao item da Rede Básica. Isto ocorre porque o MUST tem se apresentado maior que o MRD<sub>p</sub> na maior parte das concessionárias. De fato, o MUST representa a demanda máxima solicitada no ponto de acesso, que reflete o soma da potência demandada simultaneamente por diversos consumidores no horário da ponta. Já o MRD<sub>p</sub> indica a demanda de potência em cada nível de tensão no horário da ponta e por isso tende a ser menor que o MUST.

15. A diferença entre a TUST e a TUSD relativa ao item Rede Básica<sup>3</sup> deveria refletir apenas formas distintas de recolhimento dos mesmos valores. Ou seja, enquanto a distribuidora recebe a fatura pelo uso dos sistemas de transmissão com base na demanda máxima no ponto de acesso à Rede Básica, ela recolhe o mesmo valor de seus clientes<sup>4</sup> por meio da aplicação da TUSD à demanda de ponta do seu mercado. Portanto, a igualdade  $(TUST \times MUST) = (TUSD\text{-Rede Básica} \times MRD_p)$  sempre é satisfeita numa situação hipotética sem desvios de previsão do mercado.

16. Portanto, a manifestação da LIGHT, no que diz respeito à componente da TUSD relativa ao uso da Rede Básica, foi importante ao identificar a falta de clareza no texto da resolução, bem como para ressaltar que os valores da TUST e da TUSD relativa à Rede Básica serão diferentes, apesar de relacionados à mesma despesa.

17. Neste contexto, onde a despesa total com o uso da Rede Básica é repassada integralmente às tarifas do consumidor final, pode ocorrer um incentivo a sobrecontratação do MUST. Isto porque as atuais regras de uso da rede estabelecem uma tarifa de três vezes a tarifa nominal para ultrapassagens acima de 5% do montante de demanda contratado. No caso de sobrecontratação, existirá efeito indesejável na modicidade tarifária, além de fornecer o sinal econômico incorreto de expansão da rede. Assim, deverá ser avaliada a implementação de mecanismo que limite o repasse das despesas com o MUST, quando este estiver superdimensionado.

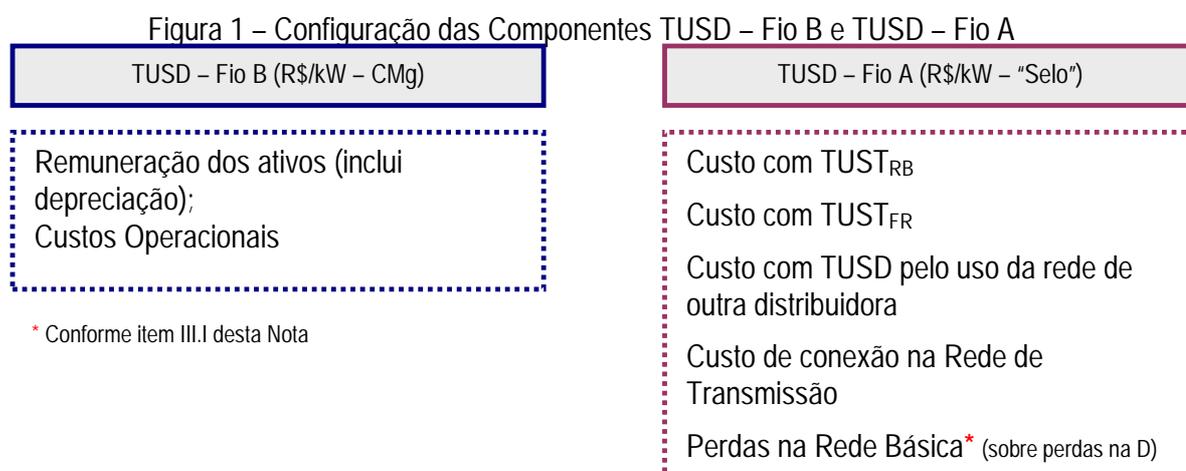
18. Ambas contribuições, da LIGHT e da ABRADÉE, direcionam para a conclusão de se estabelecer uma componente da TUSD (para a qual a ABRADÉE propõe o nome TUSD – Fio A) composta de: custos com TUST<sub>RB</sub>, TUST<sub>FR</sub>, uso do sistema de distribuição de outras concessionárias, custos com a conexão nos sistemas de transmissão. Portanto, após as análises das contribuições mencionadas acima se propõe a seguinte configuração para as componentes TUSD – Fio B e TUSD – Fio A.

---

<sup>3</sup> A TUST e a TUSD-Fio A, especificamente na parcela relativa ao uso da Rede Básica, são tarifas aplicadas sobre montantes diferentes, porém com a finalidade de cobrir os mesmos custos. A primeira diz respeito à despesa da concessionária e a segunda refere-se ao recolhimento junto aos clientes para pagamento da despesa.

<sup>4</sup> Todos os clientes usuários da rede de distribuição, sejam eles consumidores cativos, livres ou unidades geradoras.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)



### III.B. Particularidade dos Consumidores do Subgrupo A1:

19. Convém destacar que a TUSD – Fio B é faturada em R\$/kW estabelecido para cada nível de tensão em função dos custos marginais de capacidade. Com relação à TUSD –Fio A, as tarifas deverão ser estabelecida sob a forma de “selo” em R\$/kW o que significa que os custos globais da componente são divididos pelo mercado de referência de demanda obtendo-se uma tarifa média em R\$/kW (“selo” em kW).

20. Ocorre que para consumidores no nível de tensão de 230 kV, os custos de conexão são individualmente identificados. Adicionalmente, o art. 1º do Decreto nº 4.562/02 estabelece que todos os consumidores do Grupo A deverão celebrar contratos distintos para conexão, uso do sistema e compra de energia. Nesse contexto, não faria sentido aplicar uma tarifa média relativa aos custos de conexão da concessionária para um consumidor conectado em instalação de 230 kV ou maior. Portanto, os consumidores neste nível de tensão deverão ter sistemática diferenciada para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas e conseqüentemente deverão ser excluídos quando do cálculo da TUSD – Fio A para os demais níveis de tensão<sup>5</sup>.

21. De acordo com o princípio de identificar individualmente os custos de uso dos sistemas para o subgrupo A1, as tarifas deverão ser obtidas conforme se dá a relação entre o consumidor e a concessionária de distribuição. Em alguns casos, a característica de serviço de transmissão para o nível de 230 kV elimina o vínculo entre o consumidor e a distribuidora, no que diz respeito ao transporte da energia. Assim, para estes casos, o custo de conexão será calculado exatamente como encargo de conexão à rede básica e a tarifa de uso será a própria TUST e suas componentes<sup>6</sup>.

22. De modo geral, o primeiro passo a ser dado ao se calcular a tarifa de uso dos sistemas de um consumidor do subgrupo A1 é observar qual o vínculo físico deste com a distribuidora. Portanto, caso o

<sup>5</sup> O valor dos ativos de conexão à rede básica, de uso exclusivo de consumidor do subgrupo A1, deverá ser deduzido da Base de Remuneração quando do cálculo das tarifas de outros níveis tarifários. Dessa forma, a remuneração dos ativos deverá ser feita exclusivamente pelo consumidor que faz uso do ativo de conexão.

<sup>6</sup> A componente da TUSD relativa aos encargos do serviço de distribuição não será aplicada aos consumidores do subgrupo A1 que utilizem conexão de propriedade da distribuidora. Por esse motivo, estes consumidores deverão integrar a base de cálculo dos encargos TFSEE, RGR e P&D, porém não deverão compor o cálculo da TUSD-Encargos do Serviço de Distribuição aplicada aos demais consumidores.

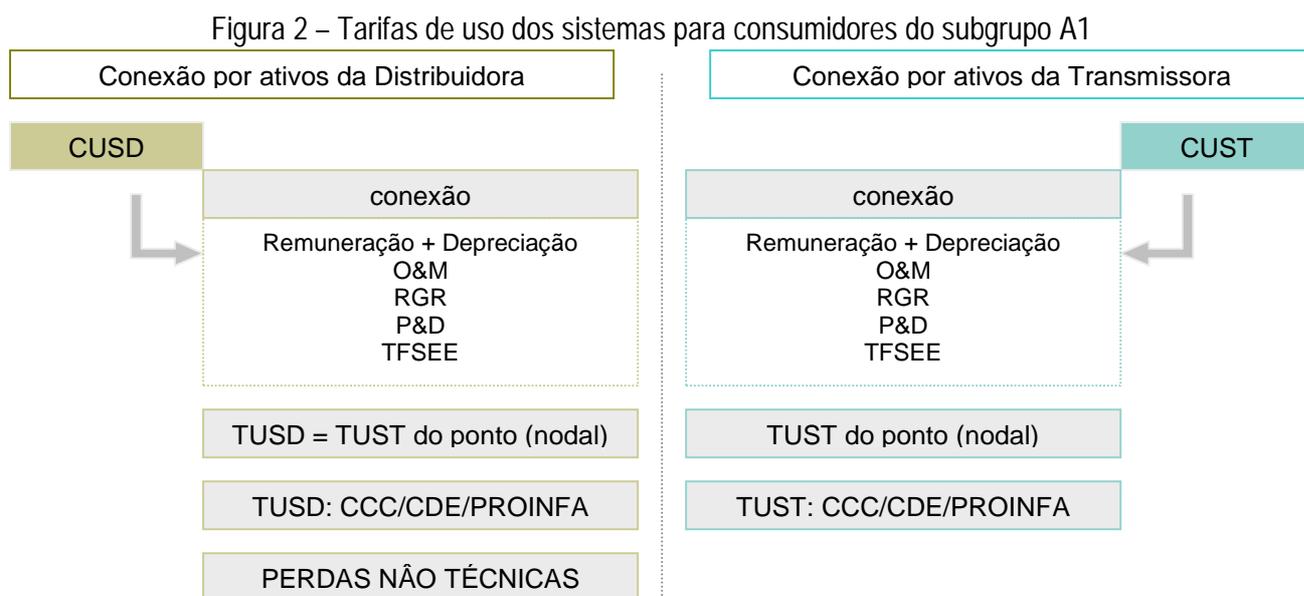
(Fls. 6 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

consumidor se conecte à tensão de 230 kV, por meio de ativos de conexão de propriedade da concessionária de distribuição, a remuneração dos ativos utilizados dar-se-á por meio de um encargo de conexão que também incluirá a depreciação, despesas com operação e manutenção, RGR, P&D e taxa de fiscalização. Todas estas despesas deverão ser calculadas tendo como base o ativo de conexão de uso exclusivo do consumidor.

23. Ressalte-se que nos casos onde o consumidor do subgrupo A1 está conectado aos sistemas, via ativos da distribuidora, esta última deverá contratar junto ao ONS o MUST relativo ao consumidor. Isto significa que a TUSD aplicada pela distribuidora deverá ser igual à TUST do ponto acessado, porque este é o custo do transporte de energia que o consumidor imputa à concessionária.

24. Com relação aos encargos setoriais, o consumidor com conexão via distribuidora estará sujeito à aplicação das componentes TUSD – CCC, TUSD – CDE e TUSD – PROINFA e a concessionária deverá saldar junto à Eletrobrás o valor das respectivas quotas, as quais deverão considerar o mercado do subgrupo A1 que utiliza ativos de conexão da distribuidora. Já para a situação onde a conexão ao nível de tensão de 230 kV é feita por meio de ativos de propriedade de transmissoras, os encargos setoriais serão recolhidos do consumidor pela aplicação das TUST – CCC, TUST – CDE e TUST – PROINFA, sendo que os quotistas serão as próprias empresas de transmissão.

25. Para ambos os casos, as tarifas relativas ao transporte da energia, conexão e encargos setoriais deverão ser idênticas e calculadas sob os mesmos princípios. No entanto, as perdas não técnicas incidentes para todos os consumidores vinculados à distribuidora, não devem ser aplicadas àqueles consumidores cuja despesa com transporte se dá de forma direta na rede básica porque, neste caso, não existe relação comercial<sup>7</sup> entre a distribuidora e o consumidor. A figura 2 ilustra as duas formas de aplicação das tarifas de uso dos sistemas para consumidores do subgrupo A1, dependendo da propriedade dos ativos de conexão utilizados.



<sup>7</sup> Considerando que as perdas não técnicas são inerentes ao negócio de distribuição de energia elétrica e devem compor a tarifa de uso da rede, não é possível que a distribuidora cobre perdas não técnicas de um consumidor para o qual não há prestação de qualquer serviço.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

### III.C. Contribuições sobre a TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição:

26. Com relação à componente TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição, a ABRADDEE propõe as seguintes alterações:

- a) exclusão do Encargo de Conexão, que deverá ser alocado na componente que inclui os custos com Rede Básica (TUSD – Fio A);
- b) exclusão do Encargo do ONS, para o qual propõe a forma de “selo” em R\$/MWh;
- c) exclusão das Perdas Técnicas e Não técnicas, para as quais propõe a forma de “selo” em R\$/MWh;
- d) inclusão de item relativo à compensação pelo desconto de até 50% concedido às fontes alternativas de geração; e
- e) alteração da base para cálculo do P&D e Eficiência Energética, devendo este ser proporcional aos itens: remuneração dos ativos, depreciação, custos operacionais, RGR, TFSEE e compensação do desconto para fontes alternativas de geração.

27. Com relação à proposta original da ANEEL apresentada na AP 47/2004, a ABRADDEE propõe que sejam mantidos apenas os encargos RGR e TFSEE na componente Encargos dos Serviços de Distribuição.

28. Após a análise da nova proposta para a TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição, conclui-se que (na mesma seqüência das alterações descritas):

- a) Deve ser acatada a proposta de inclusão dos encargos de conexão em componente específica para os custos com a Rede Básica e/ou para uso de outros sistemas de distribuição, como já mencionado, tendo em vista não existir justificativa técnica para que tal custo seja distribuído na proporção dos custos marginais de capacidade por faixa de tensão; (Figura 1 acima)
- b) A mesma justificativa se aplica à Contribuição para o ONS. Contudo, não se considera adequada a forma proposta de faturamento deste encargo em R\$/MWh, haja vista a natureza desta despesa relacionada aos serviços de transmissão. Portanto, propõe-se a forma “selo” em R\$/kW, aplicado igualmente para todos os níveis de tensão;
- c) Perdas Técnicas devem permanecer em R\$/kW ponderado pelos custos marginais de expansão, tendo em vista ser este o critério proporciona maior consistência com a ordem de grandeza das perdas nos níveis de tensão. Com relação às perdas não técnicas, propõe-se tratamento distinto. (Veja a justificativa no item III.D desta Nota Técnica)
- d) A compensação pelo desconto concedido a fontes alternativas de geração deverá ser abordada na Resolução (e nesse sentido a contribuição é importante), tornando o processo de cálculo das tarifas mais claro. Contudo, não seria adequado considerar esta compensação como um item de custo da componente de encargos do serviço de distribuição, tendo em vista que, de fato, este não é um custo incorrido na prestação do

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

serviço. O mecanismo de descontos concedidos deverá ser descrito em artigo específico, de modo a tornar clara a configuração do subsídio.

