

VOTO

PROCESSO: 48500.006551/2008-38.

RELATOR: Diretora Joisa Campanher Dutra Saraiva

RESPONSÁVEL: SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE

I – DA ANÁLISE

Os contratos de concessão do serviço público de transmissão foram celebrados entre o Poder Concedente e as concessionárias de transmissão no ano de 2001. Esses contratos resultaram da desverticalização do serviço de energia elétrica introduzida pela Lei n°. 9.648/1998.

2. São quatro as componentes da receita das concessionárias de transmissão: (i) Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), que é a parcela relativa às instalações da Rede Básica, constantes dos Contratos de Concessão firmados com as transmissoras; (ii) RPC, a parcela referente às instalações de conexão e às Demais Instalações de Transmissão, as quais foram definidas no anexo da Resolução n° 166/2000, e que são dedicadas aos respectivos usuários; (iii) Rede Básica Novas Instalações (RBNI), relativa aos reforços em instalações existentes, os quais foram autorizados por resolução específica; e (iv) receita devida às Demais Instalações de Transmissão – DIT'S, que se convencionou tratar de **RCDM**.

3. Os mencionados contratos prevêm, na oitava subcláusula da cláusula sexta, que a ANEEL procederá à REVISÃO PERIÓDICA da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP), a cada quatro anos, com objetivo de promover a eficiência e modicidade tarifária, conforme regulamentação específica.

4. Contudo, é importante ressaltar que a nona subcláusula dispõe que a revisão periódica das concessionárias de transmissão somente ocorrerá nas parcelas RBNI, conforme disposto a seguir:

“Para efeito do disposto na Subcláusula anterior, não serão objeto de revisão as parcelas RBSE e RPC, definidas na Quarta Subcláusula desta Cláusula, referente às instalações relacionadas na Resolução n° 166, de 2000, estabelecida na Resolução n° 167, de 2000.”

5. As metodologias e critérios aqui consolidados são válidos para as empresas: FURNAS, CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL, CTEEP, COPEL, CEEE e CELG. Dessa forma, a revisão tarifária para essas empresas deverá contemplar apenas as novas instalações (RBNI/RCDM).

6. O mesmo se aplica às concessionárias de transmissão cuja concessão tenha sido precedida de licitação, respeitando-se o disposto nos contratos de concessão; ou seja, a revisão tarifária deverá ser aplicada somente sobre as novas instalações autorizadas por Resolução específica.

7. Por sua vez, os contratos de concessão das transmissoras AFLUENTE, CEMIG e CASTELO Energética não prevêm a blindagem da parcela RBSE. Logo, para estas a revisão tarifária será aplicada sobre toda a base de ativos, a partir de metodologia proposta que contempla toda a receita dessas empresas.

8. A seguir destaco as principais contribuições relativas à metodologia do segundo ciclo de revisão tarifária das concessionárias de transmissão. A análise completa, feita pela Superintendência de Regulação Econômica, consta das Notas Técnicas n° 394/2009-SRE/ANEEL, n° 395/2009-SRE/ANEEL e n° 396/2009-SRE/ANEEL de 1° de dezembro de 2009.

I.1 – ESTRUTURA ÓTIMA DE CAPITAL

9. Para a determinação da taxa de remuneração a ser utilizada, faz-se necessária a definição da estrutura ótima de capital a ser adotada regulatoriamente para o setor de transmissão de energia elétrica. Sobre este ponto, destaco a seguir as principais contribuições:

