

Em 10 de maio de 2007.

Processo: 48500.001932/2006-33

Assunto: Análise das contribuições da Audiência Pública nº 003/2007, de 22 de março de 2007, e proposição da minuta final de Resolução Normativa visando a estabelecer alterações no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST do segmento geração, por meio da ampliação de seu horizonte de cálculo.

## I. DO OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem por objetivos analisar as contribuições realizadas no âmbito da Audiência Pública nº 003/2007, de 22 de março de 2007, e submeter à apreciação da Diretoria da ANEEL a versão final da minuta de Resolução Normativa que estabelece alterações no procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST do segmento geração, por meio da ampliação de seu horizonte de cálculo.

2. A metodologia proposta inicialmente na Nota Técnica nº 102/2006-SRT/ANEEL e complementada pela Nota Técnica nº 001/2007-SRT/ANEEL visa à redução da incerteza devido à volatilidade das tarifas de uso do sistema de transmissão observadas pelo segmento de geração. A precificação desta volatilidade, ou seja, a inclusão da mesma no preço final do leilão ou contrato bilateral, pelo agente de geração aumenta de forma desnecessária o preço estimado da transmissão para o segmento geração, que inexoravelmente repassa os custos ao consumidor de seu produto.

3. Para os empreendimentos novos que passarão por licitação na modalidade leilão, propõe-se que a parcela do custo da rede básica referente ao seu uso seja calculada por um prazo de 10 anos, a contar do ciclo tarifário de entrada em operação comercial, resultando em um conjunto de 10 TUST. Tal cálculo obviamente utiliza o sinal locacional de uso da rede de transmissão para o horizonte pretendido. Desta forma, fica pré-estabelecida uma trajetória tarifária com base no planejamento da expansão da transmissão, aderente ao efetivo uso da rede e sincronizada com a etapa decisória do investimento.

4. Para os empreendimentos existentes, foi proposta a criação de um mecanismo estável de convergência para as tarifas atualmente estabilizadas pela Resolução Normativa nº117/2004, de 3 de dezembro de 2004, até o ciclo tarifário 2012-2013. Entretanto, tal alteração parece, segundo as contribuições, não alcançar da melhor forma o rateio pretendido para o segmento geração. Os agentes de geração beneficiários acharam insuficientes as alterações propostas. Os agentes agravados entenderam por quebra de compromisso regulatório sem motivação a alteração da regra. Logo, como tal mecanismo de convergência tem por objetivo repartir 50% do

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

custo da Rede Básica entre os usuários do segmento geração, objetiva-se propor a continuação dos estudos para esse segmento geração, desentranhando da minuta de norma final o conteúdo que afeta as centrais geradoras existentes.

## II. DOS FATOS

5. No início do ano de 2006, por determinação da Diretoria da ANEEL, deu-se início às atividades de revisão da atual forma de cálculo da TUST, de modo a aperfeiçoar a divisão do custeio dos encargos de transmissão de modo a atender da melhor forma o interesse público.

6. Em 12 de abril de 2006, foi aberto o Processo da ANEEL nº 48500.001932/2006-33 para a avaliação da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.

7. Em 25 de agosto, a Diretoria determinou à SRT, enquanto diretriz, que propusesse uma forma de diminuir o risco associado ao custeio dos encargos para os novos empreendimentos de geração, haja vista a sistemática vigente de contratação da venda de energia de longo prazo.

8. A SRT analisou primeiramente a possibilidade de alteração da metodologia nodal vigente, ou melhoria que desse maior robustez e menores distorções para a TUST calculada.

9. Dos estudos realizados a partir da diretriz da Diretoria, identificou-se que o maior problema associado ao cálculo da TUST está na incerteza gerada pela oscilação das tarifas face ao crescimento da rede e à volatilidade do sinal locacional para os geradores. Isso acontece porque o segmento geração precisa incorporar na tarifa de venda de energia elétrica a previsão de desembolso de encargos de uso da transmissão. Portanto, qualquer incerteza associada a essa previsão é repassada ao preço de venda de energia elétrica.

10. Associando as atuais condições de crescimento real da rede e da volatilidade face a novas topologias, surge a questão do risco tarifário enfrentado pelos usuários da Rede Básica. Desta identificação percebeu-se que, além da questão metodológica, persistia outra, maior, a ser enfrentada, associada à redução da incerteza tarifária, não para o segmento consumo, mas para o segmento geração. Assim, o problema está encaminhado de forma a eliminar, ou pelo menos diminuir a percepção de risco daquele segmento em busca da modicidade tarifária para o segmento consumo.

11. Uma proposta para a redução do risco de oscilação e crescimento da TUST para o segmento geração foi objeto de apresentação à Diretoria da ANEEL, em 13 de setembro de 2006, que determinou à SRT a instrução do processo para submissão da proposta à Audiência Pública, na modalidade presencial. A Diretoria determinou também que fosse disponibilizado documento prévio ao público interessado, por meio da rede mundial de computadores, anteriormente à citada oitiva, bem como determinou a realização de oitivas junto ao público interno, por meio de uma Audiência para o Público Interno, e ao público externo, por meio de uma Reunião Pública sob responsabilidade da SRT.

12. Em 29 de setembro de 2006, a Nota Técnica nº 102/2006-SRT/ANEEL, de mesma data, foi disponibilizada no Fórum Técnico de Integração – FORTE Integração, no sítio da ANEEL na Internet, contendo a proposta desta SRT para aprimoramento do procedimento de estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o segmento geração, por meio da ampliação de seu horizonte de cálculo.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

13. Em 30 de outubro de 2006, foi realizada reunião entre Diretoria da ANEEL e a ABRAGET para tratar de uma proposta da associação a respeito de um ajuste imediato da TUST dos geradores do Nordeste até que fossem corrigidas eventuais distorções do modelo nodal.

14. Na ocasião desta reunião com a associação, foi-lhes informado que já houvera o imediato encaminhamento por parte da ANEEL de um tratamento abrangente para as questões da TUST aplicável a geradores que contempla não só o curto prazo, mas também tratamento de longo prazo para tais tarifas. Assim, não faria sentido acatar na forma tal proposta da ABRAGET. Logo, foi solicitado que a associação, à luz do disponibilizado ao público, se manifestasse sobre sua proposta na reunião técnica que se realizaria, bem como no processo de audiência pública subsequente, a ser promovido pela ANEEL.

15. Em 8 de novembro de 2006, foi realizada a Audiência Para o Público Interno nº 001/2006, de caráter presencial, com o intuito de apresentar às unidades organizacionais da Agência a Nota Técnica nº102/2006-SRT/ANEEL, para que seus servidores pudessem compartilhar e uniformizar entendimentos sobre o assunto, bem como, contribuir para o tema em questão.

16. Seguindo a determinação da Diretoria, em 16 de novembro de 2006, foi realizada uma Reunião técnica com a participação do público externo, quando foi apresentada a proposta de alteração do procedimento para estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, para o segmento geração, por meio da ampliação de seu horizonte de cálculo.

17. Em 17 de novembro de 2006, a SRT disponibilizou no Fórum Técnico de Integração – FORTE Integração, no sítio da ANEEL na Internet, cópia em meio magnético da apresentação realizada na reunião do dia anterior, objetivando facilitar o entendimento da questão em discussão.

18. Em 11 de dezembro de 2006, a ABRAGET encaminhou a carta nº ABRAGET 074/06 a respeito dos itens discutidos na reunião realizada dia 30 de outubro de 2006, propondo algumas alterações de curto e médio prazo, a saber:

- a) Correção imediata das TUST das térmicas do Nordeste com despacho carga pesada do Plano de Ampliações e Reforços, PAR 2006-2009, para o ciclo tarifário 2006-2007;
- b) Implementação de adaptações simples no Programa Nodal para obtenção de um ou mais despachos de acordo com as diretrizes do PAR;
- c) Utilização de mais de um cenário de despacho e a consequente forma de ponderação para os próximos ciclos tarifários;
- d) Aprovar uma metodologia que seja definitiva, de forma a dar sinalização robusta aos novos empreendedores.

19. Na citada correspondência, a associação também discorre brevemente sobre seu entendimento do disposto na Nota Técnica nº 102/2006-SRT/ANEEL, informando que tal solução não elimina de imediato as distorções existentes para as usinas termelétricas do Nordeste, bem como entende que a metodologia poderá, em alguns casos, elevar o valor da tarifa atualmente vigente.

20. Em 13 de dezembro de 2006, foi realizada reunião na Diretoria da ANEEL com representante do Banco Inter-Americano de Desenvolvimento - BID, a respeito da TUST a ser aplicada aos projetos do Rio Madeira, quando o banco informou a sua disposição em participar do financiamento do projeto.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

21. Ainda, em 13 de dezembro de 2006, foi realizada reunião na SRT com representantes do MME, para esclarecimentos a respeito da proposta metodológica em questão.

22. Em 2 de janeiro de 2007, foi anexada ao processo em referência a Nota Técnica nº 001/2007-SRT/ANEEL, complementando àquela de nº 102/2006-SRT/ANEEL, visando a alteração do procedimento para estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST do segmento geração, por meio da ampliação de seu horizonte de cálculo. Nessa nota técnica foi recomendado o encaminhamento de minuta de Resolução Normativa à Diretoria Colegiada da ANEEL, contendo os entendimentos descritos na mesma e na Nota Técnica nº102/2006-SRT/ANEEL, já consubstanciada das contribuições recebidas da API nº 001/2006 e da Reunião Técnica para o público externo, do dia 16 de novembro de 2006.

23. Em 5 de fevereiro de 2007, foi realizada reunião técnica com a Diretoria da ANEEL, quando foi apresentada a versão final da minuta de Resolução Normativa, a ser colocada em discussão na reunião colegiada do dia seguinte. Três formas de cálculo resultaram na minuta de norma apresentada:

a) cálculo de TUST pelo prazo de 15 anos a partir do ano tarifário previsto de entrada em operação comercial, para os novos empreendimentos de geração que participarão do leilão de energia nova;

b) mecanismo de convergência para os agentes de geração existente, com base no PDEE vigente na época do cálculo anual, visando desestabilizar a TUST lentamente e com sinal de longo prazo até o ciclo tarifário da transmissão 2012-2013; e

c) cálculo de TUST pelo prazo de 10 anos a partir do ano tarifário de entrada em operação comercial, para os novos empreendimentos de geração que participarão do que negociem energia exclusivamente no ACL e para aqueles empreendimentos já licitados e que ainda não tinham começado a operação comercial.