- e) A alteração para a base de cálculo do P&D merece ser considerada. Conforme abordado na Nota Técnica 303/2004–SRE–SRD–SRT/ANEEL tal questão diz respeito ao conceito de receita operacional líquida definida na Resolução ANEEL nº 185, de 2001. Nesse sentido, propõe-se que sejam excluídos da base de cálculo do P&D os encargos setoriais que não são insumos do negócio de distribuição. Para tanto, a Resolução 185/2001 deverá ser alterada.

29. Ainda com relação à componente encargos do serviço de distribuição foram recebidas sugestões sobre a TFSEE, que é um dos itens formadores dessa componente. A TFSEE é calculada com base no conceito de “Benefício Econômico” estabelecido no Decreto nº 2.410/97 que considera o *“produto anual da exploração do serviço de distribuição”*, incluindo todo o faturamento decorrente do acesso ao sistema de distribuição. Na Nota Técnica 303/2004–SRE–SRD–SRT/ANEEL o assunto foi abordado, ressaltando-se que os encargos setoriais como CCC, CDE e PROINFA não deveriam ser tratados como benefício econômico. Entretanto, a proposta da Nota Técnica não está refletida na minuta de resolução submetida à audiência pública. Assim, a AP 47/04 apresentou a TFSEE calculada sobre todas as componentes da TUSD, inclusive sobre a receita relativa aos encargos setoriais.

30. Nesse sentido, dois tipos de contribuição foram recebidos. O primeiro concorda com a abordagem sobre a TFSEE na Nota Técnica 303/2004 e solicita que a resolução seja ajustada para incorporar tal abordagem<sup>8</sup>. O segundo tipo de contribuição alega que o benefício econômico dá-se exclusivamente sobre a componente TUSD – Fio B, tendo em vista que as demais são formadas apenas por itens conhecidos como *“pass through”*. Ou seja, a despesa é repassada integralmente para as tarifas aplicadas ao usuário do serviço sem qualquer adicional. Por esse motivo, alega-se que apenas a componente TUSD – Fio B pode ser tratada como benefício econômico, pois é a única componente que inclui remuneração para o investidor.

31. Conclui-se, que nos termos do Decreto nº 2.410/97, o conceito de produto anual do serviço de distribuição não deverá contemplar as receitas relativas ao faturamento dos encargos setoriais CCC, CDE e PROINFA, tendo em vista que tais encargos não estão relacionados ao serviço de distribuição. Portanto, a contribuição para que se implemente o disposto na Nota Técnica 303/2004 deverá ser acatada.

32. Destaque-se que dentre os itens formadores da TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição, a Contribuição para o ONS deverá ser o único item que não será ponderado pelos custos marginais de expansão dos níveis de tensão, sendo calculado sob a forma “selo” em kW, dado que tal encargo não guarda relação com o nível de tensão.

---

<sup>8</sup> Nota Técnica 303/2004 propõe que no cálculo do benefício econômico sejam desconsideradas as receitas com o faturamento de encargos setoriais (CCC, CDE e PRONINFA).

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

### III. D. Critério de rateio das perdas não técnicas:

33. Com relação às perdas técnicas e não técnicas, as opiniões apresentadas na audiência pública se resumem nas seguintes, conforme tabela 1:

Tabela 1 – Síntese das propostas de tratamento das perdas elétricas no cálculo das tarifas.

Alocação:	Forma:	Ponto de Vista de:
Perdas não técnicas na TE Perdas Técnicas por nível de tensão	R\$/MWh, exclusivo do consumidor cativo.	Produtores de energia e grandes consumidores.
Perdas Técnicas e não técnicas na TUSD	R\$/MWh, para consumidores cativos e livres usuários da rede.	Concessionárias de Distribuição
Perdas Técnicas e não técnicas na TUSD	R\$/kW, diferenciado por nível de tensão.	Grandes consumidores entendem que caso seja mantida a cobrança na TUSD, esta seria a melhor forma de rateio das perdas.

34. Observa-se nas contribuições que não existe uma sugestão amparada em critério técnico para o rateio das perdas não técnicas. Inclusive, a própria proposta da ANEEL para rateio dessas perdas, foi apontada pela CPFL como sem fundamento metodológico. No entanto, quando se trata o “furto de energia”, os argumentos fogem aos aspectos técnicos e se concentram no critério da justiça e legalidade.

35. Por um lado, é consenso técnico que as perdas no sistema de distribuição ocorrem de forma diferenciada por nível de tensão. Portanto, quanto maior o nível de tensão, menor as perdas elétricas no transporte da energia e por esse motivo o pleito para definição das perdas técnicas sob a forma selo, em R\$/MWh não guarda coerência com o que de fato ocorre. De outro lado, o furto da energia não obedece nenhuma regra específica, e é por esse motivo que a discussão acerca da forma de rateio das perdas não técnicas se concentra no critério de justiça. O desafio, então, é resolver o problema: Qual a forma mais justa de compensar algo injusto?

36. Já o conceito de justiça é assumido pelos diferentes grupos de agentes de forma distinta. Como ilustrado na tabela 1, os produtores de energia, assim como os grandes consumidores alegam que o furto de energia é um problema de gestão das concessionárias de distribuição. Por esse motivo, não consideram “justo” que má gestão da concessionária seja “premiada” pelo reconhecimento desta perda nas tarifas.

37. Sobre o ponto de vista das concessionárias de distribuição, existe um aspecto sócio econômico dentro das áreas de concessão que não podem ser administrados pela distribuidora. Por isso, afirmam que o “justo” seria que todos os consumidores da concessão, livres e cativos, contribuíssem. Adicionalmente, a ABRADÉE entende que a forma mais adequada de dividir o prejuízo é aquela onde cada consumidor contribui na proporção daquilo que consome, o que seria o equivalente a uma taxa social<sup>9</sup>. Sob essa ótica, os consumidores de todos os níveis de tensão deveriam contribuir, inclusive àqueles conectados

<sup>9</sup> Veja Textos para Discussão, no *link* Educação do *site* da ANEEL, <http://www.aneel.gov.br>. Convergência Tarifária: remédio regulatório para o livre acesso.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

diretamente às instalações da rede básica, porque o critério de justiça aqui considerado não guarda relação com a rede da concessionária, mas sim com a região geográfica em que se localiza a concessão.

38. Entretanto, os dados sobre o volume de perdas não técnicas mostram que este não é um problema exclusivamente socioeconômico. Ou seja, não é possível afirmar que quanto mais pobre determinada região, maior o nível de furto da energia (Gráficos 1 e 2). Neste contexto, também devem ser abordados outros dois pontos determinantes no volume de perdas não técnicas; o primeiro é o aspecto cultural e o segundo o aspecto construtivo das redes. Assim, conclui-se que, reconhecidas certas restrições, é possível para a concessionária realizar ações para redução dessas perdas.

Gráfico 1 – PIB per capita por Unidade de Federação, ano 2000.

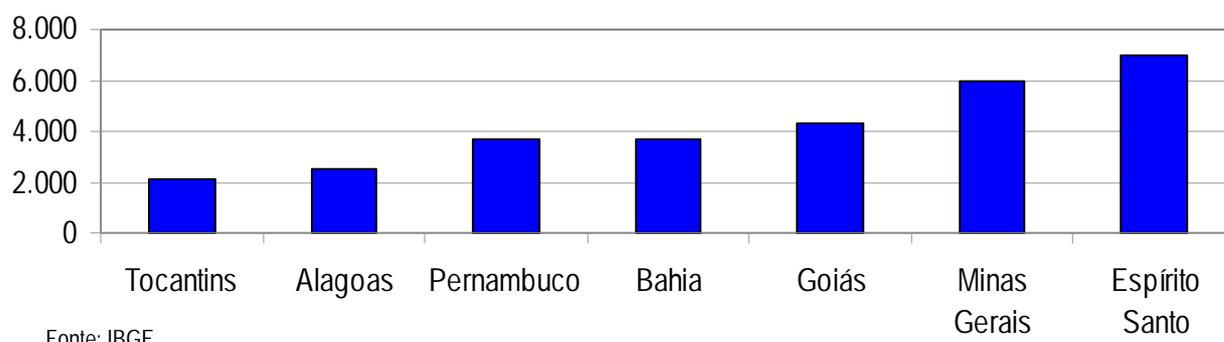
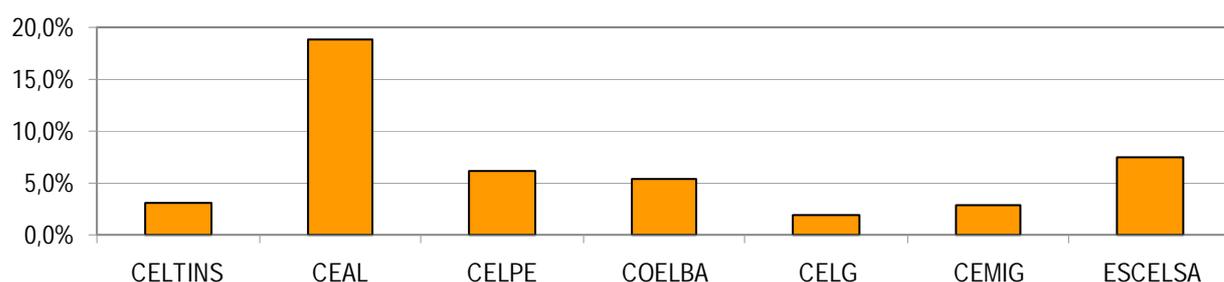


Gráfico 2 – Percentual de Perdas não técnicas considerado no processo de Revisão Tarifária Periódica



39. Uma outra hipótese seria tratar as perdas não técnicas como um risco inerente ao negócio de distribuição (hipótese que exclui os consumidores da Rede Básica). Nesse sentido, tal risco deveria ser medido e considerado na definição do Weight Average Cost of Capital – WACC, que é usado para definir a remuneração do investimento no negócio. Tal processo implicaria um WACC diferenciado por área de concessão, de modo a capturar os aspectos regionais das perdas não técnicas. Conseqüentemente, ao se aplicar o valor resultante do WACC à base de remuneração, o investidor estaria recebendo um prêmio para absorver o risco das perdas comerciais. Essa abordagem incluiria as perdas não técnicas na TUSD – Fio B, que é a componente que contempla a remuneração do investimento. Portanto, sabendo-se que a TUSD –

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

Fio B é diferenciada por nível de tensão, as perdas não técnicas tratadas como risco do negócio também seriam diferenciadas por nível de tensão.

40. Ocorre que os efeitos dessa abordagem se tornam incompatíveis com a ótica da modicidade tarifária, haja vista que o valor monetário equivalente às perdas não técnicas seria convertido em risco que, por sua vez seria convertido em um dado percentual de remuneração do investimento. Nessa cadeia, esse valor incidiria sobre a base de remuneração, sendo que sobre a remuneração resultante deveriam ser contabilizados os tributos sobre a renda. Nesse ponto, observa-se então que o prejuízo original relativo às perdas não técnicas estaria majorado e os efeitos para o consumidor estariam distantes do que realmente tais perdas representam<sup>10</sup>.

41. Sob o ponto de vista do regulador um outro enfoque seria o de decidir pela alternativa que se enquadre melhor no conceito “justiça distributiva”. A justiça distributiva pode ser definida como aquela que os bens e encargos são repartidos conforme méritos e a capacidade de cada um. Ainda, conforme Vermeersch<sup>11</sup> *“a justiça distributiva tem por objeto, diretamente, a repartição dos bens sociais. E, só indiretamente, a dos encargos. Ela distribui os encargos, enquanto essa repartição é, de certa forma, um bem para os membros da comunidade”*.

42. Nesse sentido, foram simuladas duas alternativas de rateio das perdas não técnicas entre os consumidores da rede de distribuição de determinada concessionárias. O objetivo é identificar a capacidade contributiva de cada nível de tensão na recuperação da receita requerida da concessionária. A primeira considera as perdas não técnicas sob a forma selo em R\$/MWh e a segunda inclui as perdas em R\$/kW ponderado pelos custos marginais de capacidade de cada nível de tensão. Em seguida, foi observado como a concessionária recupera o custo relativo às perdas não técnicas, em proporção aos custos totais para cada classe de consumidor. Para tal análise, o seguinte procedimento foi aplicado:

- (i) definem-se as tarifas resultantes para cada uma das formas de rateio;
- (ii) aplicam-se as tarifas da TUSD e TE ao mercado agrupado por classe de consumo;
- (iii) obtém-se a receita total que a concessionária recupera em cada nível de tensão; e
- (iv) calcula-se qual a parcela da receita recuperada em cada nível correspondente às perdas não técnicas, chegando aos percentuais que representam a contribuição de cada classe de consumidores no pagamento das perdas não técnicas.

43. O procedimento descrito foi aplicado para LIGHT, AMPLA e ELETROPAULO<sup>12</sup>. As duas primeiras apresentam o nível de perdas não técnicas bastante significativo. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 2 abaixo.

---

<sup>10</sup> De fato, o valor do MWh furtado custa para a concessionária o valor da energia comprada para atendimento do mercado.

<sup>11</sup> Vermeersch, Cuestiones acerca de la justicia, n. 58, p. 91

<sup>12</sup> Veja a simulação para outras empresas no Anexo II

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

Tabela 2 – Percentual de perdas não técnicas na receita do nível de tensão

LIGHT			AMPLA			ELETROPAULO		
Nível	R\$/MWh	R\$/kW Cmg	Nível	R\$/MWh	R\$/kW Cmg	Nível	R\$/MWh	R\$/kW Cmg
A1			A1			A1		
A2	15,30%	3,75%	A2	10,78%	1,87%	A2	3,62%	0,92%
A3			A3	7,45%	3,93%	A3		
A3a	5,41%	5,07%	A3a	6,12%	3,19%	A3a	2,58%	1,25%
A4	5,23%	7,41%	A4	4,51%	3,95%	A4	2,00%	2,17%
BT	6,11%	8,62%	BT	4,04%	5,52%	BT	2,04%	2,67%
<b>Desv. Pad</b>	<b>4,87%</b>	<b>2,21%</b>	<b>Desv. Pad</b>	<b>2,71%</b>	<b>1,33%</b>	<b>Desv. Pad</b>	<b>0,76%</b>	<b>0,81%</b>

44. Quando se distribui as perdas não técnicas na proporção do consumo, observa-se que os níveis de tensão mais altos participam mais no pagamento destas perdas do que os consumidores nas tensões mais baixas. Isto ocorre porque o consumo da energia é significativamente mais representativo na “despesa total” de um consumidor da alta tensão do que na despesa de um consumidor da baixa tensão.

45. Se a concessionária tem uma perda de receita com as perdas comerciais e essa perda representa, no caso da LIGHT por exemplo, 8% da receita requerida da concessionária, então o mais justo<sup>13</sup> seria que cada consumidor contribuísse com 8% com relação a sua despesa total de energia. Assim, sob esta ótica, o melhor critério seria aquele que apresenta o menor desvio padrão dos percentuais de participação das perdas não técnicas na despesa total de cada nível.