- a) *Especificidades da empresa* – foi solicitado que a estrutura de capital considere as diferenças entre as empresas Licitadas (que foram as efetivamente utilizadas para o cálculo da estrutura de capital) e as empresas Existentes. A posição da área técnica, por mim compartilhada, é que definição de uma estrutura ótima de capital tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não necessariamente se confunde com a estrutura de capital efetiva da empresa. Assim, não foi considerada a estrutura de capital real das empresas existentes, tendo em vista que os dados de balanço refletem condições do passado para financiar ativos já amortizados, estão influenciados pelo segmento de Geração ou por um recente processo de desverticalização, além de refletirem políticas de governo anteriores. Ao considerar a estrutura de capital das concessionárias licitadas, os problemas acima levantados são mitigados e é estabelecida uma estrutura de capital ótima para o setor de transmissão, compatível com as condições de mercado vigentes.
- b) *Capital de Terceiros* – foi solicitado que, no cálculo da Estrutura Ótima de Capital – EOC, apenas a parcela relacionada à dívida onerosa do passivo exigível fosse definida como capital de terceiros. A posição da SRE, da qual compartilho, é que não há meio possível de relacionar com exatidão o item do passivo utilizado para financiar os ativos produtivos. Ademais, a amostra de empresas considerada para a média da estrutura de capital (empresas licitadas) limita as diferenças entre a dívida onerosa e o passivo exigível, pois essas empresas investem quase a totalidade de seus recursos nos ativos de transmissão.

10. Aplicando-se a metodologia apresentada, o valor de estrutura ótima de capital a ser utilizada no cálculo do custo de capital no segundo ciclo de revisão tarifária será de **63,55%**.

I.2 – CUSTO DE CAPITAL

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

12. Dentre as contribuições recebidas, destacam-se as seguintes:

- a) *Beta* – a principal solicitação foi para a ANEEL desconsiderar a ponderação dos betas pelo ativo total da empresa e utilizar informações relativas ao capital próprio a valor de mercado para a desalavancagem dos betas das empresas americanas analisadas. Este pleito foi aceito parcialmente, pois a SRE considerou a média simples dos betas calculados, sem a ponderação. No entanto, foi mantido o critério de utilização do capital próprio a valores contábeis para o cálculo da desalavancagem, a fim de tornar coerente com o utilizado para a alavancagem com a estrutura de capital das empresas brasileiras;
- b) *Risco Regulatório* – a principal solicitação foi o reconhecimento de prêmio de risco regulatório para o setor de transmissão. Nas contribuições recebidas não foi encontrada uma explicação satisfatória do conceito de risco regulatório, muito menos proposta uma forma de cálculo. Cabe destacar que o risco do negócio calculado por meio do beta (CAPM) já reflete o regime

regulatório a qual as empresas de transmissão do EUA se submetem. Ademais, a questão do risco regulatório deve ser vista sob a ótica de que o modelo de *price cap* adotado para o segmento de transmissão no Brasil é diferenciado, pois cabe à concessionária apenas implementar seu projeto adequadamente, dentro de requisitos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, e gerir sua operação e manutenção de modo a garantir a disponibilidade de suas instalações durante o maior tempo possível, pois o único risco que corre a transmissora é a perda de parte da receita pela indisponibilidade das instalações (Parcela Variável – PV). Face aos argumentos apresentados, compartilho com a área técnica a posição de não considerar um adicional de remuneração referente a um prêmio de risco de regime regulatório, por entender que já está contemplado nos demais componentes de risco;