24. Em 6 de fevereiro de 2007, na 4ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, foram apresentados os conceitos e a forma final da minuta a ser submetida à Audiência Pública Presencial sobre o assunto por esta SRT. A Diretoria precedida pelo voto da Diretora-Relatora, por unanimidade, aprovou a realização da oitava em 22 de março de 2007.

25. Em 7 de fevereiro de 2007, em reunião com o Diretor-Geral da ANEEL, a Construtora Norberto Odebrecht, por meio de estudo realizado pela consultoria PSR, propôs nova metodologia para cálculo da TUST. A apresentação realizada e o registro da reunião constam do processo em referência.

26. Proposta de igual teor ao da Odebrecht foi apresentada na contribuição do Sr. Ernesto Mansilla à Audiência Pública nº 003/2007, AP nº 003/2007, cuja análise consta do Relatório de Análise de Contribuições da AP nº 003/2007, anexo a esta Nota Técnica.

27. Em 9 de fevereiro de 2007, foi publicado no Diário Oficial da União o Aviso de Audiência Pública nº 003/2007 de caráter presencial a ocorrer dia 22 de março de 2007, com o objetivo de receber contribuições referentes às alterações no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, da Rede Básica.

28. Em 9 de março de 2007, foram realizadas reuniões na SRT para esclarecimentos técnicos referentes à metodologia em discussão, a primeira com representante da Associação Nacional dos Consumidores

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

de Energia – ANACE e a segunda com representantes de FURNAS. Os registros das respectivas reuniões constam do processo em referência.

29. Em 15 de março de 2007, a SRT recebeu a carta CTA-PR-2247/2007 enviada pela Eletrobrás contendo contribuições à metodologia proposta, principalmente no que diz respeito a melhorias necessárias para que a base de dados prospectiva de TUST pudesse ser utilizada da melhor forma. Estas contribuições foram analisadas e constam do Relatório de Análise de Contribuições da AP nº 003/2007, anexado a esta Nota Técnica.

30. Em 14 de março de 2007, foi realizada reunião na SRT com representantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Nesta reunião foram discutidas as observações da EPE sobre questões envolvendo o banco de dados referente ao cálculo das TUST no horizonte do plano decenal. O registro dessa reunião consta do processo em referência.

31. Em 21 de março de 2007, foi realizada reunião na SRT com representantes da EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Ficou estabelecido que o ONS e a EPE analisariam conjuntamente a base de dados a ser utilizada no cálculo das TUST no horizonte de 10 anos levando em consideração os dados mais recentes do Plano de Ampliações e Reforços – PAR, do Plano de Expansão da Transmissão – PET e do Plano Decenal de Energia Elétrica – PDEE. Tal grupo objetiva a construção de um conjunto de bases dados anuais que contemple o período prospectivo para o qual existe o plano decenal. Esse conjunto será validado pela ANEEL e resultará no conjunto de tarifas locacionais dos novos agentes de geração. Essas bases têm a propriedade de serem construídas sob as mesmas regras e critérios, buscando-se a convergência das informações do planejamento da operação e do planejamento da expansão, partindo daquela que origina o ciclo a ser contabilizado e terminando naquela do fim do horizonte do PDEE.

32. Em 22 de março de 2007, foi realizada na ANEEL a Audiência Pública – AP 003/2007. Foram enviadas 22 contribuições por escrito até o dia 21 de março, dessas, 15 foram também apresentadas durante a AP. E ainda, 4 novas contribuições foram apresentadas na sessão ao vivo-presencial.

### **III. DA ANÁLISE**

#### **III.1 DAS CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

33. A partir das contribuições fornecidas no âmbito da AP nº 003/2007, e levando também em consideração as apresentações públicas, tanto internas quanto externas, e as reuniões de esclarecimento realizadas com agentes do setor, foram colhidos subsídios para a elaboração do ato normativo a ser submetido à Diretoria da ANEEL objetivando estabelecer alterações no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST aplicável ao segmento geração, por meio da ampliação de seu horizonte de cálculo.

34. A minuta de Resolução Normativa elaborada considera as premissas estabelecidas pelos comandos legais, as resoluções vigentes da ANEEL, as contribuições internas realizadas na API nº001/2006 e externas realizadas na Reunião Técnica do dia 16 de novembro de 2006, as análises apresentadas na Nota Técnica nº 102/2006-SRT/ANEEL e na Nota Técnica nº 001/2007-SRT/ANEEL, bem como as contribuições técnicas de diversos agentes oferecidas na AP nº 003/2007.

35. Por oportuno, cabe apresentar, a título de revisão, as premissas e considerações iniciais que levam à determinação da parcela de cada agente referente à expansão, operação e manutenção do sistema de

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional – SIN. As considerações brevemente discorridas aqui se revestem de grande importância pelo seu caráter basilar de definição da TUST.

36. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, dando nova redação à Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que:

*"Art. 3º ... compete à ANEEL:*

*XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:*

*a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e*

*b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;" (grifo nosso)*

37. E ainda, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, estabelece que:

*"Art. 9º Para todos os efeitos legais, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.*

*Parágrafo único. Cabe à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionário, permissionário e autorizado, bem como pelos consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995."*

38. Essas duas leis determinam que maiores encargos devem ser atribuídos àqueles usuários que mais oneram o sistema de transmissão e que o acesso e uso é tratado separadamente para efeitos legais, da compra e venda de energia elétrica. Assim, em um ambiente próprio, com receita própria e forma locacional de arrecadação é que a TUST foi concebida e deve ser calculada.

39. Decorrente da Lei, cabe a esta Agência *definir* a forma de cálculo da TUST com o objetivo de arrecadar encargos daqueles que mais *oneram* a rede de transmissão. Aquilo que mais onera o sistema de transmissão é o próprio investimento, realizado ou por realizar nessa rede. Assim, o usuário que causa a expansão da mesma deve ter sinal tarifário locacional alto, e aquele que evita a expansão deve ter sinal locacional baixo. Desta forma, por *uso* da rede de transmissão entende-se o que demanda ou demandou os investimentos, ou seja, a construção das linhas de transmissão, e não apenas o que flui de potência pelas mesmas.

40. Assim sendo, como o objetivo do sistema de transmissão é levar grandes blocos de energia do gerador para o consumidor, a geração de energia mais próxima dos centros de carga onera, para a mesma potência, menos o sistema de transmissão. Isso porque o comprimento das linhas é menor dada a distância, o que implica menores investimentos no sistema para que o mesmo cumpra seu papel de transporte. Já ao contrário, geradores situados em locais onde há necessidade de expansão do sistema de transmissão ocasionam maior ônus ao mesmo.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

41. Desta forma, seguindo a determinação legal, a ANEEL deve considerar no cálculo da TUST os custos já investidos e aqueles provenientes da necessária expansão do sistema. A forma atual de determinação dessa tarifa é a metodologia nodal, que juntamente com alguns critérios, resultam na parcela que cada agente usa da rede.

42. Atentando-se inicialmente para a definição do custo a ser repartido, ou seja, o nível tarifário, cabe observar que o sistema de transmissão é construído e operado a partir das seguintes premissas de planejamento e operação eletroenergética:

a) O sistema é construído de forma que não exista restrição à capacidade de um gerador entregar sua potência máxima (instalada menos consumo próprio) ao sistema. O cálculo da energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é realizado considerando a possibilidade de que em algum período a potência fornecida pelo gerador ao sistema é máxima, mesmo que na média o gerador forneça valor menor. Assim, a transmissão deve necessariamente ser dimensionada para a capacidade máxima, e isto tem importância na utilização ótima dos recursos energéticos do sistema, refletindo na energia assegurada alocada a cada gerador hidrelétrico;

b) A demanda máxima estipulada em contrato, deve ser atendida. O sistema de transmissão é construído para que a demanda máxima do consumidor possa ser atendida, ainda que na maior parte do tempo o consumo não seja o máximo;

c) O sistema de transmissão deve atender critérios de confiabilidade e de operação definidos nos Procedimentos de Rede. A rede é planejada e operada levando em consideração critérios técnicos com objetivo de otimizar os recursos energéticos. Diversas instalações, destacadamente as referentes às interligações entre os submercados energéticos, beneficiam o conjunto dos agentes do SIN.

43. Essas premissas, em última análise, determinam o nível tarifário, seja pelo quantitativo de investimento no segmento transmissão em si, seja pela forma de rateio que busca identificar os usuários que mais oneram a rede de transmissão, que são aqueles demandadores desses investimentos.

44. Assim, para calcular a parcela devida por cada usuário utiliza-se a metodologia nodal com o objetivo de conciliar as premissas do investimento na rede (aquilo que mais onera) e não somente de uso médio da rede existente que poderia ser usado para arrecadação dos encargos devidos a operação e manutenção das instalações às perdas técnicas. Ressalta-se que enquanto a RAP amonta aproximadamente 17% do investimento a O&M promove custos cuja ordem é de 1% a 1,5% daqueles decorrentes da efetiva construção da instalação. E ainda, custos de O&M não se alteram com a variação de fluxo de potência na instalação. A metodologia nodal baseia-se na influência incremental do uso da rede, sendo que o ponto a partir do qual os valores incrementais são calculados é determinante na análise. Assim, para um determinado ponto de operação é calculada a influência de cada agente no sistema existente e/ou futuro. Os valores obtidos determinam de maneira relativa a participação de cada agente nos custos da rede.

45. Essa rede é construída, conforme apresentado anteriormente, para permitir o fornecimento da máxima potência do gerador, para que o consumidor possa ter sua demanda máxima atendida e que os recursos energéticos sejam utilizados de forma otimizada. Há que se levar em consideração que no caso de um sistema hidro-térmico como o brasileiro, a potência de geração instalada é razoavelmente superior à demanda máxima

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

contratada pelos usuários consumidores. Este fato garante aumento da energia assegurada do gerador individualmente e do sistema e também a melhor capacidade de suprimento da ponta de carga. Entretanto, tal fato também aumenta o custo da transmissão pela maior capacidade de transporte requerida e porque a fonte é um recurso natural que tem de ser explorado na região onde é disponível. Assim, sistemas de transmissão com capacidade maior e mais longos são esperados de um sistema com característica majoritariamente hídrica.