46. Considerando a premissa do menor desvio padrão, o resultado das simulações sugere que não se considere o critério de rateio em R\$/MWh, dado que este se apresenta como o mais “desigual” em duas das três simulações realizadas, sendo que nestas duas, LIGHT e AMPLA as perdas não técnicas são mais representativas. De fato, o total de perdas não técnicas que determinado consumidor paga não está relacionado com a quantidade de energia consumida ou com a potência que este consumidor demanda do sistema. Na realidade, quando se fatura as perdas não técnicas em função do consumo este é apenas um critério para socializar um prejuízo da concessionária.

47. Assim, é possível desvincular as perdas comerciais do consumo ou da potência e estabelecer um vínculo com o custo, em reais, que cada consumidor possui ao pagar a conta de energia. Nesse sentido, aplicar o conceito de “justiça” significa que a tarifa correta seria aquela que resultasse em desvio padrão nulo. Dessa forma, em cada nível de tensão, o percentual das perdas não técnicas em relação à receita do nível seria o mesmo percentual global de perdas não técnicas na receita total da concessionária (considera-se a receita relativa à aplicação de todas as componentes da TUSD).

48. O desvio padrão nulo pode ser obtido adicionando-se em cada componente da TUSD o percentual global de perdas não técnicas da concessionária, devendo este percentual ser calculado em relação à receita total obtida pela aplicação da TUSD. A formulação para essa proposta pode ser expressa conforme:

<sup>13</sup> Nesse ponto, assume-se a premissa de que todos os consumidores da distribuidora deverão contribuir e o “justo” é o critério em que todos participam por igual em relação ao total faturado.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

$$(2) P_p = \frac{D_p}{RT_{TUSD}}$$

$$(3) TUSD\_FINAL_i = TUSD_i \times (1 + P_p)$$

onde:

$P_p$  é o percentual global de perdas não técnicas da concessionária em relação à receita de uso dos sistemas de distribuição;

$D_p$  é a despesa, em R\$, relativa às perdas não técnicas reconhecidas para a concessionária;

$RT_{TUSD}$  é a receita obtida pela aplicação das componentes da TUSD, ao mercado de referência de energia e demanda, excluindo-se as perdas comerciais;

$i$  é a componente da TUSD;

$TUSD\_FINAL_i$  é a componente "i" da TUSD incluindo a parcela de perdas não técnicas;

$TUSD_i$  é a componente "i" da TUSD sem considerar as perdas não técnicas.

49. Portanto, essa proposta é adequada para alocação das perdas não técnicas, tendo em vista que distribui a receita requerida relativa às perdas não técnicas de forma igualitária entre os níveis de tensão. A simulação da proposta está apresentada na tabela 3, onde é possível comparar as três formas de rateio das perdas não técnicas para o caso da LIGHT.

Tabela 3 – Recuperação da receita de perdas não técnicas, comparativo entre três formas de rateio.

LIGHT			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1			
A2	14,63%	2,85%	7,62%
A3			
A3a	9,82%	5,84%	7,62%
A4	8,32%	8,90%	7,62%
BT	6,01%	8,60%	7,62%
<b>Desv. Pad</b>	<b>3,64%</b>	<b>2,82%</b>	<b>0,00%</b>

50. Ressalte-se porém, que os valores associados a cada componente da TUSD, a título de perdas não técnicas, deverão ser destacados no momento da publicação das tarifas, garantido assim a transparência nos processos tarifários. Estes valores serão então apresentados em R\$/kW e em R\$/MWh, de acordo com a componente a que estiverem associados. Dessa forma, a tarifa de perdas não técnicas, associada à componente "i",  $TP_i$ , será obtida conforme:

$$(4) TP_i = TUSD_i \times P_p$$

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

51. As tarifas relativas às perdas não técnicas da concessionária deverão ser agregadas em duas componentes, sendo uma relativa aos valores faturados em R\$/MWh,  $E\_TP_i$ , e outra relacionada aos valores em R\$/kW,  $D\_TP_i$ , conforme:

$$(5) \quad E\_TP_i = \sum_i TP_i \text{ para todo componente } i \text{ faturado em R\$/MWh; e}$$

$$(6) \quad D\_TP_i = \sum_i TP_i \text{ para todo componente } i \text{ faturado em R\$/kW.}$$

52. Com relação ao cálculo das Tarifas de Perdas não técnicas para os consumidores do subgrupo A1 (quando conectados por ativos da concessionária de distribuição), deverá ser observada a receita da concessionária relativa ao encargo de conexão, conforme:

$$(7) \quad TP_{conex\tilde{a}o\_A1} = \frac{EC_{A1}}{D_{A1}} \times P_{PC}$$

onde:

$TP_{conex\tilde{a}o\_A1}$  é a tarifa de perdas não técnicas relativa à receita da concessionária com o encargo de conexão do consumidor do subgrupo A1;

$EC_{A1}$  é o valor do encargo de conexão anual, em R\$, do consumidor A1 conectado em ativos da concessionária de distribuição; e

$D_{A1}$  é a demanda contratada, em MW, pelo consumidor do subgrupo A1 junto à concessionária de distribuição

53. Com relação às demais componentes da TUSD aplicada aos consumidores do subgrupo A1, as perdas não técnicas associadas serão estabelecidas nos termos das fórmulas de (2) a (4), sendo as tarifas finais agregadas conforme as fórmulas (5) e (6).

### III. E. Configuração Final da TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição:

54. Finalmente, a componente TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição, após a análise das contribuições recebidas, deverá ser composta dos seguintes itens: RGR, P&D e Eficiência Energética (proporcional aos itens da TUSD – Fio A e TUSD – Fio B e também a RGR, Perdas Técnicas, Perdas não técnicas, Contribuição para o ONS e TFSEE) e TFSEE (proporcional à todas as componentes da TUSD, incluídas as perdas não técnicas, excetuando-se aquelas referentes à CCC, CDE, PROINFA e TUSD–FIO A<sup>14</sup>).

55. As perdas técnicas, que na proposta submetida à AP 47/04 integravam a componente dos Encargos do Serviço de Distribuição, deverão ser tratadas em uma componente exclusiva. Essa medida

---

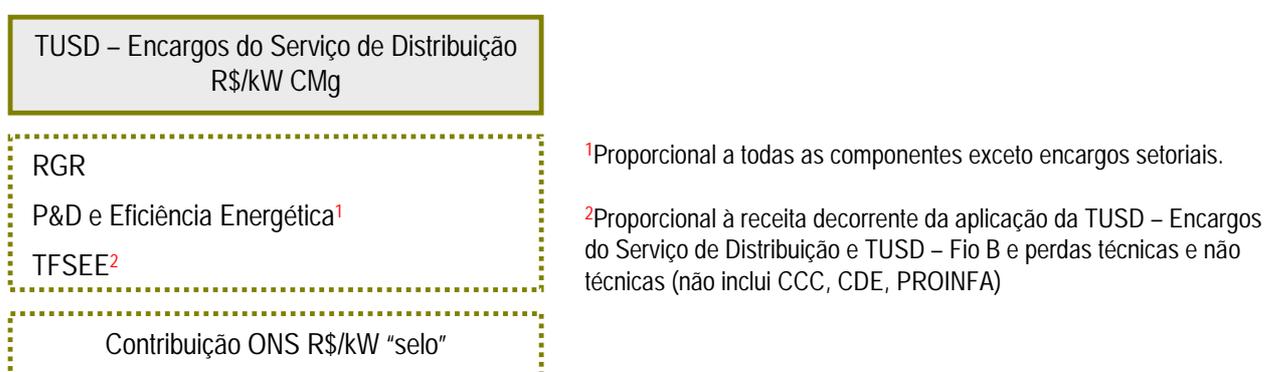
<sup>14</sup> No cálculo do benefício econômico são excluídas as despesas com transporte, por esse motivo a TUSD – Fio A não é considerada no cálculo da TFSEE

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

garante que a componente TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição seja composta unicamente por encargos setoriais das distribuidoras (RGR, P&D, TFSEE e Contribuição para o ONS).

56. De modo geral, a TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição será calculada em R\$/kW ponderado pelos custos marginais de capacidade por faixa de tensão e será aplicada a todos os usuários da rede de distribuição, excetuando outras distribuidoras, por motivos descritos no item III.K desta Nota Técnica. Também os consumidores do subgrupo A1 terão tratamento distinto, no que tange ao faturamento dos encargos, devido às particularidades descritas no item III.B. A figura 3 ilustra a configuração final dessa componente:

Figura 3 – Configuração da TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição



### III. F. Encargos Setoriais na TUSD

57. A última componente proposta pela ABRADDEE (e também pelas distribuidoras que participaram individualmente na Audiência Pública) diz respeito aos encargos setoriais. A associação das distribuidoras propõe que uma única componente, a ser faturada em R\$/MWh, agregue os seguintes itens: CCC dos sistemas interligados, CCC dos sistemas isolados, PROINFA, todos os custos associados à ITAIPU (inclusive o custo com a aquisição da energia). Também estariam incluídas nesta componente as despesas com Encargos de Serviços do Sistema - ESS, a contribuição para o ONS e P&D calculado na proporção dos demais itens formadores da componente. Esta componente seria denominada TUSD – Encargos do Consumo.

58. A proposta das concessionárias de distribuição não prevê uma única tarifa, com faturamento diferenciado para o consumo de autoprodutores ou produtores independentes, no caso da CCC dos sistemas isolados e da CDE, por exemplo. De fato, a proposta da Associação é de que a ANEEL publique uma TUSD – Encargos do Consumo para cada tipo de usuário da rede. Assim, de acordo com o usuário a componente consideraria determinados itens ou não. Por exemplo, a TUSD – Encargos do Consumo aplicada à outras concessionárias de distribuição seria formada somente por perdas técnicas segundo a ABRADDEE.

59. Em síntese, a ABRADDEE propõe as seguintes alterações em relação à minuta da resolução disponível na Audiência Pública:

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

- a) define os itens formadores da componente de acordo com o tipo de usuário da rede (cativo, baixa renda, consumidor do sistema isolado, consumidor livre com autoprodução ou produção independente de energia e concessionárias de distribuição);
- b) prevê tarifa diferenciada não incluindo a CCC dos sistemas isolados e CDE, para faturamento da unidade consumidora de autprodutor e produtor independente;
- c) Inclui todos os custos relativos à ITAIPU como encargos do consumo (traz os custos que atualmente compõem a tarifa exclusiva do cativo para a TUSD);
- d) Propõem que as perdas técnicas e não técnicas sejam consideradas como encargo de consumo, sem que haja diferenciação por nível de tensão, mesmo no caso das perdas técnicas;
- e) Mantém como responsabilidade das distribuidoras o pagamento do ESS dos consumidores livres de sua área, para posterior recuperação deste custo, inclusive com os efeitos da CVA;
- f) P&D e Eficiência Energética proporcional a todos os itens formadores da componente, inclusive CCC, CDE e PROINFA.

60. A princípio, a proposta de agregar todos os itens mencionados em uma única componente foge a premissa da transparência adotada pela ANEEL. Contudo, as mudanças propostas foram avaliadas ponto a ponto conforme:

- a) Justifica-se diferenciação para consumidores em nível de tensão de 230 kV, para unidades geradoras e para concessionárias de distribuição. Para estas, as componentes devem ser formadas excluindo-se alguns itens do conjunto original (como as perdas não técnicas, no caso da TUSD para concessionárias de distribuição, por exemplo). Os demais consumidores são diferenciados devido à existência de subsídio.
- b) A forma de cálculo diferenciada das tarifas de CCC e CDE não captura precisamente o real montante de autoatendimento. Também, não é compatível com a natureza da CCC e CDE que devem apresentar valores idênticos, em R\$/MWh, para todos os consumidores. Isso levaria a percepção de que a CCC-isolados, por exemplo, é mais barata para um consumidor que tem autoprodução. Na verdade a isenção se dá na parcela autoatendida e não no custo do encargo. Portanto, a ANEEL mantém o mecanismo original em que as tarifas de cada encargo devem ter um valor único para todos os consumidores. A diferença deve estar na parcela de energia a que esta tarifa se aplica.
- c) Não existe respaldo legal para atribuir os custos de ITAIPU aos consumidores livres. A legislação a respeito é clara quando define os quotistas e o critério de rateio. Um outro aspecto que impede a aceitação dessa proposta é o conceito de consumidor livre. Segundo a Lei nº 9.074/95 o consumidor livre é aquele que poderá optar pela compra de energia de outro concessionário ou autorizado, que não a distribuidora local. Assim, a inclusão de ITAIPU na tarifa fio para consumidores livres, implicaria compra compulsória para estes

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

consumidores. A questão de ITAIPU é abordada com mais detalhes no item III.G desta Nota Técnica.

- d) A questão das perdas não técnicas já foi abordada no item III. D. Com relação as perdas técnicas, a respectiva despesa deverá ser alocada nas tarifas de forma ponderada pelo custo marginal de expansão de cada faixa de tensão, tendo em vista que este critério é o que melhor reflete as real perda elétrica nos níveis.
- e) Não existe motivação para que as concessionárias de distribuição sejam as únicas responsáveis pelo pagamento do ESS no âmbito da CCEE. Conforme Decreto nº 5.177/2004, os consumidores livres são agentes de participação obrigatória na CCEE, não havendo razão para que se estabeleça regra de contabilização diferenciada. Adicionalmente, a proposta das distribuidoras onera desnecessariamente as tarifas<sup>15</sup>, porque cria a necessidade de CVA para um encargo que pode ser pago mensalmente pelos próprios consumidores livres na CCEE.
- f) A Nota Técnica 303/2004–SRE–SRD–SRT/ANEEL trata do conceito de receita operacional líquida definida na Resolução ANEEL nº 185, de 2001. Conforme apresentado na mencionada Nota, propõe-se que sejam excluídos da base de cálculo do P&D os encargos setoriais que não são insumos do negócio de distribuição. Nesse sentido, não se considera insumo a receita arrecadada a título de CCC, CDE e PROINFA (diferentemente da posição da ABRADDEE). Para tanto, a Resolução 185/2001 deverá ser alterada de forma a contemplar a proposta da Nota Técnica 303 da ANEEL.

61. Além de defender o faturamento em R\$/MWh dos encargos setoriais, custos de ITAIPU, ESS e contribuição para o ONS, as distribuidoras argumentam que caso estes itens não sejam agrupados em uma única componente, aumentaria muito, e de uma só vez, a complexidade das faturas de energia elétrica. Nesse ponto, observa-se que a preocupação das distribuidoras está relacionada à forma de apresentação das faturas. Entretanto, a forma de cálculo das tarifas deve ser pautada em princípios diferentes daqueles considerados na definição do formato de publicação das mesmas pela ANEEL.

62. Portanto, trata-se de um mal entendido quando a ABRADDEE infere que todas as componentes da TUSD, publicadas de forma “aberta” deverão estar explícitas nas faturas para o usuário final. A Agência está ciente de que o consumidor final tem objetivos distintos da concessionária, no que diz respeito à informação sobre os custos formadores das tarifas. Nesse sentido, a minuta de Resolução propôs, nos arts 20 e 21, que a ANEEL irá estabelecer regulamentação específica sobre como deverá ser a informação nas faturas dos consumidores. Sendo assim, o argumento para que se crie uma única TUSD – Encargos do Consumo, dada a complexidade das faturas não deverá ser aceito no contexto da AP 047/2004.