- c) *Risco Cambial* – foi solicitada a inclusão do componente de risco cambial, mantendo a estrutura definida no primeiro ciclo de revisão tarifária. Entendo que a contribuição não deve ser aceita, pois o risco cambial é mitigável por meio de contratos futuros ou similares instrumentos de proteção (*hedge*), não sendo passível de remuneração adicional.
- d) *Inflação* – para deflacionamento do WACC, foi solicitado considerar a taxa de inflação com base na expectativa futura, conforme prevista pelo Congresso dos EUA. Também foi solicitado considerar o desconto da taxa de inflação americana somente sobre o componente Taxa Livre de Risco na conversão do custo de capital próprio e capital de terceiros para valores reais. Em relação à expectativa futura do Congresso dos EUA, tal procedimento foi recusado tendo em vista a excessiva volatilidade das previsões e de não necessariamente refletir o consenso de mercado. Quanto ao deflacionamento do custo de capital, ignorar a inflação sobre os outros componentes não é correto, pois, algebricamente, demonstra-se que a inflação ainda está contida na parcela de spread mesmo após a subtração de duas taxas nominais. A inflação é acrescida às taxas por uma multiplicação, e seu efeito não é retirado pela subtração, simplesmente. Assim, dividir pelo índice referente à inflação americana faz-se necessária para tornar o spread um valor real.
- e) *Risco País* – a SEAE (Secretaria de Acompanhamento Econômico) solicitou adotar uma média móvel dos valores obtidos nos últimos 48 meses, tendo por diretriz ponderar os fatores para reforçar o peso dos períodos mais recentes e excluir fortes desvios observados no ano de 2002. A sugestão proposta não foi acatada em sua plenitude devido ao seu alto grau de discricionariedade: não há como definir de maneira objetiva tais ponderações. Também haveria demasiada subjetividade a respeito do período proposto de 48 meses, assim como excessiva volatilidade nos casos de atualizações futuras nos cálculos de custo de capital. No entanto, a ANEEL adotou a mediana do período da série de risco de país, de maneira que extremos (*outliers*) como 2002 perderiam o seu peso, já que a mediana é a função estatística mais apropriada para casos em há acentuados desvios na série. Caso o período de estabilidade perdure, menores índices de risco país gradualmente refletirão nos cálculos do custo de capital.

13. Aplicando-se a metodologia proposta, obtém-se, para as transmissoras existentes, o custo de capital em termos reais de **7,24%** depois de impostos.

I.3 – CUSTOS OPERACIONAIS

14. Para a definição dos custos operacionais regulatórios, adotou-se um modelo de *benchmarking*, similar ao adotado no primeiro ciclo de revisão das transmissoras, com alguns aprimoramentos. A metodologia

utiliza análise comparativa entre as transmissoras com objetivo de identificar os custos eficientes na prestação do serviço de transmissão. A estimativa dos parâmetros de eficiência pode ser resumida nos seguintes passos.

- i. Estimativa de um parâmetro de eficiência para cada empresa, comparando-se a produtividade das transmissoras na prestação do serviço de transmissão;
- ii. Identificação de variáveis que afetam esta produtividade;
- iii. Correção dos parâmetros de eficiência estimados a fim de se considerar as variáveis identificadas no passo anterior.

15. No que diz respeito às empresas consideradas no estudo, para aquelas que terão revisão sobre toda sua base de ativos, os custos operacionais regulatórios serão definidos a partir dos valores de custos operacionais eficientes estimados. Para as empresas cuja revisão incide apenas sobre as novas instalações, serão reconhecidos somente os custos associados a essas instalações.

16. Com relação às empresas não consideradas no estudo, os custos serão definidos a partir da relação ótima entre custos operacional e Base de remuneração. No caso das empresas de menor escala, poder-se-á considerar as deseconomias de escala.

17. Dentre as contribuições recebidas, destacam-se as seguintes:

- a) *Análise de Eficiência (Passo 1º)* – Quanto à metodologia de estimativa dos parâmetros de eficiência, houve diversos questionamentos e sugestões de aprimoramento, dentre os quais destaco: aplicação de um método de fronteira estocástica; avaliação ano a ano (*cross-section*) das empresas; reagrupamento das empresas; retirada da empresa CTEEP na análise; alteração da variável “Extensão de Rede” para se considerar o nível de tensão. A SRE não acatou estes pleitos por entender que não representam, nos termos propostos pelas empresas, aprimoramentos da metodologia utilizada e/ou não serem factíveis de implementação neste momento.
- b) *Variáveis que afetam a produtividade (Passo 2º)* – Quanto à metodologia de identificação das variáveis que afetam os níveis de produtividade, as principais contribuições referem-se a solicitações em favor da utilização de uma técnica de “bootstrap”; de aplicação de um modelo de dados em painel; e da exclusão da variável qualidade. A SRE acatou parcialmente as contribuições.
- c) *Correção dos parâmetros de eficiência (Passo 3º)* – No tocante à metodologia de correção dos parâmetros de eficiência estimados, destacam-se as seguintes contribuições: correção dos parâmetros de eficiência para empresas que possuem ambientes de operação favoráveis; normalização dos valores finais; não aplicação direta dos valores finais estimados na análise; e consideração de deseconomias de escala para empresas menores que terão revisão sobre toda a base de ativos. A SRE acatou parcialmente as contribuições.