46. Dada a condição de que a potência instalada de geração é razoavelmente maior do que a de carga, torna-se necessário obter um ponto de operação onde haja equilíbrio entre carga, geração e perdas, a partir do qual a análise tarifária pode ser feita. Assim, a solução adotada para análise da repartição dos custos do sistema de transmissão é a utilização dos valores contratados da carga (máximos por ponto de suprimento), ou seja, máxima exigência da rede de transmissão pela carga, sem considerar contingências, e os valores de geração que forneça o ponto de equilíbrio necessário, sendo que cada gerador contribui proporcionalmente à sua capacidade máxima. Quanto à rede, é considerada a presença de todas as instalações com limites operativos determinados pelos valores de capacidade máxima disponibilizados nos Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão – CPST. Cabe observar que a capacidade efetiva de uma linha de transmissão está sujeita a diversos fenômenos dinâmicos, variando com o ponto de operação. Desta forma, um mesmo circuito pode ter sua capacidade de transportar energia reduzida com uma alteração no despacho do sistema ou parâmetros de controladores. A utilização dos valores constantes nos CPST reflete uma opção que busca homogeneidade e simplicidade, além de utilizar um valor regulado de capacidade de transporte.

47. Para efetuar a repartição dos custos, são utilizados outros dois critérios:

a) As interligações entre os submercados energéticos são custeadas por todos os agentes do sistema. Desta forma, o cenário de análise para cálculo de tarifas obedece ao limitador de que dentro de cada submercado deve haver equilíbrio entre geração e carga;

b) Os custos do sistema de transmissão devem ser arcados de forma paritária pelos segmentos de consumo e geração. Por isso, 50 % dos custos são atribuídos aos geradores e 50% aos consumidores.

48. Considerando os comandos legais, as premissas de expansão e operação da rede e os critérios de repartição de custos, obtém-se a metodologia locacional adequada para a determinação dos encargos de cada agente referente ao sistema de transmissão brasileiro. A utilização de metodologias baseadas em análises lineares incrementais, como a metodologia nodal, facilita o entendimento e possibilita a análise qualitativa do problema. No entanto, metodologias lineares aplicadas a sistemas dinâmicos não-lineares podem apresentar inadequações que exigem cuidado na utilização. Um inconveniente é o efeito oscilatório causado pelas alterações de grande porte que acontecem entre análises subsequentes. Desta forma, a TUST calculada para um determinado agente a partir da rede, das cargas e das gerações num determinado ano pode ser diferente daquela calculada no ano seguinte. Isto ocorre uma vez que metodologias lineares estão suscetíveis à volatilidade causada por qualquer alteração de grande porte em qualquer um dos elementos formadores da análise (rede, carga ou geração). Portanto, a configuração, que num ano apontava distância elétrica elevada entre um determinado gerador e um centro de carga, pode ser muito alterada pela construção de novas linhas de transmissão, tendo reflexo no valor da TUST. Essa situação associada ao fato de que investimentos de elevada monta e significância estão sendo realizados, levam à condição de volatilidade tarifária atualmente observada no segmento de transmissão brasileiro.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

49. Diferentemente de sistemas de transmissão maduros, como os encontrados nos países altamente industrializados, ainda ocorrem alterações de grande porte no sistema brasileiro: grande expansão da carga/geração e a conseqüente expansão da rede de transmissão. Com uma característica importante: por ter dimensões continentais, relativa baixa densidade demográfica e de consumo, e para otimizar a utilização dos recursos energéticos, são necessários investimentos relativamente maiores no sistema de transmissão para integrar os centros de geração aos de carga. Assim, atualmente é observado que a participação relativa do sistema de transmissão no custo total do sistema elétrico nacional aumenta.

50. A metodologia proposta nesta Nota Técnica, descrita na Seção III.3, estabelece a ampliação do horizonte de cálculo da TUST dos atuais 12 meses para 10 anos, de forma que a volatilidade hoje presente seja mitigada. Para isto são observados os dados futuros do sistema disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e pelo Ministério de Minas de Energia, por meio da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

## **III.2 DAS CONTRIBUIÇÕES**

51. O Anexo I desta Nota Técnica traz a análise individual de cada contribuição. A partir da análise das contribuições, conclui-se oportuno a separação em dois grupos distintos: o primeiro, afeto à análise do impacto da proposta em tela nos empreendimentos de geração existentes e o segundo, relacionado aos novos empreendimentos.

### **III.2.1 DAS CONTRIBUIÇÕES REFERENTES AOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO EXISTENTES**

52. A análise das contribuições mostra que a proposta apresentada na minuta de resolução para tratamento das distorções pontuais, decorridas do mecanismo introduzido pela Resolução Normativa nº 117/2004, não atinge o objetivo pretendido.

53. Cabe salientar que a análise da situação específica do Nordeste tem aspectos que devem ser levados em consideração. Em primeiro lugar, ao se analisar os resultados fornecidos pela metodologia nodal devem ser consideradas todas as premissas utilizadas para a construção e a operação eletro-energética do sistema brasileiro.

54. Fundamentalmente, devem ser observadas as premissas de que as interligações energéticas devem ser custeadas por todos, uma vez que produzem benefícios para o país, e que os agentes de geração devem concorrer de maneira igualitária aos agentes de consumo no custo das redes.

55. O Nordeste possui potência instalada de geração acima da demanda máxima de consumo, assim como todos os outros submercados. Apesar desta grande potência instalada, acima até do nível médio brasileiro, o submercado é importador de energia, condição factual, trazida pela ABRAGET e Neoenergia a essa discussão. Para verificar tal condição basta observar os fluxos das interligações dos submercados Norte e Sudeste-Centro Oeste para o submercado Nordeste para se perceber que o mercado importa energia na maior parte do tempo.

56. Assim, a situação resultante para análise do submercado Nordeste é aquele em que a potência instalada é mais que suficiente para atender a carga, mas esses geradores não conseguem suprir a necessidade energética do submercado.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

57. Essa condição de transmissão implica dois tipos de investimentos e é determinante para elevação do nível tarifário da transmissão naquele submercado. O primeiro tipo de investimento é aquele associado à construção das redes para permitir, como explicado anteriormente, que a mesma possa escoar a potência máxima injetável por cada gerador. Caso este gerador possua baixa quantidade de energia a ser gerada, independentemente de sua localização, será necessária a construção de outras instalações de transmissão para trazer energia de outra fonte a fim de suprir a demanda, o que implica o segundo tipo de investimento em transmissão necessário. Portanto, mesmo que um gerador esteja localizado nas imediações do centro de carga, se não houver energia suficiente, não ocorre a imaginada redução no custo de transmissão, dada a insuficiência energética.

58. Essa é a condição atual do sistema de transmissão do Nordeste. A título de exemplo, considere-se uma carga cuja demanda máxima seja 100 MW, o consumo de energia seja 80 MW médios e cuja localização seja o litoral do Nordeste. Próximo a essa carga existe uma geração, cuja potência instalada é 130 MW e a energia anualmente gerada monta 70 MW médios, com períodos de geração máxima e períodos com geração muito abaixo da média. Observa-se que mesmo próximo, o gerador não consegue suprir a energia necessária ao consumidor, apesar de poder suprir a potência máxima requerida pela carga. Essa insuficiência de energia acarreta a construção de duas redes: aquela referente ao gerador próximo e aquela referente à energia a ser trazida de outras localidades, mais distantes. Isto tem reflexo direto no nível tarifário do submercado, uma vez que o sistema de transmissão resultante tem grande porte, percorre longas distâncias e tem grande potência a ser transportada.

59. Concluindo, o submercado Nordeste apesar de possuir valor elevado de potência instalada, o que demanda redes com capacidade de transporte para tal, tem valor relativamente baixo de energia disponível, o que demanda investimentos adicionais dada a necessidade de importação de energia de outros submercados. Como a rede é construída levando em consideração as potências máximas a serem transportadas e não as médias, é conclusão hialina que não basta estar bem localizado, é necessário que exista energia suficiente para que seja evitado o custo de expansão da rede de transmissão, garantindo que o custo da transmissão seja minimizado. Não sendo evitada a expansão da rede, os seus custos devem ser repartidos. Cabe ao programa Nodal apenas repartir o custo da rede existente.

60. Além da questão dos critérios do art. 2º da REN 117/2004, os pontos principais levantados pelos agentes dos empreendimentos de geração existente sobre a minuta de Resolução da AP nº 003/2007 são:

a) Precificação dos custos do sistema de transmissão: já realizada pelos agentes, não sendo razoável alterar o dispositivo introduzido pela REN nº 117/2004;

b) No caso de se alterar a regra atual como repartir as diferenças? Dentro do ambiente de geração, no ambiente de consumo ou repartição entre todos;

c) Alterar a regra criada em 2004, com validade de 8 anos, antes do fim do seu prazo só se justifica caso os ganhos para o conjunto de agentes forem maiores que as perdas pontuais; e

d) O mecanismo proposto não resolve o problema no curto prazo e o futuro para tal suposição não é muito evidente, segundo os agentes atualmente agravados.

61. De acordo com a análise de contribuições oferecidas pelos agentes afetados, o mecanismo proposto no art. 3º da minuta, não alcançou o objetivo previsto, sendo que os agentes beneficiários acharam

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

insuficientes as alterações propostas e os agentes agravados entenderam que a alteração da regra enseja quebra de compromisso regulatório sem a devida motivação.

62. A essa condição somam-se dois aspectos:

- a) O fato de que o mecanismo de convergência proposto só afeta o próprio segmento geração, não se desdobrando ao de consumo dado o critério de rateio 50-50% que fica preservado nesse artigo;
- b) A questão da revisão tarifária periódica com a evidente redução do nível econômico do segmento transmissão em 2005 e seu desdobramento financeiro de dois ciclos seguintes, que não apresentam até o momento condições aparentes para que exista aumento tarifário para o próximo ciclo.

63. O exame por parte da SRT das questões levantadas nas contribuições, considerando os aspectos listados anteriormente, implica a manutenção da forma atual de cálculo e da continuidade dos estudos referentes ao tratamento das distorções decorrentes do dispositivo estabilizador introduzido pela resolução atualmente vigente.

64. Em 02 de fevereiro de 2006, por meio da Nota Técnica nº 043/2006-SRT/ANEEL, a SRT submeteu a Diretoria proposta de mudança do art. 4º da Resolução nº117/2004, pela inserção de § 2º, de forma que houvesse isonomia tarifária de geradores com conexões representadas em um mesmo ponto da rede básica. Pela proposta caso existissem TUST diferenciadas em um mesmo ponto de conexão representado, prevaleceria a menor. Tal proposta visava corrigir tarifas diferenciadas de centrais geradoras, entre elas a TUST da UHE Ponte de Pedra.

65. Tal proposta foi retirada de pauta para estudo. Paralelamente iniciava-se o estudo ora em discussão, que evidentemente leva à conclusão de que tarifas calculadas para o longo prazo implicam tarifas diferenciadas em mesmo ponto de representação de conexão para tempos de cálculo distintos.