63. Ainda sobre as informações na fatura do consumidor final, a preocupação das concessionárias de distribuição foi avaliada, quando se concluiu que a própria Resolução resultante da AP 047/2004 poderá disciplinar a questão. Assim, as componentes a TUSD e a TE deverão ser agrupadas na fatura ao consumidor final, de modo que sejam identificados cinco conjuntos de despesas, como forma de se obter a transparência desejada. A composição destes conjuntos está abordada no item III.N

---

<sup>15</sup> Contra a modicidade tarifária

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

### III. G. ITAIPU na Tarifa de Energia – TE

64. Um dos pontos mais divergentes sobre a formação da tarifa de energia - TE foi a proposta de inclusão dos custos relativos ao transporte da energia de ITAIPU na TE. Originalmente, os demais custos relacionados à ITAIPU já estão compondo a tarifa exclusiva do consumidor cativo. A motivação para que a ANEEL propusesse tal mudança é o fato de o consumidor livre não adquirir a energia de ITAIPU e, portanto, não existe motivo para que estes consumidores paguem pelo transporte da energia que optaram por não comprar.

65. A iniciativa da ANEEL foi elogiada pelos grandes consumidores e por empresas de geração, enquanto as concessionárias de distribuição criticaram a proposta. De um lado, os grandes consumidores concordam com a teoria da ANEEL sobre a alocação dos custos de ITAIPU na tarifa exclusiva do consumidor cativo. Por outro lado, a ABRADÉE argumenta que:

*"No nosso entendimento, a exemplo do PROINFA, a aquisição compulsória da energia de ITAIPU se constitui em um encargo imposto às distribuidoras e, portanto, deve ser repartido entre todos os consumidores, livres ou cativos. Logicamente que o bônus (energia vinculada à potência de Itaipu) correspondente a esse ônus (pagamento compulsório, na forma de um encargo, da totalidade dos serviços de Itaipu) também deverá ser repartido entre todos os consumidores."*

66. Por esse motivo, as concessionárias propõem que todos os custos relativos à ITAIPU sejam considerados na TUSD, sob a forma selo R\$/MWh (na sugerida TUSD – Encargos do Consumo). Ressalte-se que a legislação do PROINFA é extremamente clara quanto à destinação das quotas e forma de rateio, conforme estabelece o art 3º, inciso I alínea "c" da Lei 10.438, de 2002:

*"Art. 3º...*

*I*

*c) o valor pago pela energia elétrica adquirida na forma deste inciso I, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela ELETROBRÁS na contratação, serão rateados, após prévia exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80kWh/mês, entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado" (grifo nosso).*

67. No caso de ITAIPU, a Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, trata, em seu art. 3º, dos serviços de eletricidade de ITAIPU a serem adquiridos pelas concessionárias do Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil proporcionalmente às quotas que lhes forem destinadas pelo Poder Concedente.

*"Art 3º A totalidade dos serviços de eletricidade da ITAIPU... será utilizado pelas empresas concessionárias, nas cotas que lhes forem destinadas pelo Poder Concedente."*

68. Adicionalmente, o Decreto nº 5.287, de 24 de novembro de 2004 incluiu o parágrafo único no art 8º do Decreto nº 4.550, de 27 de dezembro de 2002, que passou a vigorar com a seguinte redação:

*"Art. 8º...*

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

*Parágrafo único. Atendendo ao disposto no art. 3º da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, as cotas da energia elétrica constantes do compromisso de repasse pela ELETROBRÁS serão distribuídas entre os concessionários de distribuição de energia elétrica, cabendo à ANEEL estabelecer a regulamentação necessária, observado o parágrafo único do art. 9º da citada Lei.” (grifo nosso)*

69. Ao se comparar determinações legais para a distribuição da energia do PROINFA e da energia de ITAIPU, observa-se que a primeira é claramente destinada a todos os consumidores do sistema interligado nacional, enquanto a segunda destina-se exclusivamente para as concessionárias de distribuição. Ressalte-se, também, que o art. 9º da Lei nº 5.899/73, estabelece a diretriz sobre o critério a ser considerado no rateio das quotas de ITAIPU, conforme:

*“Art 9º A potência contratada com FURNAS e ELETROSUL pelas empresas concessionárias mencionadas nos artigos 7º e 8º será rateada, na proporção da energia por elas vendida no ano anterior aquele em que serão celebrados os contratos, a seus consumidores finais e a empresas concessionárias que não as mencionadas nos citados artigos” (grifo nosso)*

70. Assim, os regulamentos expedidos pela agência, pautados no princípio da legalidade, não poderão destinar quotas de ITAIPU para outros agentes que não sejam concessionárias de distribuição. Mesmo assumindo a hipótese que quotas poderiam ser repassadas pelas distribuidoras aos consumidores livres das respectivas áreas de concessão, este procedimento não guardaria coerência com o critério de rateio estabelecido no art 9º da Lei. Isto porque, a Lei é clara quando define que o rateio deve ser feito na **proporção da energia vendida** e, quando se trata de consumidor livre, não existe venda energia pela concessionária local.

71. Existe ainda, o custo relativo ao transporte da potência de ITAIPU, que por sua natureza levaria a imediata associação à TUSD. Entretanto, o tal custo tem característica de conexão, pois diz respeito aos circuitos ITAIPU – Ivaiporã e ITAIPU – Ibiúna, os quais são de atendimento exclusivo da usina. O § 1º, art. 14 do Decreto – Lei nº 2.432, de 17 de maio de 1988, define que a tarifa relativa ao transporte da potência de ITAIPU destina-se à *“cobrir os encargos de remuneração de investimento e despesas operacionais relativos ao sistema-tronco de transmissão e transformação de energia elétrica em extra-alta tensão...diretamente associado à ITAIPU”*. Nesse sentido, os custos de conexão devem ser tratados como um componente de custo da energia produzida pela usina.

72. Tal interpretação, sobre o custo de conexão de uma dada usina é estabelecida de forma clara na Lei nº 10.848/04, quando se refere às diretrizes para a contratação regulada. O § 9º do art 2º da mencionada Lei estabelece, *in verbis*:

*“§ 9o No processo de licitação pública de geração, as instalações de transmissão de uso exclusivo das usinas a serem licitadas devem ser consideradas como parte dos projetos de geração, não podendo os seus custos serem cobertos pela tarifa de transmissão.”*

73. Portanto, entende-se que a forma mais adequada para tratamento dos custos de ITAIPU, inclusive o de transporte, é a alocação destes na tarifa de energia – TE, dado que tal tarifa é exclusiva dos consumidores cativos. Dessa forma, fica mantida a proposta original submetida à AP 047/2004.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

74. Cabe ainda uma observação sobre os efeitos econômicos, caso o Governo decida pela emissão de comando superveniente ao atual critério de definição das quotas de ITAIPU (art. 9º da Lei nº 5.899/73), permitindo que as quotas fossem direcionadas aos consumidores livres na proporção do consumo, o efeito econômico de tal medida seria preocupante por causa dos seguintes aspectos:

(v) a princípio, criar a obrigação para um consumidor livre adquirir energia de uma usina específica é conflitante com o modelo de comercialização vigente<sup>16</sup>;

(vi) a imposição de compra da energia de ITAIPU possivelmente deslocaria outras aquisições de energia com preços mais módicos, prejudicando a competitividade de determinados segmentos industriais, principalmente aqueles em que a energia elétrica é um dos principais insumos;

(vii) a exclusão dos consumidores livres do nordeste acentua as diferenças regionais relativas ao preço da energia podendo alterar a forma do desenvolvimento econômico do país sem que esse seja exatamente o sinal econômico desejado.

75. Nesse sentido, avaliou-se a hipótese em que se estabeleça política de governo no sentido de destinar a energia de ITAIPU, bem como os custos correspondentes, para todos os consumidores cativos e livres, inclusive aqueles da região Nordeste. O efeito tarifário para esta hipótese foi simulado, onde se verificou impacto bastante significativo. A tabela 4 a seguir apresenta os resultados obtidos na referida simulação.

Tabela 4 – Simulação do efeito tarifário nas distribuidoras do NE caso sejam quotistas de ITAIPU

Concessionárias	Impacto Tarifário - NE		Sobras R\$/MWh
	Dólar 2,47	Dólar 3,00	
CELTINS	0,84%	2,31%	74,61
CEAL	2,57%	4,50%	63,51
CELB	3,18%	6,03%	67,33
CELPE	-1,05%	0,98%	95,86
CEPISA	2,11%	3,88%	65,94
COELBA	-2,54%	-0,15%	102,89
COELCE	2,35%	4,88%	70,56
COSERN	3,86%	6,84%	64,13
ENERGIPE	4,27%	6,94%	58,81
SAELPA	1,24%	3,30%	76,19
SULGIPE	3,16%	5,03%	57,04
CELPA	4,58%	6,84%	51,17
Valor da energia de ITAIPU para dólar = 2,47			81,70
Valor da energia de ITAIPU para dólar = 3,00			99,23

<sup>16</sup> Em termos conceituais O PROINFA, embora com previsão legal, também configura um elemento conflitante com o conceito de "Consumidor Livre". Entretanto, em termos práticos o efeito da energia do PROINFA no volume de compra de um consumidor não é significativo, dado que o montante a ser distribuído para os consumidores do Brasil é de aproximadamente 1500 MW médios. Já com relação a ITAIPU, o volume a ser rateado entre os consumidores exclusivamente das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste é de aproximadamente 8.200 MW médios.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

76. A situação simulada assume da premissa que para absorver a energia de ITAIPU as concessionárias do Nordeste teriam que renegociar seus contratos bilaterais, dado que não pode ser cobrada do consumidor a parcela de energia desnecessária ao mercado. Nesse sentido, o preço médio de aquisição de energia por meio de contratação bilateral na região tende a ser menor que o custo da energia de ITAIPU em R\$/MWh (exceto CELPE e COELBA). Por esse motivo, caso existisse a política para dividir a energia de ITAIPU entre as distribuidoras do nordeste, os impactos tarifários seriam, na maioria dos casos, indesejáveis.

### III. H. Efeito da RTE para os consumidores livres

77. Os montantes relativos à Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, conforme previsto no art. 2º da Lei nº 10.438, de 2002, devem cobrir as despesas com a compra de energia no âmbito do MAE realizadas pelas concessionárias de distribuição em razão da redução de geração da energia elétrica pelas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia Elétrica – MRE. Adicionalmente, a RTE também deve cobrir as variações de valores de itens da “Parcela A” verificadas em todo o exercício de 2001.

78. Em síntese, a Lei 10.438/02 prevê aumento nas tarifas de fornecimento de: (i) 2,9% para os consumidores integrantes das classes residencial e rural; e (ii) 7,9% para os demais consumidores. A receita adicional oriunda desse aumento é destinada à:

- a) Perdas de Receita das Concessionárias de Distribuição no período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. Tais montantes foram homologados pelas Resoluções nº 480 e nº 481, ambas de 29 de agosto de 2003;
- b) Energia Livre, a ser destinada aos geradores; e
- c) Passivo da “Parcela A”, para as próprias concessionárias de distribuição, no período de janeiro a outubro de 2001.

79. O período para a aplicação do aumento de 2,9% e 7,9% às tarifas de fornecimento foi limitado pela Lei nº 10.438/02, sendo que em média, esse período não poderá ultrapassar 72 meses. No que diz respeito à definição de tarifa de fornecimento, o art 1º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, relaciona esta tarifa ao faturamento de consumidor final, conforme:

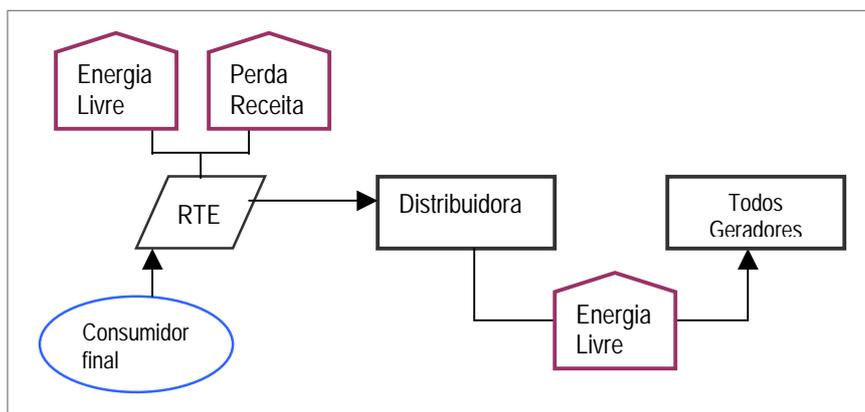
*“Art. 1º Os níveis das tarifas de fornecimento de energia elétrica a serem cobradas de consumidores finais serão propostos pelo concessionário, ao Poder Concedente, que os homologará, observado o disposto nesta Lei.”*

80. A legislação, quando menciona a tarifa de fornecimento associa a mesma ao consumidor cativo. O mesmo ocorre na Resolução nº 91, de 21 de dezembro de 2001, emitida pela Câmara de Gestão da Crise de Energia – GCE, a qual estabelece os parâmetros gerais de metodologia de cálculo da RTE. Conforme o art 2º da referida Resolução, o cálculo da RTE baseia-se na receita faturada para o mercado cativo, se inexistente o Programa Emergência de Redução do Consumo de Energia Elétrica - PERCEE. Portanto, os critérios estabelecidos para cálculo da RTE garantem que esta é calculada em função dos consumidores cativos.

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

81. Em 29 de dezembro de 2003 foi emitido o Parecer nº 424/2003 – PF/ANEEL, cujo conteúdo conclui que o prazo médio de 72 meses para aplicação da RTE não deverá considerar a recuperação de receita referente aos valores relativos ao passivo da Parcela “A”. Portanto, com base nessa interpretação o fluxo financeiro da RTE pode ser representado conforme figura 4.

Figura 4 - Fluxo da RTE



82. Dessa forma, as concessionárias de distribuição arrecadam o valor relativo à recomposição da receita concedida em função dos prejuízos causados pelo racionamento de energia. Parte desse valor é repassada aos agentes de geração que não puderam honrar seus contratos de venda de energia. Esses geradores tiveram que adquirir a chamada “Energia Livre”, no âmbito do extinto MAE, para saldar seus compromissos contratuais. Ocorre que para realizar o pagamento a vista da “Energia Livre”, os geradores receberam empréstimo do BNDES, sendo que o pagamento do empréstimo dá-se com a parte dos recursos da RTE destinada a eles pelas concessionárias de distribuição.

83. Com respeito à recuperação do equilíbrio econômico financeiro das concessionárias de distribuição, o montante da receita necessária em função da perda de receita pelo racionamento e o passivo da “Parcela A” foi estimado com base na configuração do mercado daquela época; ou seja, tais perdas apenas poderiam ter ocorrido em função do mercado cativo do período em questão. Por esse motivo, parece consistente o mecanismo da Lei que estabelece a aplicação dos percentuais de aumento da RTE na tarifa de fornecimento, cuja aplicação é exclusiva aos consumidores cativos.