18. Por fim, ainda com relação a esse tema, a ABRATE encaminhou a carta CT-030/2009, de 07 de dezembro de 2009, posicionando-se contrária à metodologia proposta pela ANEEL na Audiência Pública, alegando não ser adequada ao segmento de transmissão. Em sustentação oral feita na Reunião Pública Ordinária do dia 08/12/2009, o representante da referida associação afirmou, ainda, que os agentes não tiveram oportunidade de participar do processo de desenvolvimento dessa metodologia.

19. Sobre o primeiro ponto, ressalta-se que durante o processo de audiência foram recebidas inúmeras contribuições de elevado nível técnico, com proposições positivas para o aprimoramento da metodologia, restando clara a sua aplicabilidade ao segmento de transmissão.

20. Quanto à participação no processo, vale lembrar que a Audiência foi aberta em 18 de dezembro de 2008, permitindo, em duas oportunidades, o envio de contribuições. Ressalto que essa já foi uma liberalidade desta Agência que, atendendo ao pleito dos próprios agentes, entendeu que a metodologia de definição dos custos operacionais precisava ser mais explícita para permitir a efetiva participação da sociedade. Adicionalmente, retirei o processo da pauta da reunião de 08/12/2009 para permitir, mais uma vez, que os agentes conhecessem, previamente à decisão, os argumentos da área técnica na análise das contribuições recebidas. Portanto, entendo que se a ABRATE não foi capaz de trazer argumentos convincentes ou propor metodologias que pudessem, ao seu ver, representar adequadamente o setor de transmissão, isso ocorreu não por deficiência da ANEEL.

21. Quanto aos pontos específicos apontados na carta em questão, que abordam os critérios adotados para o cálculo dos custos operacionais, ressalta-se que a correção dos custos da CTEEP e a ponderação pela tensão já foram contemplados na metodologia final. Quanto à *clusterização* das empresas, não há sentido em aplicá-la, pois as variáveis consideradas já fazem a distinção entre as empresas, conforme detalhamento apresentado nas Notas Técnicas nº 394/2009-SRE/ANEEL e nº 396/2009-SRE/ANEEL.

I.4 – BASE DE REMUNERAÇÃO

22. Para valorar da Base de Remuneração adota-se o Método do Custo de Reposição, com equipamentos avaliados a preços de mercado. A base de remuneração resultante do primeiro ciclo de revisão, em 2005, será “blindada”, apenas sofrendo atualização pelo índice do IGP-M. Adicionalmente, a base de remuneração incremental, entre julho de 2005 a junho de 2009, será valorada a partir do Banco de Preços Referenciais ANEEL, homologado pela Resolução Homologatória nº 758, de 06 de janeiro de 2009, que será revisto e atualizado para aplicação nos processos revisionais.

23. Para as concessionárias AFLUENTE, CEMIG e CASTELO Energética será realizado levantamento físico e elaboração de laudo de avaliação sobre toda base de ativos vinculados à concessão de transmissão.

24. Dentre as contribuições recebidas, destacam-se:

a) *Banco de Preços Referenciais ANEEL* – foi solicitado aprofundamento na discussão da metodologia para construção do referencial de preços a ser aplicado na valoração da base de remuneração das concessionárias de transmissão.

Em relação ao pleito, é entendimento da SRE, por mim compartilhado, que a metodologia do Banco de Preços Referenciais ANEEL já foi disponibilizada para os agentes interessados, por meio da Resolução nº 758/2009, sendo objeto de constantes aprimoramentos desde a aprovação. A atualização a ser realizada pela SRE ocorrerá apenas nos preços dos equipamentos principais que compõem o Banco de Preços, com base nos Contratos e Notas Fiscais de todas as concessionárias de transmissão que serão submetidas ao processo de revisão tarifária, de forma a refletir custos médios eficientes de aquisição e instalação dos diversos equipamentos. No entanto, a aplicação desse banco de preços na valoração da base de remuneração das concessionárias de transmissão deverá ser novamente discutida nos processos específicos de cada empresa, considerando sua fundamental importância no processo de revisão tarifária.