66. Assim, é necessário recomendar o arquivamento do processo de alteração do art. 4º proposto pela Nota Técnica nº 043/2006-SRT/ANEEL, por evidente conflito com estudos ulteriores e em curso.

67. Entretanto, a continuidade dos estudos referentes ao tratamento das distorções decorrentes do dispositivo estabilizador também levará em consideração a condição daqueles que têm tarifas distintas com conexão representada em mesmo ponto de acesso a Rede Básica.

### **III.2.2 DAS CONTRIBUIÇÕES REFERENTES AOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO NOVOS**

68. Das discussões e contribuições oferecidas pelos agentes setoriais e associações relacionadas aos empreendimentos novos, cabe destacar como pontos principais:

- a) Diminuição do horizonte de prospecção de cálculo da TUST proposto;
- b) Tratamento do valor da TUST no período além do horizonte do PDEE;
- c) Tratamento do valor da RAP futura e da base de dados, incluindo modelagem de elementos e convergência das informações dos planejamentos da operação e da expansão;

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

- d) Separação dos ambientes livre e regulado de comercialização para efeito de contabilização das diferenças entre o planejado e o realizado, evitando assim subsídios cruzados entre os ambientes de contratação para o segmento consumo;
- e) Tratamento isonômico entre os ambientes de comercialização frente ao cálculo da TUST;
- f) A classificação de empreendimentos de geração novos;
- g) Alteração da metodologia de cálculo da TUST;
- h) Alteração da metodologia vigente de cálculo da TUSD-G;
- i) Os critérios da linearização da prospecção de tarifas;
- j) Os critérios da atualização monetária.

#### **Diminuição do horizonte proposto de cálculo da TUST**

69. As contribuições, de maneira geral, apresentaram restrições à determinação das tarifas por períodos muito além das informações disponíveis no PDEE. Como pode ser observado no relatório de análise de contribuições em anexo, tal entendimento advém dos usuários do segmento consumo, daqueles do segmento geração e também de entidades independentes.

70. Analisando tal questão, observa-se que o prazo de dez anos apresenta-se mais adequado como tempo de prospecção para a TUST. Tal prazo é suficiente para que se tenha equilibradamente 5 anos de prospecção e 5 de estagnação, sendo suficiente também para o gerador enfrentar a parte crítica da etapa onde os empréstimos são amortizados. Além disso, na conta de valor presente, aquelas tarifas dos últimos anos da seqüência pode ter significância menor dada a taxa de desconto utilizada. Assim, a relação custo/benefício da metodologia fica levemente afetada, mas a incerteza da estagnação fica reduzida à metade.

71. A alteração no prazo de prospecção que passará de 15 para 10 anos, resulta em um conjunto tarifário calculado pela ANEEL com 15 ou 13 anos de antecedência, mas com vigência de 10 anos a partir do ciclo de entrada em operação previsto.

72. É importante ressaltar que a seqüência de TUST publicada por empreendimento novo de geração seguirá o ano tarifário da transmissão, ou seja, de 1º de julho a 30 de junho do ano subsequente. Desta forma, como a entrada em operação comercial é facultada a todo o ano civil de referência, torna-se necessário que a primeira TUST da seqüência contemple o período que se inicia em 1º de janeiro e termine em 30 de junho do mesmo ano, de modo a sincronizar o conjunto estabelecido com o ano tarifário da transmissão.

#### **Tratamento do valor da TUST no período além do horizonte do PDEE**

73. A proposta de cálculo de um conjunto de TUST por um horizonte de 10 anos a partir da entrada em operação comercial de cada empreendimento implica cálculo de TUST de duas formas: uma para o período que existem informações do planejamento e outra para além deste horizonte, ou seja, a partir do último ano planejado no PDEE. Assim, para aqueles anos onde existe transmissão planejada, considera-se a evolução da Rede Básica

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

segundo os dados do PAR/PET e do PDEE. Considerando que o cálculo é feito à época do leilão (3 ou 5 anos antes da entrada em operação), há um período de 3 ou 5 anos em que não existe informação sobre a rede, dado o fim do horizonte decenal do planejamento. É proposto então que o último valor encontrado seja estagnado até o fim do período de 10 anos a ser prospectado. Ressalta-se que o valor a ser estabilizado passa anteriormente por um processo de linearização que visa eliminar volatilidades entre os ciclos tarifários.

74. Esta é uma solução encontrada tendo em vista que não existem garantias de manutenção das taxas de crescimento além do horizonte do PDEE, muito menos de decréscimo, tendo em vista: perfil degrau de receitas após 15 anos, revisões tarifárias, contratos de concessão que se encerram, etc.

75. Em relação à expansão do prazo de estabelecimento da TUST para a geração hidráulica, pelo período de sua concessão, ou seja, 30 anos, entende-se que as incertezas trazidas por essa fixação são maiores do que os benefícios, dado o risco de desconhecimento tanto do mercado, quanto da transmissão naquele horizonte.

#### **Tratamento da base de dados e do valor da RAP futura**

76. Várias contribuições referem-se à forma como a ANEEL irá calcular as receitas permitidas futuras e também como serão modelados equipamentos de corrente contínua, obras referenciais, etc.. Uma nota técnica específica que considera o tratamento da base de dados será elaborada pela SRT para tratar do assunto. Ademais alguns itens de caráter mais geral necessitam dos esclarecimentos abaixo descritos.

77. A receita da transmissão só pode ser obtida com base nos investimentos planejados para os próximos 10 anos, sendo estas informações retiradas do documento oficial do poder concedente, o PDEE aprovado pelo MME. A forma de estabelecimento da receita, nada mais é do que uma anualização padrão dos investimentos listados para a Rede Básica no PDEE. A utilização de deságios de leilão não tem como ser apropriada por falta de uma metodologia que identifique o valor a ser utilizado. Uma possível metodologia seria de difícil aplicação dadas as condições únicas de cada obra e de financiamento de seu empreendedor. Assim, informamos que a revisão do custo padrão utilizado pela ANEEL é o caminho para melhores estimativas da RAP. Tal trabalho já foi iniciado no âmbito das superintendências de regulação econômica e da transmissão, e assim que aprovado, será utilizado na prospecção da TUST. Até lá, o custo vigente será utilizado.

78. A respeito das informações de agentes de que existem problemas de atendimento sem soluções planejadas, informa-se que tal situação é conceitualmente incompatível com o planejamento. Assim, uma vez identificado o problema de atendimento, o próprio planejamento tem de listar quais investimentos devem ser realizados, visando a eliminação do mesmo. Desta forma, basta que tais problemas sejam encaminhados ao órgão planejador para que a solução técnica seja dada.

79. Com relação às obras referenciais, as mesmas se apresentam como a melhor informação atualmente disponível. Assim, são informações melhores do que a ausência das mesmas, o que não justificaria sua exclusão da base de dados.

80. Em relação àquilo que será considerado instalação de uso exclusivo de agentes de geração ou Rede Básica, de acordo com o art. 17º da Lei nº 9.074/1995, cabe ao Poder Concedente identificar quais são elas. Assim, quando da elaboração do planejamento existe a identificação de qual circuito pertencerá a concessão de geração e qual prestará serviço público de transmissão.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

### **Separação dos ambientes livre e regulado de comercialização para efeito de contabilização das diferenças entre o planejado e o realizado**

81. Algumas propostas indicaram que a separação dos ambientes de contratação livre (ACL) e regulado (ACR) para efeito de liquidação das diferenças entre o planejado e o realizado, referente aos encargos de transmissão, evita subsídios cruzados entre os ambientes, e mereceu análise específica da SRT. Entendemos que essa separação passa por deixar o agente de geração que negocia no ACL responsável pelo custeio de seus encargos de transmissão e o do ACR com o mecanismo de mitigação de incerteza proposto. Dessa forma, para separar os ambientes de contratação, seria criado um mecanismo de compensação apenas para o ACR, ficando a parcela negociada no ACL atribuída ao gerador. Assim o gerador teria duas tarifas, uma anualmente calculada para o ACL, e outra planejada e mitigada da incerteza, para o ACR.

82. Esta proposta de separação dos ambientes de contratação tem como fundamentação o fato de que no ACL é possível realizar contratos pelo prazo desejado pelo empreendedor e por isso não existe a necessidade de retirar a incerteza tarifária do mesmo, uma vez que tal condição pode ser claramente colocada no contrato. Entretanto, o efeito da compensação das distorções oriundas da metodologia proposta pela associação em cada um dos ambientes de comercialização tem implementação que necessita de exaustiva busca de informações contratuais de compra e venda de energia e suas incessantes modificações e traz:

a) tarifação diferenciada do custo de transmissão para consumidores livres e cativos em um mesmo ponto de acesso à rede básica, com conseqüente perda de isonomia sendo que o custo de transmissão poderá ser tratado bilateralmente no ACL; ou

b) tarifação de uso da transmissão única para o segmento consumo, com a TUST de longo prazo do ACR compensada pelo mecanismo e a do ACL não compensada, o que faz com que o ACL auxilie o ACR na mitigação da incerteza de cálculo sem se beneficiar do mesmo em seu consumo de energia, o que não é isonômico; ou

c) TUST igual para o ACR e ACL com mecanismo de mitigação só no ACR, mas por dentro do CCEAR e acerto bilateral no ACL, com tarifa calculada e aplicada anualmente ao gerador;

83. Esta última proposta traz a mistura dos encargos de uso e de compra e venda de energia, o que entendemos vai de encontro ao disposto no art. 9º da Lei nº 9.648/1998. Além disso, a proposta trata diferentemente agentes de geração dada sua forma de comercialização. Isto afeta outro conceito da regulação vigente: a indiferença de uso do fio dada a forma de compra e venda da energia. Esse conceito fica prejudicado porque a TUST nada mais é do que uma tarifa fio regulada de um monopólio natural, a transmissão. Assim, observamos que indiretamente o livre acesso, princípio da desverticalização do setor, fica afetado porque problemas do cálculo da TUST são mitigados em contratos de compra e venda de energia. Outra questão que surge é que a incerteza de estabelecimento da TUST afeta o preço final da energia negociada no ACR ou no ACL. Portanto, concluímos que conceitos regulatórios mais importantes ficam afetados pela metodologia proposta pelo agente, a contabilização fica inviável, pois traz para o cálculo da TUST desnecessárias informações das proporções de comercialização nos dois ambientes, misturando compra e venda de energia com o uso, que são legalmente separadas, visando ao livre acesso. Assim, entende-se que tal separação não deve constar da futura norma.