84. Contudo, recentemente tem-se observado que muitos consumidores potencialmente livres (mas cativos quando do cálculo da RTE) exerceram a opção de adquirir energia de outro fornecedor distinto da própria concessionária local, alterando assim a configuração do mercado originalmente imaginado para recuperação da receita da RTE. Como consequência, as distribuidoras têm vislumbrado dificuldade para recuperação total dos valores homologados relativos a perdas de receita e energia livre, dentro do prazo estabelecido pela ANEEL.

85. Nesse contexto, as concessionárias de distribuição tem solicitado à ANEEL que sejam adotadas as seguintes medidas: (i) estender os prazos de aplicação da RTE; e (ii) incluir a RTE na TUSD

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

para que seja viabilizada a cobrança dos consumidores livres. Esta última diz respeito à contribuição recebida no âmbito da AP 047/2004.

86. De fato, a migração de consumidores para o mercado livre teve proporções consideráveis a partir de 2002 em algumas concessões, mas a solução deste problema por meio da inclusão da RTE na TUSD também não parece adequada, dada a natureza dos custos a ela relacionados. Como esclarecido anteriormente, os prejuízos apurados que motivaram a recomposição do equilíbrio econômico financeiro via RTE dizem respeito à redução do consumo e da geração de energia durante o PERCEE. Portanto, são valores apurados em função do consumo cativo da época.

87. A proposta inclusão da RTE na TUSD configura apenas um veículo que permitiria arrecadar os devidos valores dos consumidores, inclusive quando estes se tornarem livres. Contudo, sob a ótica da regulação econômica, a RTE recolhida via TUSD poderia representar sinal inadequado para a expansão do sistema e, inclusive, poderia motivar a migração de alguns consumidores para a Rede Básica pois na TUST não se aplica tal encargo.

88. A solução mais adequada para o problema exposto seria a de vincular os valores referentes à RTE aos consumidores que estavam sujeitos à tarifa de fornecimento quando do cálculo dos prejuízos com o racionamento. Em termos práticos, isto significa que o consumidor cativo no período do racionamento contraiu uma dívida com a concessionária e o fato de ele optar pela compra de energia no livre mercado não o isenta de tal dívida. Tampouco é justo que essa dívida seja transferida para outros consumidores (o que poderia acontecer ao se estender os prazos de recolhimento da RTE ou ao incluí-la na TUSD). Por analogia, toma-se o trecho do Parecer nº 183/2005-PF/ANEEL, de 27 de maio de 2005, que aborda questão semelhante, onde o consumidor que se tornou livre deixou de pagar valores de CVA diferida:

*“Logo, a rescisão unilateral do contrato regulado de fornecimento de energia elétrica, na forma do art. 15, § 4º, da Lei nº 9.074/95, não tem o condão de afastar a responsabilidade do consumidor pelo pagamento de reflexos residuais oriundos do pacto denunciado. O fato de ... tornar-se um consumidor livre não o exime da responsabilidade pelo adimplemento de encargos tarifários cuja exigibilidade foi postergada por medidas governamentais, ainda que tais obrigações devam ser adimplidas após a vigência contratual”*

89. Nesse sentido, aqueles consumidores que se tornaram livres após 28 de fevereiro de 2002 (e durante o prazo de recuperação da RTE) são devedores de parte da RTE, na proporção de seu consumo frente ao mercado da concessionária local de distribuição<sup>17</sup>. Portanto, o mecanismo adequado seria a identificação individual dos consumidores que deixaram de compor o mercado cativo das concessionárias durante os meses de vigência da RTE. A partir de tal informação é possível calcular a parcela de RTE devida por estes consumidores às respectivas concessionárias locais. De posse de tal informação, a ANEEL poderá emitir regulamento específico com valores e diretrizes para o acerto da dívida entre os consumidores e as concessionárias de distribuição sem que exista “contaminação” da tarifa relativa ao uso dos sistemas de distribuição.

---

<sup>17</sup> Essa proporção deve considerar o mesmo período e valores de mercado considerados quando do cálculo da receita a ser recuperada, via RTE.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

### **III. I. Perdas da Rede Básica na Tarifa de Energia**

90. A Nota Técnica nº 303/2004–SRE–SRD–SRT/ANEEL destaca, entre outros aprimoramentos, a necessidade de se destinar a despesas com perdas elétricas na Rede Básica apenas para os consumidores cativos. Tal proposta está amparada no fato de os consumidores livres estarem sujeitos ao pagamento destas perdas nas contabilizações mensais no âmbito da CCEE.

91. É bem verdade que a natureza desta despesa está associada ao transporte da energia e, portanto, ao uso dos sistemas. Por isso, segundo tal premissa, as perdas elétricas decorrentes do transporte da energia deveriam estar associadas à TUSD, ou mais especificamente, à TUSD - Fio A. Ocorre que, não parece uma alternativa vantajosa a criação de uma TUSD - Fio A específica para consumidor cativo, dado que já existe a TE com este caráter exclusivo.

92. Um outro fato que contribui para a consideração das perdas de rede básica na composição da TE é a forma de apuração de tais perdas. Conforme as regras de contabilização da CCEE, a diferença entre a geração e consumo representa as perdas totais de rede básica, nos sistemas interligados. Este total de perdas é dividido em duas partes iguais, sendo uma destinada à categoria consumo e outra à categoria geração. Cada agente de consumo recebe sua parcela de perdas na proporção do consumo verificado no mês de referência. Assim, tal procedimento de apuração das perdas na rede básica não guarda relação com o nível de tensão, mas sim com o consumo da concessionária.

93. Durante a Audiência Pública 047/2004 destacou-se apenas uma crítica a respeito da proposta de inclusão das despesas com perdas elétricas da rede básica na composição da TE. As distribuidoras ESCELSA e ENERSUL afirmam que o consumo considerado na CCEE para fins de rateio das perdas é o consumo medido na fronteira da rede básica, que engloba além do consumo dos cativos, as perdas técnicas na rede de distribuição. Parte das perdas técnicas na rede de distribuição é causada por consumidores livres usuários desta rede. Portanto, ESCELSA e ENERSUL concluem que o percentual de perdas na rede básica, incidente sobre as perdas técnicas da rede de distribuição, deverá ser destinado, também, aos consumidores livres.

94. Nesse sentido, é reconhecida a necessidade de que se faça ajuste na proposta original da ANEEL quanto ao tratamento das perdas na rede básica. Sendo assim, propõe-se o seguinte procedimento para que seja eliminada a distorção apontada pela ESCELSA e ENERSUL:

#### Perdas de Rede Básica relativa ao consumo de energia:

- a) Percentual de perdas da Rede Básica (atualmente 2,72%) aplica-se ao mercado cativo e de suprimento (MWh);
- b) o valor resultante em MWh deverá ser valorado de acordo com o custo de aquisição da energia, obtendo-se o equivalente em Reais;
- c) considera o resultado obtido na composição da Tarifa de Energia.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

Perdas de Rede Básica relativa às perdas técnicas e não técnicas:

- d) Percentual de perdas da Rede Básica (atualmente 2,72%) aplica-se ao total de perdas técnicas e não técnicas (MWh);
- e) o valor resultante em MWh deverá ser valorado de acordo com o custo de aquisição da energia, obtendo-se o equivalente em Reais;
- f) considera o resultado obtido na composição da TUSD - Fio A.

### III. J. TUSD para unidades geradoras

95. Com relação a TUSD a ser aplicada às unidades geradoras foram recebidas críticas ao critério vigente, o qual estabelece que as concessionárias de distribuição deverão ser remuneradas por geradores que usam os seus sistemas, conforme Tabela 5:

Tabela 5 – Critério de definição da TUSD para unidades geradoras

Nível de Tensão que a Distribuidora opera:	Tipo de despacho da central geradora:	TUSD - Geração
Maior que 34,5 kV	Despacho pelo ONS	Menor valor de TUSD fio + TUSD Encargos do Serviço
Menor que 34,5 kV	Indiferente	Valor médio regional para TUSD fio + TUSD Encargos do Serviço

96. A Tractebel critica o critério vigente afirmando que não existe sinalização eficiente quanto ao uso que os agentes de geração fazem da rede de distribuição, podendo, inclusive, dar sinais econômicos contrários à expansão racional dos sistemas. Um outro aspecto destacado é a grande diferença entre a TUSD e a TUST paga pelos geradores, sendo que a primeira é muito mais elevada inclusive por incluir a própria TUST na sua composição. Com base nisso, os geradores alegam que a competitividade dos geradores conectados às redes de distribuição fica prejudicada.

97. A ausência de uma metodologia específica para o cálculo da TUSD – Geração é apontada também pela Petrobrás como uma falha na proposta de aprimoramento da TUSD. O agente propõe que seja implementada uma metodologia nodal para que as tarifas de uso da rede de distribuição, aplicadas aos geradores, contemplem sinal locacional adequado. No entanto, em ambas contribuições (Tractebel e Petrobrás) os agentes reconhecem a inviabilidade de que tal metodologia seja apresentada dentre os resultados da AP 047/2004. É entendimento dos agentes que os estudos para uma nova forma de cálculo da TUSD – Geração deverá ser realizado pela ANEEL e levado a um processo específico de consulta pública.

98. Nesse sentido, Tractebel e Petrobrás propõem que seja aplicada aos geradores, em caráter provisório, somente a componente TUSD – Fio. Tal componente inclui somente a remuneração dos ativos e os custos operacionais. Soma-se a esta proposta, a contribuição da Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo – CSPE que afirma existir cobrança em duplicidade da RGR e P&D, dado que tanto geradores sob o regime de concessão quanto aqueles sob autorização recolhem RGR e aplicam em P&D. Portanto, a sugestão da CSPE não é exatamente pela aplicação exclusiva da TUSD – Fio aos geradores, mas a eliminação da RGR e P&D da TUSD – Encargos do Serviço de distribuição a eles aplicada.

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

99. Em contrapartida, as concessionárias de distribuição, representadas pela ABRADDEE, afirmam que o atual tratamento da TUSD – Geração é adequado. Entretanto, consideram que existe a necessidade de complemento para contemplar os custos diretos causados pela ligação do gerador, relativos a reforços e adaptações das redes de distribuição.

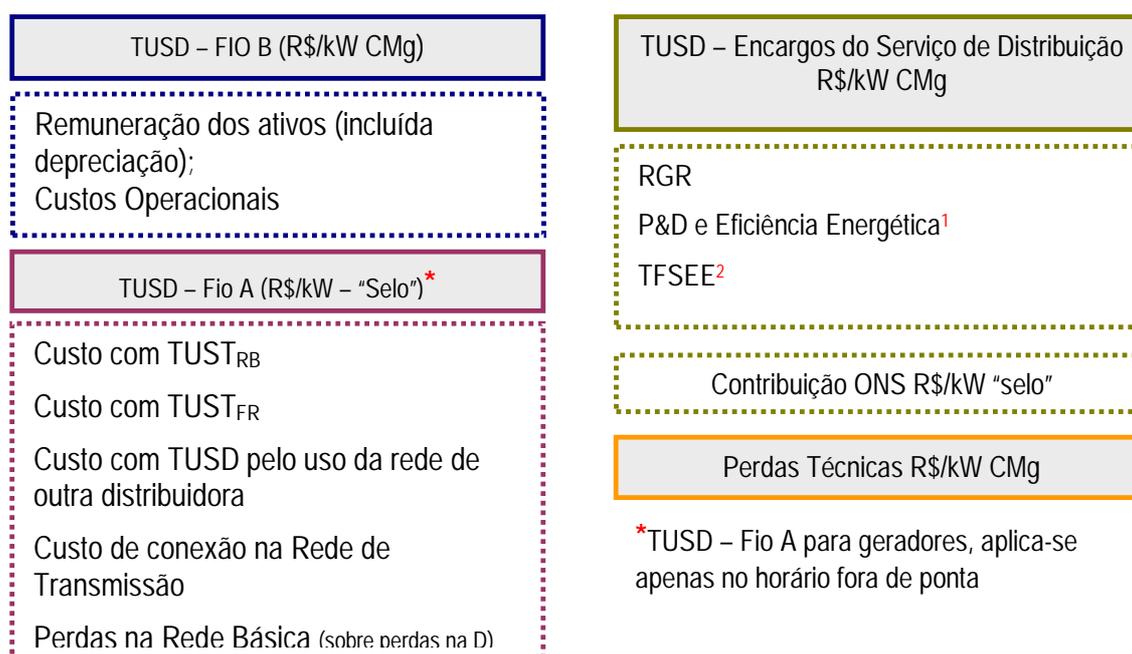
100. Dada a complexidade do tema, é fundamental a elaboração de metodologia específica para definição da TUSD – Geração que considere os reais custos imputados pelos geradores nas redes de distribuição. Contudo, não seria adequado substituir a forma atual da TUSD – Geração por alternativa, no caso a TUSD – Fio, que também não fornece os sinais econômicos adequados. Por esse motivo, e tendo em vista que não existe estudo concluído sobre o cálculo da tarifa de uso para geradores, a ANEEL mantém o critério atual de cálculo da TUSD - Geração.

101. Nesse sentido, o novo arranjo das componentes a TUSD não deverá alterar a o critério atual de definição da TUSD – Geração, a qual não considera os valores faturados em R\$/MWh. No que diz respeito aos custos com conexão à Rede Básica e custos com o uso da rede de outras distribuidoras. Tais custos estavam originalmente na formação da TUSD – Fio (antes da AP 47/04) e após as análises das contribuições recebidas durante a referida audiência, deverão integrar a TUSD – Fio A.

102. Com relação à TUSD – Fio A, a qual representa os custos de conexão e transporte da energia até a área de concessão da distribuidora, entende-se que essa componente deverá ser aplicada somente no horário fora da ponta, de forma a manter o critério atual, até que seja formulada a metodologia adequada para a tarifa de uso dos sistemas de distribuição aplicada a unidades geradoras.

103. Cabe esclarecer que as perdas não técnicas não deverão compor a tarifa dos geradores, assim como vem sendo praticado. Portanto, a receita de uso dos sistemas decorrente de unidades geradoras não deverá compor o cálculo do percentual de perdas não técnicas da concessionária de distribuição. A configuração final da TUSD – Geração está representada na figura 5.

Figura 5 – Configuração da TUSD aplicada a unidades geradoras



(Fls. 27 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

### III. K. TUSD e TE aplicadas às concessionárias de distribuição:

104. A contribuição da ABRADÉE propõe que a TUSD a ser aplicada a outras concessionárias seja a TUSD do nível de tensão imediatamente superior ao ponto acessado e, adicionalmente devem ser agregados os custos de transformação.

105. Da mesma forma, o Departamento Municipal de Poços de Caldas - DMEPC, acessante da rede de distribuição da CEMIG, alega que as tarifas de uso dos sistemas de distribuição não permitem que a concessionária seja competitiva no atendimento a seus clientes. Por essa razão, também solicitam que se aplique a TUSD do nível imediatamente superior ao ponto acessado. No entanto, a contribuição do DMEPC não faz menção ao adicional pelos custos de transformação.

106. Após análise de ambas contribuições conclui-se que o critério adequado é que se aplique a TUSD do mesmo nível de tensão onde ocorre a conexão aos sistemas. É bem verdade que deve ser feita uma diferenciação para a TUSD paga por concessionária, no entanto, esta diferença deve se dar nos itens componentes da tarifa. Por exemplo, alguns encargos como RGR, P&D e TFSEE, não deveriam ser repassados da concessionária acessada para a distribuidora acessante. Isto porque a distribuidora acessante já possui, dentre suas obrigações, o recolhimento dos encargos relativos à sua própria concessão.

107. Portanto, o debate acerca da TUSD para concessionárias deve se dar no que diz respeito aos itens de custos a serem repassados, observando que o livre acesso aos sistemas dar-se-á *mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido*. Assim, ao se considerar os itens de custo adequados, não existirá motivação técnica ou legal para que se aplicar uma TUSD de outro nível de tensão, que não aquele do ponto acessado. Nesse sentido, a premissa de utilizar a TUSD do nível acessado deve ser mantida para todos os usuários do sistema.

108. No contexto dos itens de custo que devem ser repassados para as concessionárias de distribuição, a ABRADÉE, ELEKTRO e CEMIG apresentaram contribuições convergentes com relação à aplicação das componentes TUSD – Fio B e TUSD – Fio A.

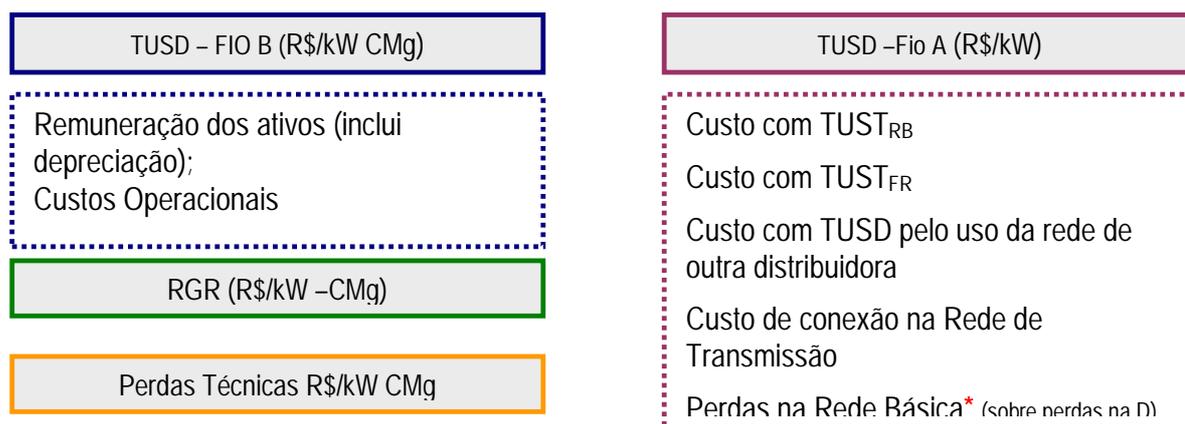
109. No que diz respeito aos encargos setoriais, como CCC, CDE e PROINFA, também houve unanimidade para que não sejam repassados tais encargos a outras concessionárias acessantes. Com relação aos itens da componente TUSD - Encargos do Serviço de Distribuição (TFSEE, RGR e P&D) a CEMIG, ABRADÉE e ELEKTRO propõe que não sejam repassados tais encargos, devendo ser cobrados apenas os custos com perdas técnicas e, adicionalmente, os custos relativos à ITAIPU (na hipótese que a concessionária acessante não seja quotista). É válido ressaltar que, neste contexto, a exclusão dos encargos do serviço de distribuição implicam alteração nas respectivas bases de cálculo, para que estas considerem apenas usuários finais do serviço de distribuição (excluídas outras concessionárias).

110. Com exceção dos custos relativos à ITAIPU, as contribuições devem ser acatadas, tendo em vista que as componentes TUSD – Fio B e TUSD – Fio A representam adequadamente o custo do transporte envolvido. Entretanto, no que diz respeito a RGR, não é possível que se altere a base de cálculo sem mudança na Lei que disciplina esse encargo, motivo pelo qual a RGR deverá ser mantida nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição aplicadas a distribuidoras. Em complementação, deverão ser repassados também os custos com perdas técnicas.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

111. No que diz respeito ao critério de reajuste pelo  $IRT_{item}$ , não foram observadas contribuições contrárias à proposta de antecipação do mecanismo para as concessionárias supridas. A configuração final das componentes da TUSD para concessionárias acessantes de outros sistemas de distribuição está representada na figura 6.

Figura 6 – Configuração da TUSD aplicada à concessionária de distribuição.



112. Com relação à formação da TE, a minuta de Resolução submetida à Audiência Pública não apresenta diferenciação entre a TE aplicada à concessionária de distribuição e aquela aplicada diretamente ao consumidor final. Entretanto, fazem-se necessárias algumas ressalvas, haja vista que alguns custos da TE poderão estar sendo imputados à concessionária suprida em duplicidade. Pode-se citar como exemplo as parcelas relativas a TFSEE e P&D<sup>18</sup>, as quais não poderão ser repassadas via TE para outras concessionárias de distribuição, porque, conceitualmente, estas já possuem tais encargos dimensionados conforme a própria concessão.

113. É válido destacar que para implementar o conceito do parágrafo anterior, o cálculo do benefício econômico utilizado na definição da TFSEE, não deverá considerar a receita relativa ao suprimento de outras concessionárias. Da mesma forma, no cálculo do P&D, a receita operacional considerada não poderá incluir a receita relativa ao faturamento à outras distribuidoras.

114. No que diz respeito aos custos com perdas elétricas na rede básica e Encargos de Serviços do Sistema- ESS deverá ser observado se a concessionária que paga TE é agente da CCEE (com consumo modelado). Caso positivo, esses custos também deverão ser excluídos da composição da tarifa de energia (tarifa de suprimento), por já estarem sendo imputados à concessionária suprida no âmbito da contabilização mensal na CCEE. A tabela 6 ilustra as condições que devem ser observadas na formação da TE aplicada à concessionária de distribuição.

<sup>18</sup> Situação análoga à eliminação da TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição para outra concessionária de distribuição.

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

Tabela 6 – Formação da TE aplicada à concessionária de distribuição

<b>Item da TE (conforme art 15 da minuta)</b>	<b>Agente da CCEE</b>	<b>Observação</b>
custo de aquisição de energia elétrica para revenda	indiferente	Aplicável a todos
custo da geração própria da concessionária de distribuição	indiferente	Aplicável a todos
tarifa de repasse da potência proveniente de ITAIPU Binacional	indiferente	<b>Não deve compor a TE de quotista</b>
tarifa de transporte da energia proveniente de ITAIPU Binacional	indiferente	<b>Não deve compor a TE de quotista</b>
uso da rede básica vinculado aos Contratos Iniciais	indiferente	Aplicável a todos
Encargos de Serviços do Sistema – ESS	<b>sim</b>	<b>Não deve compor a TE de agente da CCEE</b>
perdas elétricas na Rede Básica	<b>sim</b>	<b>Não deve compor a TE de agente da CCEE</b>
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética	indiferente	Não aplicável a Concessionária de Distribuição
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	indiferente	Não aplicável a Concessionária de Distribuição

115. Também consta do art 15 da minuta de Resolução o custo de comercialização, como um dos componentes da TE. Com relação a esse ponto, a EDP Brasil e Dow Química enviaram contribuição onde solicitam que tal custo esteja previsto com maior detalhamento na regulamentação vigente. A ABRADDEE, por sua vez, apresentou proposta de formação da TE que desconsidera o custo com a comercialização. Da mesma forma, a NEOENERGIA e CEMIG apresentaram proposta de definição da TE onde não se inclui o custo de comercialização.

116. Nesse sentido, foi observado que o referido custo de comercialização não deverá ser considerado na formação da TE. O motivo para se eliminar este item está relacionado ao processo de revisão tarifária, onde são definidos, por meio da metodologia da “Empresa de Referência”, os custos operacionais necessários à atividade de distribuição de energia elétrica.

### **III. L. Faturamento da CCC dos Sistemas Isolado para Produtores Independentes:**

117. O Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002 estabelece que as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição deverão contemplar as perdas de energia elétrica e os encargos setoriais do segmento consumo, além do custo de transporte da energia.

118. Com o objetivo de atender o dispositivo legal, a Resolução nº 74, de 15 de julho de 2004, estabeleceu os critérios e procedimentos, para que as concessionárias de transmissão que atendam consumidor livre e/ou autoprodutor, passem a ser quotistas da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, e da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

119. Especificamente para o caso de unidades consumidoras relativas a Produtores Independentes de energia elétrica - PIE, a Resolução nº 74/04 estabelece que o pagamento da CCC dos sistemas isolados deverá ser calculado pela aplicação da Tarifa CCC<sub>ISOL</sub>, em R\$/MWh, ao consumo total verificado em suas unidades. Este procedimento foi replicado na minuta de Resolução submetida à AP 047/04, de forma que os PIE conectados aos sistemas de distribuição sejam tratados de forma isonômica no pagamento da CCC dos sistemas isolados.

120. O disposto na Resolução nº 74/04 está amparado na interpretação do art 16 do Decreto nº 2003, de 10 de setembro de 1996, *in verbis*:

*“Art. 16. A partir da entrada em operação da central geradora de energia elétrica, o produtor independente e o autoprodutor sujeitar-se-ão aos seguintes encargos, conforme definido na legislação específica e no respectivo contrato:*

*...  
III - quotas mensais da "Conta de Consumo de Combustíveis - CCC", subconta Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou subconta Norte/Nordeste:*

*a) incidente sobre a parcela de energia consumida por autoprodutor que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado;*

*b) incidente sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com consumidor final, nos termos dos incisos II, IV e V do Art. 23 deste Decreto, por produtor independente que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado;*

*IV - quotas mensais da "Conta de Consumo de Combustíveis - CCC", subconta Sistemas Isolados, incidentes sobre as parcelas de energia comercializada com consumidor final por produtor independente, nos termos dos incisos II, IV e V do art. 23."*

121. Dessa forma, por omissão, as unidades de consumo atendidas por autoprodução estão isentas do pagamento da CCC dos Sistemas Isolados. Já com relação aos PIEs, o inciso IV define que está sujeita ao referido encargo, a parcela de energia comercializada. Assim, assumiu-se originalmente que o PIE comercializa toda a sua produção e portanto, em aspectos práticos não existe a isenção do pagamento da CCC Isolado.

122. Ocorre que, durante a AP 047/04, houve manifestação contrária a interpretação dada. A Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica – ABIAPE propõe que PIE e autoprodutores estejam sujeitos à mesma regra de pagamento da CCC – Isolados, quando a energia produzida é destinada a atendimento de carga própria.

123. Da mesma forma, o Instituto Brasileiro de Siderurgia – IBS, propõe que o produtor independente que produz energia elétrica para consumo próprio; e nesse caso a unidade de geração de energia elétrica e a de consumo pertencem à mesma pessoa jurídica, tenha o mesmo tratamento conferido ao autoprodutor, quanto à parcela de energia que destina ao consumo próprio. Acompanham a proposta do IBS, as contribuições da Dow Brasil Nordeste, Gerdau, Novelis, Fosfertil, CEMIG.

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

124. De fato, a contribuição deve ser acatada, uma vez que não é possível a comercialização entre o PIE e uma unidade consumidora própria, quando ambos estão sob o mesmo CNPJ. Este entendimento está de acordo com o art 16, do Decreto nº 2003/96. Portanto, e de modo a conferir tratamento isonômico aos consumidores da rede básica, a Resolução nº 74/04 deverá ser alterada, de forma a contemplar a proposta acatada no âmbito da AP 047/04.

### III. M. Desconto na TUSD para fontes alternativas de geração

125. O § 1º, art 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 estabelece que cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar desconto nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição conforme:

*“Art. 26...*

*I – o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica.*

*...*

*§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput, os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a cinquenta por cento a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.”*

126. A regulação relativa ao desconto nas tarifas de uso dos sistemas foi estabelecida por meio da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, onde no art 2º foi estabelecido o percentual de 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos elegíveis para o referido desconto.

127. No que diz respeito às componentes da TUSD, sobre as quais o percentual de redução incidirá, a regulação define que o desconto dar-se-á exclusivamente na componente fio da TUSD vigente. Nesse sentido, o art 5º da Resolução nº 77/04 trata especificamente das unidades consumidoras, conforme:

*Art. 5º A contratação de acesso e o respectivo faturamento, para as unidades consumidoras já conectadas, assim como para os novos interessados no acesso ao sistema, deverão cumprir as disposições da Resolução nº 281, de 1999, além de observar os seguintes critérios:*

*...*

*II - o percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas na rede de distribuição será aplicado somente sobre a parcela fio das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD vigentes.”*

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

128. A nova proposta para as componentes da TUSD não poderá afetar o direito adquirido dos agentes beneficiários do desconto nas tarifas de uso. Portanto, o fato da nova componente fio (TUSD – Fio B), resultante da AP 047/04, incluir apenas remuneração, depreciação e custos operacionais, não implica redução do benefício já concedido e considerado nos estudos de viabilidades das fontes alternativas de geração.

129. Esta foi exatamente a preocupação expressa na contribuição da Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica – APMPE. Por esse motivo, a APMPE solicita que a Resolução resultante da AP 047/04 destaque quais são as componentes da TUSD sujeitas ao desconto de 50% definido na Resolução nº 77/04. Da mesma forma se posicionaram a Comissão de Serviço Público de Energia do Estado de São Paulo – CSPE e a Energética Campos de Cima da Serra nas respectivas contribuições.

130. Em essência, o percentual de redução deverá incidir sobre os mesmos itens que compunham a TUSD – Fio em agosto de 2004. De acordo com a proposta desta Nota Técnica, esses itens estão integrando as componentes: TUSD – Fio B, TUSD – FIO A, TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição, além da componente relativa às Perdas Técnicas. Nesse sentido, as contribuições devem ser acatadas e a resolução final destacará as componentes sujeitas ao desconto de 50% definido na Resolução nº 77/04.

### **III.N. Informações na fatura do consumidor final:**

131. A Resolução nº 666, de 2002 determinou que as concessionárias e permissionárias deveriam informar, na fatura de energia dos consumidores responsáveis por unidades consumidoras do “Grupo B”, a parcela correspondente à compra de energia e a utilização dos sistemas de transporte. Tal comando tem por objetivo tornar transparente aos consumidores, os diversos itens que compõe as tarifas.

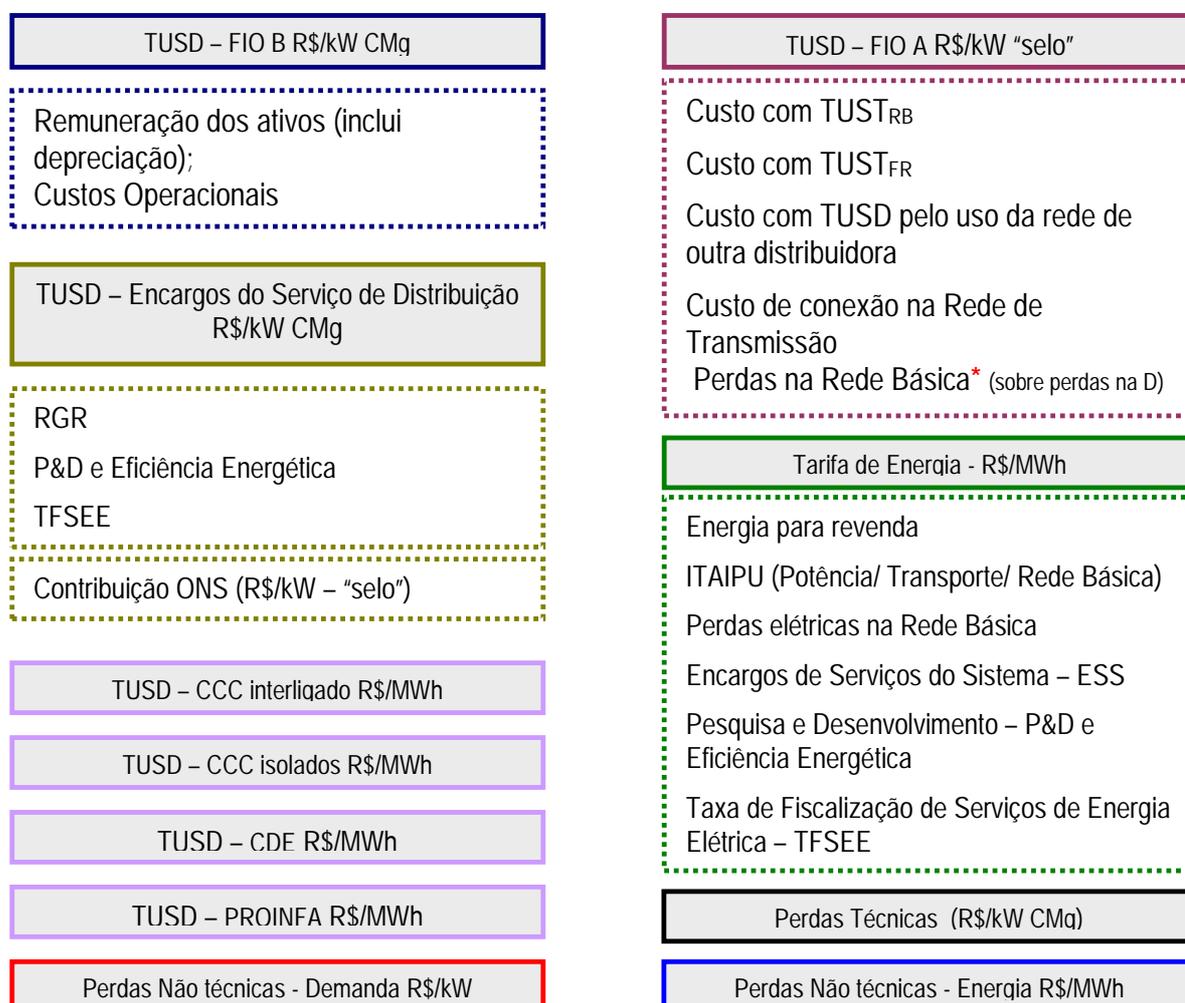
132. Dessa forma, os consumidores deverão obter a informação, por meio da fatura de energia elétrica, do valor correspondente aos custos com compra de energia, uso dos sistemas de transporte, os encargos setoriais e impostos. Ressalta-se que o ICMS já é incluído na fatura de forma segregada dos demais componentes.

133. Diante da proposta de aprimoramentos na TUSD e na TE, onde as tarifas são formadas por componentes específicas, é possível propor que as concessionárias de distribuição agrupem tais componentes de modo a identificar, na fatura do consumidor final os custos relativos à: (i) produção de energia elétrica; (ii) transporte da energia; (iii) serviço de distribuição; e (iv) encargos setoriais. Com o objetivo de atingir a transparência desejada, deverá ser destacada na fatura do consumidor a quantia referente aos tributos. De fato, isto já está sendo feito no que tange ao ICMS, no entanto deverá ser destacado, também o valor relativo ao PIS e COFINS.

134. Portanto, deverão ser observadas as componentes TUSD – Fio B, TUSD – Fio A, TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição, Perdas Técnicas, Perdas não técnicas e Tarifa de Energia. A figura a seguir ilustra a configuração final das tarifas.

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

Figura 7 – Configuração final das componentes da TUSD e TE



135. A informação relativa à produção de energia elétrica na fatura do consumidor final deverá ser obtida pelo conjunto formado por:

Conjunto de Custos – Produção de Energia:

- energia para revenda;
- ITAIPU (Potência/ Transporte/ Rede Básica);
- perdas técnicas;
- perdas elétricas na rede básica; e
- perdas não técnicas.

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

136. A informação sobre os custos com o transporte da energia deverá considerar todos os custos necessários ao transporte da energia até a fronteira com a rede de distribuição. Assim, deverão ser incluídos na fatura do consumidor final os seguintes custos:

Conjunto de Custos – Transporte:

- a) custo com  $TUST_{RB}$ ;
- b) custo com  $TUST_{FR}$ ;
- c) custo pelo uso da rede de outra distribuidora; e
- d) custo de conexão na Rede Básica.

137. Os valores efetivamente relacionados ao serviço de distribuição da energia elétrica deverão ser informados ao consumidor final considerando os seguintes custos, formadores da TUSD – Fio B:

Conjunto de Custos – Distribuição

- a) remuneração dos ativos;
- b) quota de reintegração; e
- c) custos operacionais eficientes.

138. Com relação aos encargos setoriais, deverão ser informadas as despesas referentes ao seguinte conjunto:

Conjunto de Custos – Encargos Setoriais:

- a) TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição;
- b) TUSD – CCC interligado;
- c) TUSD – CCC isolados;
- d) TUSD – CDE;
- e) TUSD – PROINFA;
- f) TFSEE, parcela da TE (não considerada na TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição);
- g) P&D, parcela da TE (não considerada na TUSD – Encargos do Serviço de Distribuição); e
- h) Encargos de Serviços do Sistema.

139. Finalmente a concessionária deverá destacar todas as despesas relacionadas aos tributos incidentes nas tarifas de energia, formando assim, cinco conjuntos referentes aos custos totais da fatura do consumidor final.

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

#### **IV – DO FUNDAMENTO LEGAL**

140. O inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para atuar, na forma da lei e dos contratos de concessão, nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

141. O art 15, § 6º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, assegura aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente.

142. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, alterou o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, destacando, dentre as competências da ANEEL o estabelecimento das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão, sendo para a última definidas algumas diretrizes.

143. O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelece no art 74 que os autoprodutores e produtores independentes não estão sujeitos ao pagamento das quotas da CDE na parcela da energia elétrica destinada ao consumo próprio.

#### **V – DA CONCLUSÃO**

144. A componente TUSD – Fio A será composta por custos relativos ao uso da rede básica ou de outras redes de distribuição. Também são incluídos nesta componente os custos de conexão de modo a obter uma componente que represente o custo com o transporte da energia até a fronteira da rede de distribuição da concessionária. Assim, a TUSD – Fio A será composta de: custos com  $TUST_{RB}$ ,  $TUST_{FR}$ , uso do sistema de distribuição de outras concessionárias, custos com a conexão aos sistemas de transmissão.

145. A TUSD – Fio A será faturada em R\$/kW sob a forma “selo” até que a regulação relativa às perdas técnicas seja definida, disciplinando a apuração e informação das perdas de potência entre os níveis de tensão. A partir de então deverá ser avaliada a possibilidade de ponderar a TUSD – Fio A pelas perdas de potência de cada nível de tensão.

146. A TUSD – Fio B será formada pelo custo do transporte da energia na própria rede de distribuição da concessionária. Portanto, esta componente inclui: remuneração, depreciação e custos com operação e manutenção. Esta componente será faturada em R\$/kW, e calculada de forma diferenciada pela ponderação dos custos marginais nos níveis de tensão.

147. Os encargos CCC (dos sistemas interligados e dos sistemas isolados), CDE e PROINFA serão identificados em componentes específicas que serão obtidas pela razão entre os dispêndios anuais e o mercado pagante. Para cada encargo haverá uma única tarifa em R\$/MWh, sem qualquer sinalização horária, que incidirá sobre parcelas de consumo diferenciadas no caso de unidades consumidoras atendidas por autoprodução ou produção independente própria.

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

148. A TUSD – Encargos do Serviço de distribuição será formada pelos custos relativos à TFSEE, RGR, P&D e Contribuição para o ONS e será fatura em R\$/kW diferenciada pelos custos marginais de expansão de cada nível de tensão.

149. A perda técnica será uma componente específica que considera a despesa com a perda de energia diferenciada nos níveis de tensão. Esta componente será faturada em R\$/kW e ponderada pelo custo marginal de expansão de cada nível.

150. Para as perdas não técnicas sugere-se a definição de duas componentes, sendo uma em R\$/MWh e outra em R\$/kW. Tais componentes são formadas pela soma de perdas não técnicas associada à cada uma das componentes da TUSD.

151. A tarifa de energia – TE será composta pelos seguintes custos: energia para revenda, incluídos os valores relativos à geração própria, custos totais relativos à ITAIPU, perdas elétricas na rede básica, Encargos de Serviços do Sistema, P&D e TFSEE.

152. Para concessionárias de distribuição a TUSD será formada por um subconjunto das demais componentes da TUSD de forma a evitar o repasse de custos em duplicidade.

153. Com relação à TUSD aplicada a unidades geradoras ficará mantida a sistemática atual, qual seja: aplica-se a menor TUSD da concessionárias que opera níveis de tensão acima de 34,5 kV. Caso a distribuidora opere somente níveis inferiores ou iguais a 34,5 kV deverá ser aplicada TUSD como base nos valores médios regionais.

154. Os consumidores do subgrupo A1 terão sistemática de cálculo diferenciada de modo que sejam identificados os custos de transporte no ponto acessado, considerando o uso exclusivo dos ativos de conexão e as tarifas nodais de uso da rede básica.

155. A fatura dos consumidores finais deverá conter cinco conjuntos de informação que apresentem os valores associados à: produção da energia, transporte da energia até a rede de distribuição, remuneração pelo serviço de distribuição, encargos setoriais e tributos incidentes sobre a tarifa de energia.

156. A migração do custo relativo ao transporte de ITAIPU da TE para a TUSD foi abordada no Parecer nº 369/2005-PF/ANEEL, de 30 de setembro de 2005, que concluiu a favor da proposta descrita no item III.G desta Nota Técnica. Adicionalmente, o Parecer destaca que tal mudança não implica a ilegalidade da forma de cobrança anterior.

157. Com relação à cobrança dos valores da RTE de consumidores livres, a Procuradoria Federal se manifestou por meio do Parecer nº 362/2005-PF/ANEEL, de 20 de setembro de 2005, concluído que "... é possível a extensão dos efeitos da Recomposição Tarifária Extraordinária aos consumidores que se tornaram livres após o término do período de apuração dos montantes da RTE, devendo a ANEEL disciplinar em regulamento específico a forma e o prazo para o recolhimento dos montantes apurados."

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

## **VI. DA RECOMENDAÇÃO**

158. Diante dos fatos e da análise das contribuições apresentadas na Audiência Pública 047 de 2004, recomenda-se a emissão de Resolução, conforme minuta anexa, que incorpora as contribuições acatadas para o regulamento que estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da TUSD e da TE, incluindo regra de faturamento e de cobrança específica para autoprodutores e produtores independentes no que tange aos encargos setoriais CCC, CDE e PROINFA.

159. Com vistas a compatibilizar a proposta com os regulamentos da ANEEL, recomenda-se alteração das seguintes Resoluções:

- Resolução nº 666, de 29 de novembro de 2002;
- Resolução nº 790, de 24 de dezembro de 2002;
- Resolução nº 152, de 3 de abril de 2003;
- Resolução nº 185, de 21 de maio de 2001;
- Resolução nº 74, de 15 de julho de 2004; e
- Resolução nº 127, de 6 de dezembro de 2004.

**ALEXANDRE PEDROZA MONTEIRO LOPES**

Técnico - Superintendência de Regulação Econômica

**CRISTINA SCHIAVI NODA**

Técnica - Superintendência de Regulação Econômica

**DENISE MIRANDA TEIXEIRA**

Técnica - Superintendência de Regulação Econômica

De acordo:

**CESAR ANTONIO GONÇALVES**

Superintendente de Regulação Econômica

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

### Anexo I – Lista dos Agentes que enviaram contribuições na AP 047/2004

Nº	Sigla	Nome
1	FOSFÉRTIL S.A	FOSFÉRTIL S.A
2	ABRAFE	Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico
3	ECCS	Energética Campos de Cima da Serra Ltda.
4	ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia
5	TRACTEBEL	TRACTEBEL
6	ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
7	ABAL	Associação Brasileira do Alumínio
8	ABIAPE	Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica
9	ABICLOR	Associação Brasileira das Indústrias de Álcalis, Cloro e Derivados
10	ABRACEEL	Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica
11	ALCOA	ALCOA
12	APMPE	Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica
13	ASBRACE	Associação Sul Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica
14	CVRD	CIA VALE DO RIO DOCE
15	CEMIG	CEMIG
16	CSN	Companhia Siderúrgica Nacional
17	CSPE	Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo
18	DOW BRASIL NORDESTE	DOW BRASIL NORDESTE
19	DOW QUÍMICA	DOW QUÍMICA
20	DUKE - AES - CESP	DUKE - AES - CESP
21	EDP BRASIL	EDP BRASIL
22	ELEKTRO	ELEKTRO
23	ESCELSA - ENERSUL	ESCELSA - ENERSUL
24	GERDAU	GERDAU
25	IBS	IBS - Instituto Brasileiro de Siderurgia
26	NEOENERGIA	NEOENERGIA
27	NOVELIS	NOVELIS DO BRASIL LTDA
28	PETROBRÁS	PETROBRÁS
29	TRADENER	TRADENER
30	VOTORANTIM	VOTORANTIM
31	COPEL	COPEL
32	DMEPC	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas
33	ELETROPAULO	ELETROPAULO
34	CPFL	CPFL
35	LIGHT	LIGHT
36	ABIVIDRO	Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro
37	APINE	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
38	PCH Passos do Meio	PCH Passos do Meio

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

**Anexo II – Resultados da Simulação sobre a representatividade das perdas não técnicas na receita por nível de tensão.**

<b>LIGHT</b>			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1			
A2	14,63%	2,85%	7,62%
A3			
A3a	9,82%	5,84%	7,62%
A4	8,32%	8,90%	7,62%
BT	6,01%	8,60%	7,62%
<b>Desv. Pad</b>	<b>3,64%</b>	<b>2,82%</b>	<b>0,00%</b>

<b>AES - SUL</b>			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1	0,89%	0,11%	0,63%
A2	0,82%	0,21%	0,63%
A3	1,11%	0,26%	0,63%
A3a			
A4	0,37%	0,45%	0,63%
BT	0,47%	0,86%	0,63%
<b>Desv. Pad</b>	<b>0,34%</b>	<b>0,29%</b>	<b>0,00%</b>

<b>AMPLA</b>			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1			
A2	10,58%	1,65%	4,93%
A3	8,70%	3,95%	4,93%
A3a	7,55%	3,54%	4,93%
A4	6,49%	4,29%	4,93%
BT	3,79%	5,14%	4,93%
<b>Desv. Pad</b>	<b>2,53%</b>	<b>1,30%</b>	<b>0,00%</b>

<b>CEMIG</b>			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1	1,02%	0,00%	0,62%
A2	0,94%	0,22%	0,62%
A3	0,64%	0,55%	0,62%
A3a	0,62%	0,56%	0,62%
A4	0,44%	0,60%	0,62%
BT	0,40%	0,91%	0,62%
<b>Desv. Pad</b>	<b>0,21%</b>	<b>0,24%</b>	<b>0,00%</b>

<b>ELETROPAULO</b>			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1			
A2	4,40%	1,13%	2,32%
A3			
A3a	3,12%	1,26%	2,32%
A4	2,71%	2,50%	2,32%
BT	1,83%	2,40%	2,32%
<b>Desv. Pad</b>	<b>1,07%</b>	<b>0,73%</b>	<b>0,00%</b>

<b>COELBA</b>			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1	4,41%	0,00%	2,09%
A2	3,66%	0,77%	2,09%
A3	4,70%	1,23%	2,09%
A3a	1,49%	1,95%	2,09%
A4	1,70%	2,01%	2,09%
BT	1,75%	2,25%	2,09%
<b>Desv. Pad</b>	<b>1,44%</b>	<b>0,62%</b>	<b>0,00%</b>

<b>CPFL</b>			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1			
A2	1,71%	0,35%	1,10%
A3	1,07%	1,07%	1,10%
A3a			
A4	0,99%	0,88%	1,10%
BT	0,86%	1,43%	1,10%
<b>Desv. Pad</b>	<b>0,38%</b>	<b>0,45%</b>	<b>0,00%</b>

<b>PIRATININGA</b>			
Nível	R\$/MWh Flat	R\$/kW Cmg	Proposta Final
A1	2,17%	0,00%	1,66%
A2	2,62%	0,85%	1,66%
A3			
A3a			
A4	1,10%	1,75%	1,66%
BT	1,14%	2,48%	1,66%
<b>Desv. Pad</b>	<b>0,87%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,00%</b>

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

### Anexo III – Metodologia de cálculo da TUSD – Fio A ponderada por perda de potência entre os níveis de tensão (Análise da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRD).

Após o término dos contratos iniciais, o cálculo da parcela da TUS relativa ao uso da Rede Básica será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$TUSD_{RB} = \frac{\sum_i MUST_i \times TUST_i}{MRD_p} \quad (1)$$

onde:

$TUSD_{RB}$  é a TUSD relativa ao uso da rede básica

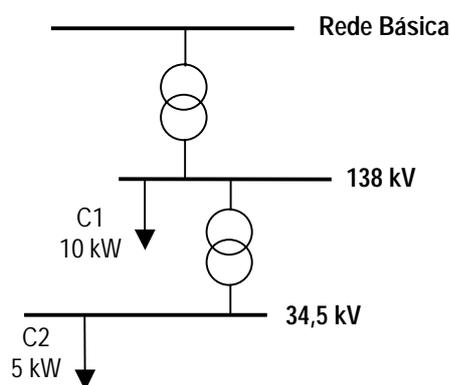
$i$  é o ponto de acesso à rede básica;

$MUST_i$  é montante em kW contratado para uso da rede básica no ponto de acesso  $i$ ;

$TUST_i$  é a tarifa de uso dos sistemas de transmissão em R\$/kW paga pela concessionária de distribuição pelo uso da rede básica no ponto  $i$ , a qual poderá ser  $TUSTRB$  (TUST Rede Básica) ou  $TUSTFR$  (TUST Fronteira); e

$MRD_p$  é o mercado de referência da concessionária no horário da ponta.

A aplicação da metodologia proposta em um sistema hipotético, sem perdas técnicas, e onde a distribuidora contrata, exatamente, o MUST que necessita para atender o seu mercado pode ser representada conforme:



O montante de uso da rede básica a ser contratado pela distribuidora é:

$$MUST = D_{C1} + D_{C2} = 10 + 5$$

$$MUST = 15kW$$

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

Aplicando a fórmula (1), com  $TUST = 10 \text{ R\$/kW}$ , fica:

$$TUSD_{RB} = \frac{15 \times 10}{15} = 10 \text{ R\$/kW}$$

$$EUST_{C1} = 10 \times 10 = \text{R\$}100$$

$$EUST_{C2} = 10 \times 5 = \text{R\$}50$$

onde  $EUST_j$  é o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão pago pelo consumidor  $j$ .

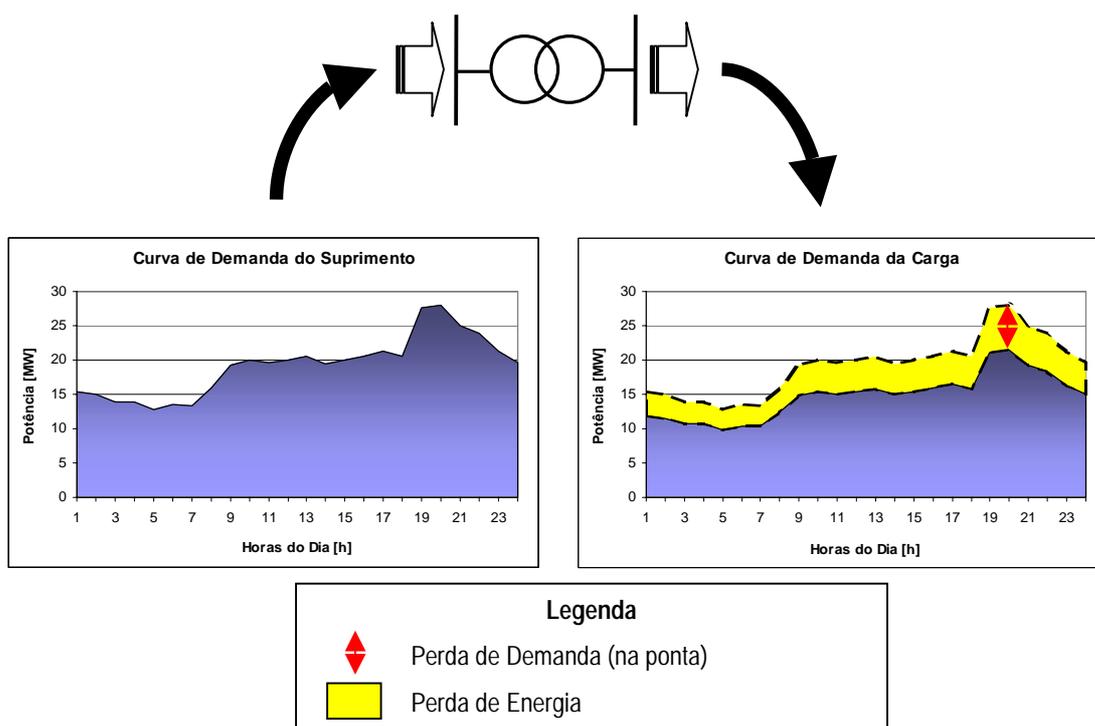
É possível perceber que no exemplo acima cada consumidor arca com o real custo que impacta no uso da rede básica.

### Problema: efeito das perdas de potência

Supomos agora, um exemplo no qual sejam consideradas as perdas técnicas. Antes, torna-se necessário apresentar a classificação das perdas técnicas quanto à natureza:

- Perdas Técnicas de Energia: Diferença entre a energia de entrada e a energia de saída em um componente do sistema elétrico *em um intervalo de tempo*.
- Perdas Técnicas de Demanda: Diferença entre a demanda de entrada e a demanda de saída em um componente do sistema elétrico *em um dado instante*.

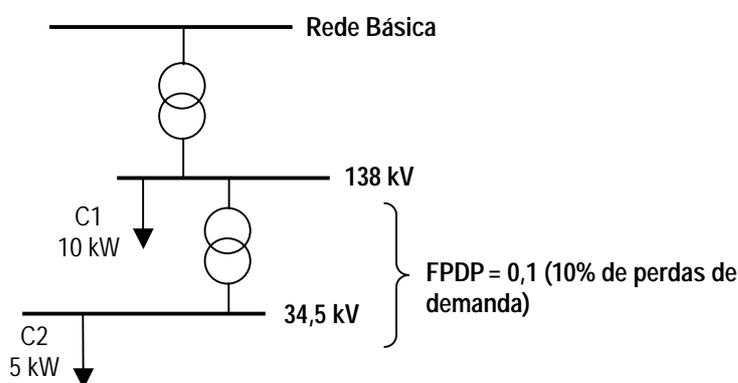
Os dois tipos de perdas técnicas podem ser melhor entendidas através de uma inspeção a figura abaixo:



(Fls. 42 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

A perda técnica de energia resulta em um custo direto para a distribuidora, pois a mesma deverá comprar a energia (MWh) que é perdida, e portanto parte desta despesa é repassada às tarifas conforme critério aplicado nos processo de revisão tarifária. Já a perda de demanda não incorre em uma despesa para a distribuidora, dado que existe repasse integral do MUST contratado. Contudo, a perda de potência ocupa parte da capacidade ociosa do sistema.

O exemplo a seguir ilustra um sistema com perdas de potência apenas no nível de 34,5 kV, para o qual destaca a aplicação de metodologia específica de alocação do MUST em função das perdas identificadas:



FPDP: Fator de Perda de Demanda no Horário de Ponta

Como pode ser observado, o índice de perda de demanda na transformação é de 10%. Desta forma, o montante de uso do sistema de transmissão a ser contratado é o seguinte:

$$MUST = D_{c1} + \frac{D_{c2}}{(1 - FPDP)} = 10 + \frac{5}{(1 - 0,1)}$$

$$MUST = 15,56 kW$$

Aplicando a fórmula (1), com  $TUST = 10 \text{ R\$} / kW$ , fica:

$$TUSD'_{RB} = \frac{15,56 \times 10}{15} = 10,37 \text{ R\$} / kW$$

$$EUST_{c1} = 10 \times 10,33 = \text{R\$}103,70$$

$$EUST_{c2} = 5 \times 10,33 = \text{R\$}51,86$$

onde  $EUST_j$  é o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão pago pelo consumidor  $j$ .

Conclui-se que o encargo pago pelo consumidor C1 deveria ser o mesmo do exemplo anterior, pois não foram consideradas perdas no nível de 138kV. Isso mostra que a metodologia indicada na fórmula (1) poderá levar a uma distorção da tarifa relativa a cada nível de tensão.

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

### Solução Sugerida

A SRD está finalizando a minuta de resolução que regulamentará a apuração e avaliação das perdas técnicas de energia das distribuidoras de energia elétrica, de forma a subsidiar o processo de revisão tarifária e a definição de uma trajetória regulatória para tais perdas. Nesse regulamento as perdas serão estratificadas por nível de tensão.

Em paralelo a esse regulamento, a SRD está definindo uma metodologia para obter as perdas de demanda, por nível de tensão, com base nas perdas em energia apuradas por meio do regulamento.

A partir do conhecimento das perdas de demanda em todos os níveis de tensão da distribuidora, é possível definir a TUSD relativa ao uso da rede básica de forma precisa, para cada nível de tensão. A fórmula de cálculo seria:

$$TUSD_{RB}^k = \frac{\sum_i MUST_i \times TUST_i}{\sum_{j=BT}^{230kV} \frac{MRDP_j}{\sigma_j}} \times \frac{1}{\sigma_k} \quad (2)$$

Onde:

$$\sigma_{j,k} = \prod_{l=j,k}^{138kV} (1 - FPDP_l) \quad (3)$$

E ainda:

$k$  é o nível de tensão;

$TUSD_{RB}^k$  é a TUSD relativa ao uso da rede básica para os consumidores do nível de tensão  $k$  ;

$i$  é o ponto de acesso à rede básica;

$MUST_i$  é montante em kW contratado para uso da rede básica no ponto de acesso  $i$ ;

$TUST_i$  é a tarifa de uso dos sistemas de transmissão em R\$/kW paga pela concessionária de distribuição pelo uso da rede básica no ponto  $i$ , a qual poderá ser  $TUST_{RB}$  (TUST Rede Básica) ou  $TUST_{FR}$  (TUST Fronteira); e

$MRDP_j$  é o mercado de referência do nível de tensão  $j$  da concessionária, no horário da ponta.

$\sigma_{j,k}$  é o fator de ajuste entre a demanda disponibilizada no nível de tensão  $j$  ou  $k$ , e a demanda que precisa ser disponibilizada no ponto de acesso à rede básica, devido as perdas de demanda no horário de ponta.

$FPDP_l$  é o fator de perdas de demanda no nível de tensão  $l$

(Fls. 44 da Nota Técnica nº 302 / 2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005)

Para validação das fórmulas propostas, retoma-se o segundo exemplo:

$$MUST = D_{C1} + \frac{D_{C2}}{(1 - FDPD)} = 10 + \frac{5}{(1 - 0,1)}$$
$$MUST = 15,56kW$$

Aplicando as fórmulas (2) e (3), com  $TUST = 10 \frac{R\$}{kW}$ , fica:

$$TUSD_{RB}^{34,5} = \frac{MUST \times TUST}{\frac{MRDP_{34,5}}{\sigma_{34,5}} + \frac{MRDP_{138}}{\sigma_{138}}} \times \frac{1}{\sigma_{34,5}}$$

Primeiramente, é necessário o cálculo dos fatores de ajuste das demandas:

$$\sigma_{34,5} = (1 - FDPD_{34,5}) \times (1 - FDPD_{138}) = (1 - 0,1) \times (1 - 0) = 0,9$$
$$\sigma_{138} = (1 - FDPD_{138}) = (1 - 0) = 1$$

Assim:

$$TUSD_{RB}^{34,5} = \frac{15,56 \times 10}{\frac{5}{0,9} + \frac{10}{1}} \times \frac{1}{0,9} = 11,11 \frac{R\$}{kW}$$

No caso do 138kV, o primeiro termo se mantém, sendo alterado apenas o segundo:

$$TUSD_{RB}^{138} = \frac{15,56 \times 10}{\frac{5}{0,9} + \frac{10}{1}} \times \frac{1}{1} = 10 \frac{R\$}{kW}$$

Finalmente, os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão pagos pelos consumidores são:

$$EUST_{C1} = D_{C1} \times TUSD_{RB}^{138} = 10 \times 10 = R\$100$$
$$EUST_{C2} = D_{C2} \times TUSD_{RB}^{34,5} = 5 \times 11,11 = R\$55,56$$

O resultado ganha maior precisão no que diz respeito ao real uso do montante de demanda contratada pela concessionária de distribuição, dado que o acréscimo de MUST, devido às perdas de demanda, só ocorrem por consequência do consumidor C2, o qual deve arcar integralmente com este custo adicional.