- b) *Contratos de empreitada global* – Conforme proposta submetida à Audiência Pública, para as obras completas realizadas por meio de contratos, os investimentos realizados serão comparados com o Banco de Preços Referenciais da ANEEL, adotando-se a faixa de aceitação do investimento entre 80% e 120% do referido custo. Entretanto, conforme pleito apresentado pelas concessionárias, os custos adicionais relativos à fiscalização, supervisão, custos ambientais, comissionamento, terrenos e servidões administrativas devem ser acrescidos aos Contratos, de forma a possibilitar sua correta comparação com o referencial de preços.
- c) *Remuneração dos ativos* – foram solicitados esclarecimentos adicionais sobre a reformulação do critério de remuneração da base de ativos regulatória. A fórmula proposta busca aprimorar o cálculo da receita, levando-se em conta a forma como se dá o pagamento dos impostos. Observa-se que no cálculo da anuidade, utilizado no ciclo anterior, há dois componentes distinguíveis: o da remuneração e o da depreciação, utilizados para compor a fórmula de recuperação de capital (FRC). Quando desenhada a curva dos dois componentes, a curva de remuneração é geometricamente decrescente, enquanto a da depreciação é geometricamente crescente. A depreciação tem consequência direta no fluxo de caixa, já que essa parcela reduz o tributo devido. Assim, a depreciação geometricamente crescente, resultante da FRC, leva a um fluxo de caixa, devido ao benefício tributário, geometricamente decrescente, concentrando o fluxo no início do período. No entanto, o fluxo real de pagamento de impostos, considera a depreciação linear e não exponencial como na fórmula (a legislação brasileira admite somente a depreciação linear para fins de apuração do Lucro Tributável, embora haja algumas exceções de depreciação acelerada). Sabe-se que no cálculo do Valor Presente dos Fluxos de Caixa, os fluxos no início do período têm mais peso, causando uma receita maior quando empregada o FRC do ciclo anterior. Assim, a forma de se ajustar essa questão é calcular a remuneração líquida anualizada e adicionar posteriormente os impostos, considerando-se o fluxo de depreciação linear. Neste sentido, a fórmula proposta faz exatamente isso, sendo que a demonstração apresentada na Nota Técnica nº 371/2008/SRE/ANEEL é suficientemente clara para dedução da fórmula.

I.5 – OUTRAS RECEITAS

25. A metodologia de avaliação das receitas que serão destinadas a contribuir para a modicidade tarifária define a forma de aferir os ganhos do prestador do serviço na exploração destas atividades. Serão tratadas as receitas oriundas das seguintes atividades: compartilhamento de módulo de infra-estrutura geral, compartilhamento de sistemas de comunicação, serviços de consultoria na área de transmissão, serviços de comunicação, serviços de operação e manutenção de linhas de transmissão e subestações, entre outros.

26. Em relação ao compartilhamento de outras receitas, foi acatado o pleito apresentado pelas concessionárias de transmissão para que os ganhos decorrentes dessas atividades considerem o lucro líquido, ou seja, após a incidência de impostos e tributos sobre o lucro total. Ressalta-se que para apuração desse lucro líquido deverão ser consideradas alíquotas regulatórias médias incidentes na prestação de tais atividades.

II – DO DIREITO

27. A presente decisão tem amparo legal nos artigos 9º e 29 da Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; artigo 4º do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997; artigos 14 e 15 da Lei n.º 9.427, de 27 de dezembro de 1996; e nos Contratos de Concessão do serviço público de transmissão.

III – DA DECISÃO

28. Face ao exposto, do que consta do Processo nº 48500.006551/2008-38, decido pela publicação de Resolução Normativa com o objetivo de estabelecer os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para o segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica.

Brasília, 15 de dezembro de 2009.

JOÍSA CAMPANHER DUTRA SARAIVA
Diretora