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

### **Tratamento isonômico entre os ambientes de comercialização frente ao cálculo da TUST**

84. Contrariamente ao disposto na seção anterior, das análises das contribuições podemos retirar a condição de que os novos e existentes agentes de geração devem ser tratados pela mesma regra de cálculo da TUST. Isso é derivado de toda a explicação de isonomia na prestação do serviço público de rede já explanada na seção anterior e que a TUST visa a remunerar.

85. Desta forma, o artigo que diferenciava os participantes integrais do ACL e os agentes de geração já licitados pela modalidade de leilão foi excluído e os agentes afetados foram redistribuídos, sendo que aqueles novos empreendimentos que participarão do leilão, independentemente da modalidade de comercialização, serão alcançados pelo cálculo de longo prazo da TUST. Já os agentes que já foram licitados em leilão serão todos tratados como existentes.

### **A classificação de novos empreendimentos de geração**

86. Da análise das contribuições, identificou-se que alguns itens necessitam melhores esclarecimentos. Um deles diz respeito a quem é contemplado como empreendimento de geração novo.

87. O processo de leilão de energia nova contempla os seguintes empreendimentos: 1) novas concessões, autorizações e permissões; 2) repotenciação, na parcela de energia associada ao aumento da potência; e 3) aqueles já licitados, porém sem energia contratada.

88. Para efeito do cálculo da TUST, tais condições têm de ser diferenciadas, dados os investimentos já realizados nos sistemas de transmissão provenientes da solicitação de acesso a Rede Básica que já se concretizou.

89. O primeiro conjunto contempla as futuras licitações para exploração de geração, seja qual for a forma de comercialização. Assim, é cabível o cálculo de tarifas de longo prazo, uma vez que o desenvolvimento do sistema de transmissão está por ser feito, bem como a comercialização poder ser positivamente afetada pela diminuição da percepção de incerteza da TUST.

90. Já para o segundo conjunto, a proposta de cálculo de longo prazo traria duplicação de tarifas fio, uma vez que a regulação já se faz presente de outra forma para a parcela de potência/energia já existente. Assim, a repotenciação é entendida como geração existente para efeito de cálculo da TUST, sendo aplicáveis os critérios da Resolução nº 117/2004.

91. Por fim, o terceiro conjunto tem dois tipos de elementos distintos: os empreendimentos que já estão em operação comercial e os que não estão. O cálculo da TUST se apresenta de forma distinta para essas condições. Para os empreendimentos que estão em operação comercial, a regulação também se faz presente, sendo aplicável os critérios da Resolução nº 117/2004. Tal condição também deriva dos investimentos já realizados nos sistemas de transmissão provenientes da solicitação de acesso a Rede Básica que já se concretizou.

92. Entretanto, para aqueles já licitados que irão ofertar energia em leilões A-3 e A-5 e que não estão em operação comercial, a comercialização também pode ser afetada positivamente pela diminuição da incerteza de cálculo da TUST. Assim, com o acesso e a comercialização ainda por acontecerem, o conjunto de usuários da Rede Básica e de consumidores também podem ser positivamente afetados pela diminuição da percepção de incerteza da TUST.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

93. Desta forma, entende-se que o futuro normativo deverá conter a disposição de que os agentes de geração a terem cálculo de tarifas pelo horizonte de 10 anos são aqueles que participarão dos leilões de energia nova, desde que não estejam em operação comercial.

### **Alteração da metodologia de cálculo da TUST**

94. As contribuições enviadas divergem quanto à troca da metodologia nodal. Há aqueles que defendem a manutenção da metodologia, os que acreditam ser pertinente ajustes e aqueles que sugerem a troca ou revisão das premissas.

95. A metodologia nodal é uma ferramenta utilizada para repartir os custos existentes do sistema de transmissão. As diversas premissas de planejamento e operação da rede aliadas às considerações de como tratar as interligações e repartir dos encargos entre os segmentos de geração e consumo foram determinadas com intuito de fornecer um resultado o mais justo possível de maneira global. Isto não é garantia de que problemas pontuais jamais aconteçam.

96. Como o problema principal é o de dividir um custo existente, não há, por definição, como diminuir o encargo de um usuário sem acarretar aumento a outro. Desta forma, qualquer alteração metodológica, ou mesmo de premissa, deve ser acompanhada de indelével e inexorável justificativa de ganho global apesar de eventual perda individual. Soluções de benefício individual com repercussões globais, sem tal justificativa, apresentam-se imprudentes. É importante salientar que, norteado por estas questões, o estudo da metodologia em si é objeto constante de análise da ANEEL.

97. Como apresentado anteriormente, o despacho utilizado parte da premissa de que os custos das interligações entre submercados são divididos por todos os agentes do SIN e que a rede é construída para escoar o valor máximo de geração e atender a demanda máxima. A utilização de despachos com base em vários cenários representaria custos associados apenas ao fluxo nos equipamentos, ou seja, custos para remunerar a O&M e não o investimento. Um leitor mais desatento poderia confundir a nomenclatura “uso da transmissão” como simplesmente aquilo que flui a cada instante na rede de transmissão, e que seria por meio dessa variável que o rateio dos encargos da rede deveria ser custeado. “Uso” no senso da tarifa de uso da transmissão refere-se àquilo que mais onera o sistema de transmissão, e isso não é apenas o que passa instantaneamente pelo fio, dado que o ativo é remunerado por disponibilidade. “Uso” no senso da tarifa de transmissão inclui o que demanda o investimento em instalações de transmissão e que culmina em um encargo a ser arrecadado. Assim, para seguir o comando da Lei de assegurar maiores encargos aos que mais oneram a rede, entende-se que é necessário que a repartição do custo seja realizada considerando uma situação que reflita o motivo da construção da rede e não apenas a de sua utilização média.

98. A contribuição que propõe uma metodologia baseada na atual, mas com repartição dos custos da rede de forma diferenciada, defende a tese de que os geradores hídricos fazem usos distintos da rede de transmissão e que isso deveria ser quantificado, sendo parte dos custos repassados aos geradores térmicos e aos consumidores. Pela proposta, são apresentados três tipos de uso da rede feitos pelos geradores hídricos:

- a) Uso referente à sua energia assegurada (custos da rede a ser pago pelos geradores hídricos);
- b) Uso referente à sua energia secundária (custos da rede a ser repassado aos geradores térmicos);

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

c) Uso referente à geração máxima para suprir a demanda de ponta (custos da rede a ser repassado aos consumidores).

99. Entende-se que o gerador hídrico ao ser instalado demanda a construção da rede que permite o escoamento de sua potência máxima, com impacto direto na rede de transmissão. Assim sendo, não há que se desconsiderar o motivo de construção da rede no momento de calcular a parcela de contribuição dos geradores hidráulicos.

100. Outro aspecto importante é o de não se misturar os ambientes de comercialização de energia com o acesso e uso de redes, como já justificado anteriormente. Caso exista algum serviço energético prestado pelos geradores hídricos que não são corretamente remunerados, entendemos que tal questão não deve ser resolvida mediante fluxo de encargos destinados a remunerar o sistema de transmissão, sob o risco de que o serviço prestado seja precificado incorretamente e que se perca no caminho a razão precípua do que deve ser cobrado, o ônus da transmissão. Tal entendimento encontra amparo no comando legal do art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, o qual determina que a contratação do uso deve se dar separadamente da compra e venda de energia. A análise detalhada é apresentada no relatório de análise de contribuições em anexo.

101. Um conjunto consumidor/gerador que demanda a construção de uma determinada instalação deve participar de seu ressarcimento mesmo que o uso seja eventual. Isto por que o conjunto se beneficia da existência da instalação mesmo que não a utilize constantemente ou não atinja sua capacidade máxima de transmissão. O consumidor se beneficia do sistema ao ter garantia e confiabilidade de seu o suprimento, o gerador se beneficia do sistema no momento de obter o valor de sua parcela da energia a ser comercializada, que pressupõe a inexistência de restrição elétrica entre os geradores e o sistema e que garante o cumprimento de suas obrigações contratuais independentemente da geração realizada.

102. Entendemos que as contribuições referentes a possíveis alterações normativas devem procurar caráter geral, isonômico e consistência no curto, médio e longo prazos. Independente de alterações que possam vir a ocorrer, é necessário, para os novos empreendimentos (que firmam contrato por um longo prazo), a previsibilidade de tarifas de longo prazo, o que é buscado pela ANEEL por meio desta proposta.

### **Alteração da metodologia vigente de cálculo da TUSDg**

103. As tarifas de uso dos sistemas de distribuição aplicáveis a geradores – TUSDg, passam por processo de alteração Normativa independente. Entretanto, devido ao art. 10º, § 3º da Resolução nº281/1999, todas centrais geradoras, quando despachadas centralizadamente pelo ONS, devem firmar CUST e por isso pagar TUST, mesmo que conectadas em âmbito da distribuição, ou seja, às Demais Instalações de Transmissão - DIT, ou redes de distribuição propriamente ditas.

104. Isso implicaria a necessidade de cálculo do conjunto de TUST para todos novos empreendimentos de geração despachados centralizadamente pelo ONS que fossem leiloados a partir da publicação da norma ora em discussão.

105. A ANEEL está estudando uma proposta locacional de cálculo da TUSDg aplicável aos geradores do ambiente de distribuição, uma vez que a forma vigente é apenas transitória. A separação dos âmbitos da distribuição e da transmissão, conforme preconizado pela Resolução Normativa nº 067/2004, de 8 de junho de 2004, implica entendimento de que o agente de geração que não participa da Rede Básica, participa do âmbito da

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

distribuição. Isso significa que não é possível incluir tal gerador na norma de TUST proposta, uma vez que a tarifa aplicável ao mesmo está sujeita a normatização superveniente de acesso a redes de âmbito da distribuição, que ainda está em discussão no âmbito da Audiência Pública nº 010/2005 e permanecerá até que a proposta metodológica da TUSDg seja aprovada pela Diretoria da ANEEL.

106. Por isso foi incluso dispositivo no art. 4º da minuta de norma em discussão que determina aos novos empreendimentos cuja conexão ao sistema interligado se der nas redes de âmbito da distribuição tratamento transitório equivalente ao da geração existente até a aplicação da TUSDg locacional.

### Os critérios da linearização da prospecção de tarifas

107. Da análise das contribuições não restou clara a condição de como será realizado o processo de linearização do conjunto de TUST calculado com a base de dados que contempla as instalações previstas no PDEE.

108. Entende-se por linearização dos valores prospectados da TUST, a expressão, por meio de uma reta, da tendência que indica o comportamento de longo prazo desses valores. Desta forma são eliminadas, nos valores linearizados, as flutuações apresentadas nas tarifas originais causadas pelas condições inerentes ao planejamento e pelas mudanças topológicas da rede de transmissão. Portanto, as TUST a serem utilizadas referem-se aos valores da reta em cada ciclo tarifário

109. Essa linearização é realizada utilizando o método de mínimos quadrados, por sua simplicidade e adequação ao problema. Desta maneira, garante-se a minimização da soma dos quadrados das distâncias de cada um dos valores originais à reta de tendência. A figura a seguir, onde o eixo das abscissas representa os ciclos tarifários e o das ordenadas representa as TUST, ilustra as tarifas calculadas e a reta obtida a partir destas tarifas.

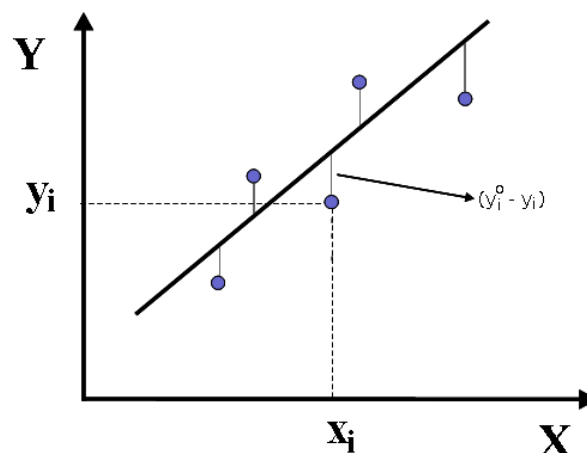


Figura 1 – Linearização das TUST

110. Entretanto, observa-se que tal linearização representa apenas o comportamento das tarifas prospectadas com a base de dados que contempla os investimentos previstos no PDEE. No caso dos leilões A-3 e A-5, ficam faltando respectivamente 3 e 5 tarifas para se completar o conjunto composto de 10 elementos.

111. A minuta de Resolução objeto da AP nº003/2007 trouxe como solução para a questão, a estagnação do último valor de TUST encontrado após a etapa de linearização. Apesar das contribuições de algumas associações solicitarem que a linearização fosse estendida até o fim do conjunto de tarifas, entendemos que não

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

existem condições que garantam minimamente que elas ocorrerão de fato, dada a condição da suposição de crescimento real da rede de transmissão que a mesma enseja.

### **Os critérios da atualização monetária**

112. Também visando transparência necessária ao processo, ressalta-se que esta seção objetiva explicitar a condição de atualização monetária proposta para o cálculo do conjunto de tarifas obtidos.

113. A minuta proposta trouxe a condição de que o índice de reajuste seria estabelecido no ato administrativo a ser publicado com o conjunto de TUST do empreendimento. Essa condição, apesar de não definir o índice de atualização, desvincula o reajuste do conjunto daquele que será utilizado no processo de reajuste ou revisão das receitas das concessionárias de transmissão.

114. Entretanto, observa-se que o índice de reajuste do segmento transmissão, que atualmente é o IGP-M, pode deixar de sê-lo durante a validade do conjunto de tarifas prospectadas. Obviamente não está sendo dito que se pretende alterar contratos já firmados, mas sim, que o Poder Concedente é livre para escolher o índice monetário mais apropriado para cada concessão. Assim, a atualização monetária do segmento transmissão pode vir a ser uma ponderação de índices. Como o objetivo desta norma é apenas obter a melhor percepção da TUST, entende-se que tal condição de atualização monetária deve ser aquela que resultar anualmente da reposição monetária de todo segmento transmissão, seja no processo de reajuste ou no de revisão de receitas.

## **III.3 DA PROPOSTA METODOLÓGICA RESULTANTE**

### **Da ampliação do horizonte de cálculo da TUST do segmento geração**

115. Esta Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT elaborou a Nota Técnica nº 102/2006-SRT/ANEEL e a Nota Técnica nº 001/2007-SRT/ANEEL propondo a alteração do procedimento para estabelecimento das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST, do segmento geração, por meio da ampliação de seu horizonte de cálculo. Em seguida foi realizada Audiência Pública presencial, permitindo que os agentes, a partir da reunião técnica, das notas técnicas, das apresentações disponibilizadas no fórum aberto para tal fim, do relatório e voto da Diretora-relatora e finalmente da minuta de resolução, pudessem contribuir diretamente no processo de evolução da metodologia apresentada.

116. A metodologia nodal de cálculo das tarifas de uso da Rede Básica, forma que a ANEEL utiliza para calcular a tarifa locacional, com diretriz dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, garante o cumprimento desta lei assegurando maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

117. A metodologia vigente, estabelecida na Resolução nº 281/1999, de 1º de outubro de 1999, com diretrizes complementares definidas na Resolução Normativa nº 117, de 3 de dezembro de 2004, também contempla algumas modificações importantes que foram acrescentadas ao método nodal para estabilizar as tarifas e filtrar possíveis distorções que a referida metodologia implicasse. Essas modificações, que foram inseridas, alteram o resultado dos custos marginais de longo prazo, atenuando, estabilizando e reduzindo a volatilidade associada à TUST aplicável, mas também elevam a parcela a ser assumida de forma independente da localização, denominada parcela aditiva ou popularmente “selo”.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

118. A questão fundamental a ser superada é a percepção de incerteza associada à volatilidade tarifária, causada pela constante evolução do sistema de transmissão de um país com dimensões continentais e baixa densidade de carga. Isto em face de um modelo setorial de contratação de energia elétrica de longo prazo sem possibilidade de revisão tarifária durante o período de concessão, que pode alcançar 30 anos.

119. Hodiernamente, o cálculo da TUST é realizado com periodicidade anual entre julho de um ano a junho do ano seguinte, período conhecido como ciclo ou ano tarifário. A receita a ser recuperada é estimada para o ciclo com base na topologia da rede do 12º mês à frente, ou seja, o mês de junho do ano seguinte. Assim, a partir da rede existente, é determinado o valor total que deve ser dividido entre os agentes. A metodologia nodal é aplicada para atribuir a cada agente sua respectiva parcela nos custos totais da rede básica.

120. Como afirmado nas notas técnicas anteriores, dois pontos principais devem ser observados quando se analisa a questão tarifária do sistema de transmissão. Um, mais aparente, é a análise geral da forma de cálculo das tarifas utilizando o programa Nodal, bem como suas importantes premissas e dados de entrada. Outro, mais implícito, que diz respeito ao horizonte utilizado para o estabelecimento das tarifas, que atualmente é de um ano. Este horizonte de cálculo é curto e considerado incompatível com a forma de contratação de longo prazo preconizada na Lei nº 10.848/2004.

121. De um ano para outro ocorrem alterações da topologia da rede, das cargas e/ou das gerações, que são observadas cada vez que um novo conjunto de TUST é calculado. Isso implica diferenças tarifárias que podem ser encontradas em um mesmo ponto de conexão a cada contabilização. Esse tipo de volatilidade é inerente a qualquer método locacional quando o crescimento real da rede de transmissão ou de modificações no perfil de geração ou de carga significativos estão presentes.

122. O desconhecimento do futuro valor da TUST expõe o agente de geração e o usuário do segmento consumo a alterações tarifárias anuais. Entretanto, uma diversificação entre os dois segmentos é necessária para se ponderar a significância desta questão para cada tipo de usuário. Para o usuário do segmento consumo, a energia é um insumo, quando industrial ou comercial, ou uma forma de promoção do bem estar social, quando residencial. Assim, como demandador final do insumo, cabe a esse usuário o custeio de todo o sistema, seja a transmissão, a distribuição ou a geração. Já o agente de geração é um dos prestadores do serviço ao consumidor. Nessa condição, a transmissão só pode ser observada como um custo do serviço de geração a ser prestado, e portanto, deve ser repassado àquele que compra seu produto, o consumidor. Sob essa ótica e a necessidade de contratar a venda de energia por um prazo longo sem revisão de valores, o gerador é levado a precificar o custo da transmissão de forma conservadora como ela de fato poderá se apresentar no futuro, visando a manutenção de seu equilíbrio econômico frente a incerteza futura desses custos. Isso caminha na direção contrária da modicidade tarifária ou se reflete na perda de atratividade frente aos preços teto dos leilões, diminuindo a competitividade.

123. Para diminuir os efeitos dessa incerteza torna-se necessário ampliar o tempo de observação para determinação das TUST. Assim, para dar tratamento adequado à incerteza de longo prazo da TUST, é necessário observar-se um horizonte maior, ou seja, um tempo que supera os 12 meses atualmente utilizados.

124. De forma a melhorar essa percepção de risco, a ANEEL homologou por meio da Resolução Normativa nº117/2004 um mecanismo de estabilização das tarifas dos geradores no tempo. Com este mecanismo, a TUST atualmente vigente para os agentes de geração tem seu valor relativo congelado até o ciclo tarifário 2012-2013. O valor calculado em 2004 é reajustado por um fator único que considera exclusivamente a necessidade de recuperação da receita requerida. O recálculo de sua tarifa durante o período de congelamento só pode ocorrer

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

quando há alteração do montante de uso contratado, o que só pode ser realizado de forma justificada, atendendo aos critérios da Resolução nº 281/1999.

125. Com esse mecanismo de estabilização a ANEEL eliminou a volatilidade tarifária associada ao sinal locacional. Entretanto, a TUST a ser aplicada sofre alterações a cada ano pelo fator de atualização das tarifas estabilizadas, ou seja, o comportamento desse fator é afetado pelo crescimento real da rede e pelo número de usuários conectados. Logo, observa-se que o fator de atualização do mecanismo de estabilização tarifária da Resolução Normativa nº 117/2004 elimina a volatilidade locacional trazida pela metodologia de cálculo da TUST por um prazo de oito anos, mas não a incerteza associada às variações dos encargos de uso da Rede Básica de transmissão no tempo.

126. Assim, verifica-se que independentemente das alterações metodológicas que poderiam ser estudadas e da possível melhoria dos dados de entrada da metodologia locacional atualmente utilizada, incertezas maiores são trazidas ao problema, quando o horizonte do cálculo da TUST fica limitado ao ano tarifário a ser cumprido.

#### **Procedimento resultante para ampliação do horizonte de cálculo da TUST do segmento geração**

127. A proposta metodológica resultante de toda a discussão que culminou na AP nº 003/2007, visa expandir o horizonte atualmente utilizado para cálculo da TUST, de 12 meses para 10 anos, de acordo com o relatório de análise de contribuições em anexo. O prazo inicialmente proposto foi reduzido de 15 para 10 anos pelas razões já expostas anteriormente sobre a diminuição do horizonte proposto de cálculo da TUST.

128. Tal aumento de horizonte tem por base a utilização dos dados de planejamento da operação e de planejamento da expansão do sistema de transmissão. Desta forma, faz-se uso das informações disponibilizadas por meio do PAR/PET, e por meio do PDEE.

129. A expansão do horizonte de cálculo, de 1 para 10 anos, implica algumas considerações e adequações na regulação atualmente existente. Conforme exposto na Seção III.2.1, para os empreendimentos de geração existentes, concluiu-se que a proposta apresentada no âmbito da AP nº 003/2007 (contida nas NT nº 102/2006 e nº 001/2007 e na minuta de Resolução Normativa) ainda requer estudos complementares.

130. Assim sendo, a proposta atual estabelecerá regras somente para empreendimentos de geração cuja conexão se dará diretamente à rede básica e que irão ofertar energia nova tanto nos Ambientes de Contratação Livre quanto no de Contratação Regulada. Isso implica calcular TUST de longo prazo para a totalidade dos autoprodutores e produtores independentes cuja conexão se der diretamente à rede básica.

131. Já aos empreendimentos novos cuja conexão se der no âmbito da distribuição e aqueles já leiloados, mas que não estão em operação comercial, o tratamento será aquele já vigente pela Resolução nº 117/2004.

#### **Procedimento para estabelecimento da TUST de empreendimentos novos de geração**

132. Dada a característica hidro-térmica do sistema brasileiro, para um determinado crescimento de carga/geração, é razoável que a necessidade de reforço no sistema de transmissão seja relativamente maior do que a de países com base predominantemente térmica. Isto pode ocorrer, basicamente, por dois motivos:

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

a) Atender a nova carga por meio de geração hídrica, mais afastada da carga, requer a construção ou reforço do sistema de transmissão de dimensões maiores (maior nível de tensão e maior distância);

b) Otimizando os recursos energéticos, por meio da diminuição da restrição de transmissão entre submercados, é possível que mesmo sem acréscimo de novos geradores a nova carga seja atendida. Esta nova carga é atendida por meio do aumento da denominada geração "virtual" advinda do melhor uso dos recursos existentes, com o referente aumento de custo relacionado ao reforço das interligações energéticas, mas sem o investimento direto em geração de energia elétrica.

133. O modelo atual de venda de energia na modalidade leilão, que determina a realização de contratos de longo prazo, geradores térmicos e hidráulicos ofertam energia nova por prazos de 15 e 30 anos, respectivamente. No preço ofertado é necessário prever o custeio da transmissão pelo horizonte do contrato, o que é adequado. Entretanto, como a tarifa de transmissão não é conhecida *a priori*, os empreendedores tendem a adotar uma postura conservadora, analisando o cenário atual do crescimento da transmissão associado a algum documento de planejamento de longo prazo do setor elétrico, precificando o custo da rede e assumindo a parcela de incerteza suportável. Desta forma, a determinação do preço de venda da energia elétrica para o segmento consumo é realizada de maneira conservadora, atribuindo ao consumidor um custo previsto relacionado à expansão da rede, ainda que esta expansão prevista não ocorra, ou ocorra de forma mais econômica.

134. Entende-se por novos empreendimentos todos aqueles que irão participar de leilões, e que por isso terão o horizonte de cálculo da TUST ampliado para 10 anos, pela proposta em análise. Assim, uma seqüência de 10 tarifas será estabelecida em ato homologatório da ANEEL por empreendimento que participar dos leilões de venda de energia nova. Na fase prévia à decisão por determinado empreendimento, sua seqüência tarifária será calculada pelo período de 10 ciclos tarifários, tanto para os empreendimentos térmicos quanto para os hidráulicos.

135. A proposta busca afastar a incerteza tarifária referente ao sistema de transmissão, uma vez que será determinado o custo referente à TUST de forma antecipada e transparente, evitando que o empreendedor o faça de forma conservadora. É importante salientar que o sistema sofre alterações constantes em sua topologia ou nas cargas ou nas gerações. Desta forma, o sinal locacional indica o custo que determinado empreendimento deverá arcar levando em consideração a rede em análise. Realizando análises sucessivas e explicitando os custos antecipadamente, reduz-se a incerteza do processo, com os objetivos já citados de melhoria da competição e modicidade de preços.

136. Ao fixar as TUST dos agentes de geração pelo período de 10 anos a partir dos dados do PAR/PET e do PDEE, há que se considerar o tratamento entre o que foi previsto pelo MME e o que efetivamente foi realizado. Assim, a cada ano, a partir do custo da rede existente e descontando-se os encargos referentes aos geradores (com tarifa fixada considerando o planejado), deve ser computado o valor da TUST a ser paga pelos demais agentes.

137. Os custos das diferenças existentes entre a rede real e a planejada, para mais ou para menos, serão eliminados para o segmento geração no momento de cálculo da TUST e atribuídos ao segmento consumo. Propõe-se que os agentes do segmento consumo se beneficiem ou custeiem a diferença entre o previsto e o realizado a cada ciclo tarifário, por meio da TUST. Atualmente, os agentes consumidores arcam com o custo da imprevisão por meio da tarifa de compra da energia, onde o custo da rede e o risco associado ao seu crescimento real estão embutidos de forma individual no preço de cada agente de geração. Como consequência indireta desse

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

procedimento, o critério de rateio dos encargos da transmissão entre os segmentos geração e consumo, atualmente de 50% para cada segmento, é alterado, mas com o benefício de afugentar a incerteza de estabelecimento da TUST, do preço do contrato de compra e venda de energia.

138. Assim, é transferida ao consumidor final a incerteza associada à expansão da transmissão, adequando o cálculo da TUST à sistemática de leilões do novo modelo de contratação de longo prazo contemplado na Lei nº 10.848/2004. Cabe observar que o resultado esperado é a diminuição do custo final dos encargos de transmissão para o segmento consumo, dada a redução da incerteza hoje precificada pelo segmento geração.

139. A proposta em questão visa facilitar a tomada decisão dos novos empreendedores, homologando, até a realização do leilão, mediante ato próprio, uma seqüência de TUST que possibilite ao empreendedor saber o custo do sistema de transmissão previsto, calculado de forma locacional por um longo prazo.

140. O período de 10 anos de fixação da TUST foi escolhido por representar prazo razoável para a redução do risco de transmissão associado aos novos empreendimentos térmicos e contemplar a fase crítica do financiamento dos empreendimentos hidráulicos, cujos contratos têm duração de 30 anos. Entendemos que estabelecer prazo maior seria inadequado já que as incertezas trazidas pela fixação da TUST são maiores do que os benefícios, dado o desconhecimento dos investimentos a serem realizados no sistema de transmissão.

141. Observa-se o fato de que a TUST é calculada de forma antecipada, no ano de um leilão A-5 ou A-3 e tem por base os investimentos de transmissão previstos, para um período de 10 anos, a contar da entrada em operação do empreendimento. Assim, duas incertezas são assumidas neste cálculo:

a) Descolamento entre o planejado e o realizado dentro do horizonte do PDEE;

b) Desconhecimento da expansão do sistema além do horizonte do PDEE, o que ocorre a partir do ano A+5 (no caso de empreendimentos leiloados no A-5) ou a partir do ano A+7 (no caso de empreendimentos leiloados no A-3).

142. A determinação de forma prospectiva da Receita Anual Permitida da Rede Básica de transmissão – RAP só poderá ser realizada com base nos investimentos de transmissão, de geração e de crescimento de mercado previstos pelo Poder Concedente, no horizonte do PDEE. Desta forma a prospecção da TUST dar-se-á em duas etapas, a primeira dentro do horizonte do PDEE (até o ano A+5 ou A+7, dependendo do tipo de leilão) e a segunda para os anos complementares (até A+10). Obviamente as notas técnicas que subsidiarem o cálculo dessas tarifas trarão as análises e valores utilizados para obtenção das mesmas.

143. Para a prospecção da TUST dentro do horizonte do PDEE, será utilizada a base de dados para o programa Nodal com a configuração da rede em cada ciclo tarifário, considerando-se as informações disponíveis no PAR/PET e no PDEE. Os resultados a serem obtidos são as tarifas prospectivas, de forma locacional e para cada ciclo tarifário de cada empreendimento de geração.

144. A linearização do conjunto de tarifas obtidas mostra a evolução média da TUST de determinado empreendimento dentro do horizonte do PDEE. A linearização é necessária para evitar variações desnecessárias em torno do valor médio ao longo dos anos. Desta forma, origina-se a seqüência tarifária a ser publicada para cada novo empreendimento de geração.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

145. Para além do horizonte do PDEE, período de 5 anos (de A+5 até A+10) ou de 3 anos (de A+7 até A+10), a proposta é manter a TUST em seu último valor linearizado. Considerando-se os diversos aspectos relacionados à expansão da rede e da variação dos custos das instalações, entendemos como o mais adequado a manutenção do valor da TUST no seu valor vigente no último ciclo referente ao horizonte do PDEE.

146. Assim, com um processo de linearização dentro do horizonte do PDEE, associado a uma estagnação da tarifa a partir do último ano de planejamento, criam-se as condições para garantir à parcela do segmento geração a estabilidade tarifária necessária.

147. Como pode ser visto na Figura 2, a diferença entre o planejado e o realizado tem fácil contabilização anual e deverá ser arcada por todo o segmento consumo. De fato, resulta do procedimento proposto um desequilíbrio na contabilização dos encargos entre segmentos consumo e geração. Apesar de o cálculo alocar inicialmente 50% da receita da transmissão para cada segmento, na contabilização final, o desvio entre o planejado e o realizado para o segmento geração será atribuído ao consumo, desequilibrando o cálculo inicial. Esse desequilíbrio será tão grande quanto o somatório simples dos erros, para mais e para menos, entre o planejado e o realizado.

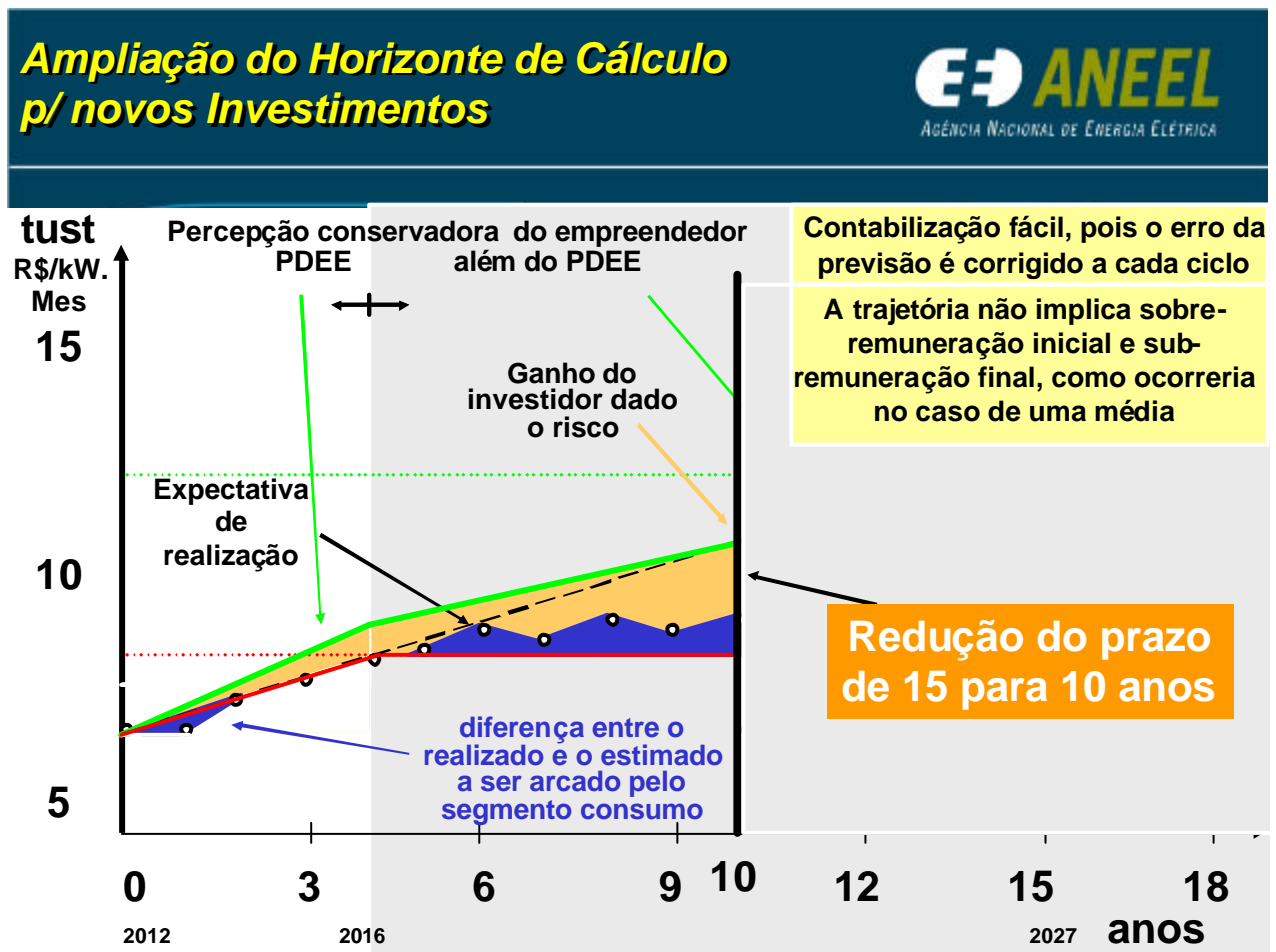


Figura 2 – TUST com horizonte de longo prazo para ACR e ACL.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

148. Todo o mecanismo até então descrito é aplicável aos os empreendimentos de geração novos que participarem de leilões e cujas conexões se derem diretamente à rede básica.

149. Finalmente, cabe ressaltar que fica preservado o cálculo de um único valor de TUST por conexão de unidade geradora nova que pode diferir de outra, dada a data de cálculo associada à entrada em operação comercial. Já para unidades consumidoras é garantida independentemente da forma de comercialização uma única TUST por ponto de suprimento. Portanto, as propostas de aumento do horizonte de cálculo da TUST do segmento geração são consistentes, têm simplicidade de execução e adaptam o processo tarifário da transmissão ao modelo de contratação de longo prazo do Setor Elétrico Brasileiro.

#### **IV. DO FUNDAMENTO LEGAL**

150. O disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

151. O disposto no art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

152. O disposto no art. 9º da Lei nº 10.848, de 25 de março de 2004.

153. O disposto no art. 66 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e na sentença nº 740-B/2004, expedida pela 6ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, em 5 de outubro de 2004, concedendo a segurança ao mandado nº 2004.34.00.022957-8, que determinou a edição de novo ato regulamentar, de forma a contemplar os parâmetros definidos no inciso XVIII, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 1996, com a redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004.

154. O disposto na Portaria do MME nº 121/2006, de 31 de maio de 2006, que aprova o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015.

155. O disposto na Resolução da ANEEL nº 281, de 1º de outubro de 1999.

156. O disposto na Resolução Normativa da ANEEL nº 067, de 8 de junho de 2004.

157. O disposto na Resolução da ANEEL nº 117, de 3 de dezembro de 2004.

158. O disposto na Resolução da ANEEL nº 118, de 3 de dezembro de 2004.

159. O disposto no Parecer da Procuradoria Federal junto a ANEEL nº 034/2006-PF/ANEEL, de 31 de janeiro de 2006;

160. O disposto na Nota Técnica da SRT/ANEEL nº 030/2004-SRT/ANEEL, de 1º de dezembro de 2004.

161. O disposto na Nota Técnica da SRT/ANEEL nº 043/2006-SRT/ANEEL, de 2 de fevereiro de 2006.

162. O disposto na Nota Técnica da SRT/ANEEL nº 102/2006-SRT/ANEEL, de 29 de setembro de 2006.

163. O disposto na Nota Técnica da SRT/ANEEL nº 001/2007-SRT/ANEEL, de 2 de janeiro de 2007.

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

## V. DA CONCLUSÃO

164. A presente Nota Técnica conclui a proposta de alteração do procedimento para estabelecimento da TUST dos novos empreendimentos de geração. A alteração busca refletir o sinal locacional determinado pela Lei nº 10.848/2004, por um período de 10 anos à frente, substituindo o período atualmente considerado de 12 meses à frente. A determinação da TUST de forma prospectiva baseia-se nas informações disponibilizadas no PAR/PET e pelo Ministério de Minas e Energia – MME, por meio do PDEE.

165. Assim, para os novos geradores que terão conexão direta a Rede Básica, propõe-se o estabelecimento da TUST por um prazo de 10 anos a contar da entrada em operação comercial do empreendimento de geração. Também para aqueles empreendimentos novos que participarem dos leilões e que comercializarem integralmente no ACL, ou destinados a autoprodução, ou seja, todos aqueles que não participam da venda no ambiente regulado, mas que terão conexão direta à Rede Básica, propõe-se que a incerteza tarifária também seja eliminada por meio do estabelecimento da TUST por um prazo de 10 anos.

166. Àqueles empreendimentos que já foram licitados por meio de leilões anteriormente ao ato normativo em discussão, mantém-se o tratamento de empreendimento existente, dada que essa regra vigorava no momento de sua oferta de sua energia. Assim, tais centrais geradoras permanecem tratadas pelas regras vigentes da Resolução nº117/2004.

167. Também àquelas centrais geradoras que ainda serão leiloadas, mas que se conectam no âmbito da distribuição (nível de tensão menor que 230 kV), terão TUST calculadas por meio das regras vigentes da Resolução nº 117/2004. Entretanto esse tratamento é transitório, tendo em vista a metodologia locacional de cálculo da TUSDg em análise na ANEEL. Assim, até que a metodologia seja aprovada, aquelas centrais geradoras alcançadas pelo art. 10, §3º, da Resolução nº281/1999, terão TUST calculada de acordo com a norma atualmente a vigente.

168. Assim, com base na proposta e no PDEE, para as novas unidades geradoras da Rede Básica serão fixadas tarifas para o horizonte de 10 anos, a partir do ano previsto para a entrada em operação comercial, a serem publicadas em ato homologatório da ANEEL.

169. Esta proposta busca dirimir as incertezas associadas ao custeio dos serviços de transmissão para o segmento geração, incertezas essas que são precificadas pelo empreendedor de forma conservadora e repassadas ao preço da energia vendida. Como resultante deste processo, o processo competitivo do segmento geração fica prejudicado e o custo final de transmissão fica maior para o segmento consumo, dado a incerteza embutida na tarifa de venda de energia.

170. Para os empreendimentos existentes, ou seja, aqueles alcançados pela Resolução Normativa nº 117/2004, propõe-se continuar os estudos a fim de se obter uma melhor solução para a atual forma de cálculo. Assim tal escopo foi retirado do âmbito da minuta de norma oferecida a Diretoria da ANEEL.

171. Conclui-se que a regulação da forma de rateio dos encargos de uso da transmissão avança ao incorporar um horizonte de longo prazo. Entretanto, não se esgotam as discussões a respeito da metodologia nodal, das premissas metodológicas e regulatórias e de ulteriores adequações dos dados de entrada utilizados.

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 032/2007-SRT/ANEEL, de 10/05/2007).

## **VI. DA RECOMENDAÇÃO**

172. Com base nos fatos e conceitos aqui dispostos, recomenda-se o encaminhamento de minuta de Resolução Normativa à Diretoria Colegiada da ANEEL, contendo os entendimentos descritos nesta Nota Técnica, na Nota Técnica nº102/2006-SRT/ANEEL e na Nota Técnica nº001/2007-SRT/ANEEL, já consubstanciada das contribuições recebidas da Audiência Pública Presencial nº 003/2007, de 22 de março de 2007, da API nº 001/2006, de 8 de novembro de 2006, e da Reunião Técnica para o público externo, de 16 de novembro de 2006.

173. Recomenda-se divulgar esta Nota Técnica e seu anexo, o relatório de análise de contribuições da AP nº003/2007 na Internet, de forma a dar publicidade às ações da ANEEL e permitir aos agentes e a sociedade em geral que verifiquem o aproveitamento das contribuições oferecidas e as respectivas motivações.

174. Recomenda-se o arquivamento do Processo nº 48500.006052/2005-36 sobre o Mecanismo de estabilização da tarifa nodal de uso do sistema de transmissão e a isonomia tarifária de geradores com conexões representadas em um mesmo ponto da Rede Básica, dada a incompatibilidade com os estudos ulteriores resultantes deste processo.

**IVO SECHI NAZARENO**  
Especialista em Regulação - Matrícula 1500145

**JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ**  
Especialista em Regulação - Matrícula 1246209

**De acordo:**

**ROBERTO KNIJNIK**  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão