



MINISTÉRIO DA FAZENDA
Secretaria de Acompanhamento Econômico

Parecer Analítico sobre Regras Regulatórias nº 07/COGEN/SEAE/MF

Brasília, 31 de agosto de 2010.

Assunto: Consulta Pública nº 11/2010, referente à obtenção de subsídios e informações adicionais sobre a segunda parte da proposta de alteração de metodologia de definição da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, especificamente aos temas de estudo III e IV – sinais de preço e tarifação de Baixa Tensão - constantes no 3º Relatório de Acompanhamento da Aneel.

1- Introdução

1. A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel publicou, no Diário Oficial da União de 16 de julho de 2010, o Aviso de Consulta Pública nº 11/2010, por meio do qual a Agência procura obter subsídios e informações sobre proposta de alteração de metodologia de definição da estrutura tarifária aplicada ao setor elétrico brasileiro referente aos temas sinais de preço e tarifação de Baixa Tensão.

2. Por meio da Nota Técnica nº 271 SER/SRD/ANEEL, de 4 de agosto de 2009, a Aneel discorreu sobre os principais aspectos atinentes à estrutura tarifária atualmente vigente, a evolução do setor elétrico brasileiro e seus impactos na organização das distribuidoras e no comportamento dos consumidores.

3. A Nota Técnica nº 219/2010 – SRE-SRD/ANEEL, de 14 de julho de 2010, que originou a consulta pública em apreço, agrupa o resultado preliminar das análises da metodologia utilizada para definição da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil em temas:

- a. Novas Modalidades Tarifárias para o Grupo “B”;

- b. Sinal Horossazonal;
- c. Tarifa de Uso de Curta Utilização; e
- d. Discussão Tarifária para os Sistemas Subterrâneos – AS.

4. Segundo a Aneel, o objetivo da consulta pública é o de proporcionar pontos para discussão, a fim de aperfeiçoar a metodologia vigente. Não se pretende, portanto, a apresentação de uma metodologia específica, fechada, que gere um produto final para aplicação imediata. Nessa linha, a consulta pública expõe o problema à medida que traz diversas opções de metodologias possíveis de serem empregadas, além de abrir a possibilidade para que outras sejam apresentadas e discutidas em audiência pública vindoura.

5. Em sintonia com os princípios da eficiência e da publicidade que regem a Administração Pública, a consulta pública pretende colher subsídios da sociedade para a correta identificação das melhores práticas regulatórias existentes e adequação da regulação do setor aos conceitos de Análise do Impacto Regulatório - AIR.

6. Neste contexto, o objetivo deste Parecer é oferecer as contribuições desta Secretaria para o tema em questão.

2 – Análise

2.1 - Novas Modalidades Tarifárias para o Grupo “B”

7. Neste tópico, a Aneel pretende colher sugestões sobre a definição de novas modalidades tarifárias que induza maior eficiência econômica no grupo “B” - caracterizado como segmento de Baixa Tensão - com o objetivo primordial de contribuir para a modulação da carga no posto tarifário ponta¹.

8. Após ressaltar a complexidade das normas e das múltiplas restrições que guiam o tema, a Aneel apresenta um exemplo de como os sinais de preço atuam para aumentar a eficiência do sistema. Os pontos de discussão sugeridos pela Aneel, mesmo que não conclusivos, sugerem a definição de faixas e sinais de preço entre diferentes tipos de consumidores dentro de um bloco de concessão específico. Poder-se-ia imaginar, a título de exemplo, que os consumidores dos subgrupos B1, B2, B3 e B4 estariam sujeitos a tarifas diferenciadas, ou ainda, que tais tarifas seriam aplicadas a novos grupos com perfis de consumo diferenciados.

9. Em suma, o objetivo seria fazer com que os consumidores com maior demanda no horário de ponta paguem, em média, uma tarifa maior, de forma a incentivar o consumo fora da ponta.

10. De acordo com a Resolução Aneel nº 456, de 29 de novembro de 2000, as tarifas do grupo B aplicam-se aos consumidores atendidos pela rede de tensão inferior a 2,3 kV e subdividem-se, de acordo com as seguintes subclasses de consumo:

- a) B1: classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

¹ Horários de ponta e fora de ponta são designados postos tarifários que representam, respectivamente, o período compreendido entre 18 e 21 horas dos dias úteis – maior consumo de energia – e as demais horas dos dias úteis, além dos sábados, domingos e feriados.

- b) B2: classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;
- c) B3: outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio; e
- d) B4: classe iluminação pública.

11. Os consumidores do grupo B sujeitam-se à tarifa convencional que incide sobre o consumo de energia e/ou demanda de potência, independentemente da hora do dia e do período do ano. A tarifa convencional é linear na cobrança, em oposição aos maiores custos de fornecimento de energia elétrica no horário de ponta.

12. Esse modelo tarifário, em tese, não oferece incentivos à redução do consumo no horário de ponta, que é caracterizado por um nível de carga muito maior do que no restante do dia. Tendo em vista que os sistemas de transmissão e distribuição são dimensionados em função da demanda máxima do sistema, os custos marginais de expansão da rede estão diretamente relacionados à demanda no período de ponta.

13. A partir do estudo dos perfis típicos dos consumidores divulgado no item A.1 da nota em análise, verifica-se que os subgrupos B1 (Residencial) e B2 (Rural) são os que apresentam perfil típico não otimizado, cujos vértices de consumo concentram-se em um período curto do dia, situado no horário em que o sistema é mais demandado. O perfil típico B3 (outras classes²) apresenta características do consumidor comercial com ponta centrada em torno das doze horas da manhã, enquanto o perfil típico B4 (Iluminação Pública) apresenta comportamento similar ao do B3, mas com deslocamento no tempo.

14. Da leitura dos perfis típicos, conclui-se que os ganhos potenciais com a modulação da carga no horário de ponta situam-se, sobretudo, nos subgrupos B1 e B2, pois: (i) o subgrupo B3 demanda maior quantidade de energia no período do dia em que há maior ociosidade do sistema; (ii) a demanda do subgrupo B4 no período de ponta é praticamente inelástica, dada a essencialidade da iluminação pública, tanto em termos de segurança quanto de bem-estar públicos.

15. A partir de então, caberia definir quão sensível à variação de preços estariam os subgrupos B1 e B2 ou, eventualmente, quaisquer outros novos subgrupos criados. Somente a partir dessa avaliação é que seria possível avaliar os ganhos potenciais da modulação frente aos possíveis custos. Trata-se de questão para a qual a Aneel está atenta. Na nota que originou a consulta pública, a Agência informa que conduzirá “um estudo específico sobre elasticidade da demanda de energia elétrica em relação a variações no preço de curto prazo para diferentes estratos de usuários dentro de cada grupo tarifário”³, considerando as diferentes regiões geográficas do país e as especificidades das diferentes atividades econômicas.

16. Diferentes estratos de consumo possuem comportamentos diversos diante da mudança de preço em razão do grau de essencialidade do insumo energia para suas atividades. Assim, sinais de preço afetam o consumo na região mais elástica (ou menos inelástica) da curva de demanda. A eficiência de práticas que tencionem modular a carga no posto tarifário ponta justifica-se apenas na hipótese em que se verifique que o aumento tarifário induza à mudança no

² Constituem o subgrupo B3 (outras classes): indústria, comércio, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio.

³ Nota de rodapé das Fls. 13 da Nota Técnica nº 219/2010 – SER/ANEEL, de 14 de julho de 2010.

perfil de consumo em um determinado grupo ou subgrupo durante o horário de ponta. Caso contrário, a política voltada para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema, por meio da modulação da curva de carga das concessionárias, não atenderia seu principal objetivo, com o inconveniente de tornar a tarifa de energia elétrica mais onerosa para a população em geral.

2.2 – Sinal Horossazonal

17. Na Nota Técnica nº 219/2010 – SRE – SRD/Aneel de 17/07/2010, a Aneel questiona a efetividade da aplicação do sinal horossazonal – tarifação diferenciada para consumo e demanda nos períodos seco e úmido nos horários ponta e fora de ponta - na tarifa de energia elétrica.

18. A energia vendida aos consumidores cativos é fornecida por empresas que a compram no ACR por intermédio dos leilões de energia. Essa aquisição é formalizada por meio dos contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, que podem ser de dois tipos: contrato por quantidade (CCEAR-Q) e contrato por disponibilidade (CCEAR-D).

19. De maneira geral, os CCEAR-Q são empregados na energia adquirida de usinas hidrelétricas e os CCEAR-D na energia gerada a partir de fontes termelétricas.

20. No caso dos CCEARQ, a receita é fixa e é igual ao produto da quantidade de energia comprada pelo valor adquirido no leilão. Nesse caso, as distribuidoras adquirem energia de diferentes usinas cujos preços não possuem diferença de valor entre o período do ano e o horário do dia, ou seja, o custo com compra de energia é indiferente ao seu perfil de sazonalização ou modulação.

21. Quando a energia é adquirida também via CCEAR-D, o preço é formado pela soma da Receita Fixa e da Receita Variável. A parcela variável sofre relativa influência das variações do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD ao longo do ano. Esses contratos representam cerca de 5% do mix de compra de energia das distribuidoras⁴, apesar da tendência de aumento.

22. A nota da Aneel em questão faz uma avaliação do comportamento do PLD ao longo de cada ano, desde 2003, e conclui que não há padrão definido para o comportamento dos preços nos períodos seco e úmido. Dessa forma, os custos com a compra de energia por meio desses contratos também são indiferentes ao perfil de sazonalização ou modulação.

23. Baseado na suposta ausência de um padrão de comportamento do preço de curto prazo, a Aneel questiona se deve ser mantido o sinal horossazonal na venda de energia pelas distribuidoras, considerando que o sinal não existe na compra⁵. Alternativamente, indaga se o sinal não deveria ser dado quando da compra da energia pelas distribuidoras.

24. A Aneel analisou ainda a influência que o sinal sazonal - tarifação diferenciada para consumo e demanda nos períodos seco e úmido - exerce sobre o comportamento dos consumidores de energia. Em um primeiro estudo, são comparados os perfis de consumo ao longo do ano – período de 2005 a 2009 - para os consumidores submetidos à tarifação convencional e aqueles submetidos à tarifação horossazonal. A Aneel conclui que os padrões

⁴ Conforme NT em análise (Nota Técnica nº 219/2010 – SRE – SRD/Aneel de 17/07/2010).

⁵ Ou seja, se não há diferenciação de preço horossazonal para as distribuidoras, por que deveria haver para os consumidores, clientes destas distribuidoras?

indicam que o perfil de consumo não é influenciado pela tarifa de energia, mas sim pela temperatura e atividade econômica.

25. Foi apresentado ainda um outro estudo, baseado em modelos econométricos, considerando-se, neste caso, apenas o mercado da região Sudeste, o qual chega a conclusões similares: o nível de consumo de energia está associado fortemente à atividade econômica, que tem características sazonais, e não aos preços da tarifa de energia elétrica.

26. Com relação ao sinal ponta/fora de ponta da tarifa de energia, segundo a Aneel, a tarifa de energia no horário de ponta é 72% mais elevada do que no horário fora de ponta. Entretanto, as variações do PLD por patamares indicam diferenças significativamente inferiores. A Aneel apresenta a tabela 1, em que considera os seguintes níveis de consumo durante o dia: pesado (alto nível de consumo), médio (médio nível de consumo) e leve (baixo nível de consumo) no período de 2005 a 2009. Esses valores são significativamente inferiores à relação entre as tarifas de energia na ponta e fora de ponta, que é 1,72.

Tabela 1 – PLD por patamares

Região	Pesado/Leve	Leve/Médio
Sudeste	1,0456	1,0279
Sul	1,0993	1,0815
Nordeste	1,007	1,0029
Norte	1,1273	1,0952

Fonte: Aneel

27. Diante disso, a Aneel questiona ainda se, caso se conclua pela diferença entre os custos de geração, a sinalização não deveria ocorrer quando da compra da energia pelas distribuidoras. Alternativamente, como a sinalização na compra não existe hoje, talvez não seja necessária a sinalização na venda da energia. A Aneel ressalta que ainda está realizando estudos com objetivo de determinar se há diferenças significativas de custos entre gerar nos períodos de ponta e fora de ponta. Na distribuição de energia, a sinalização ponta/fora de ponta parece fundamental, tendo em vista que a rede é projetada pra atender a demanda máxima.

28. Por fim, a Aneel elenca uma série de questionamentos sobre o tema, quais sejam: i) se não seria melhor um casamento do sinal de compra e venda de energia pela distribuidora; ii) se caberia manter o sinal sazonal na tarifa de energia; e qual seria o impacto da retirada do sinal horário da tarifa de energia na capacidade do parque gerador.

29. A nota da Aneel cita relatório do Ministério de Minas e Energia - MME de 1981⁶ que estimou os custos marginais de produção de energia elétrica, o qual já indicava que, tendo em vista que o parque gerador brasileiro é predominantemente hidrelétrico e as afluições naturais têm caráter sazonal, a especulação inicial seria de transferir tanto quanto possível a carga de caráter sazonal do período seco para o período chuvoso, utilizando os vertimentos que ocorrem no período chuvoso.

30. De acordo com a Nota da Aneel, a

“determinação da tarifas diferenciadas teve como base a Teoria dos Custos Marginais, buscando refletir o custo incorrido pelo sistema elétrico para atender o crescimento de consumo, além de

⁶ Estrutura Tarifaria de Referência para energia elétrica (MME – 1981)

buscar a melhora da conformação da curva de carga do sistema para otimizar o aproveitamento de sua capacidade e postergar os investimentos”.

31. Desde então, o setor elétrico brasileiro passou por reformas significativas, conforme a Aneel relata em sua nota. No entanto, a oferta de energia elétrica no país ainda está associada à disponibilidade hídrica, menor nos meses de maio a novembro, denominado “período seco”, e maior nos meses de dezembro e abril do ano seguinte, denominado “período úmido”. Para o atendimento do mercado no período seco, é imprescindível o acúmulo das águas afluentes aos reservatórios das usinas no período chuvoso. Portanto, o fornecimento de energia no período seco tende a ser mais oneroso, face à necessidade de construção dos reservatórios ou ao eventual despacho de geração térmica. A rigor, o custo relativo da geração no período seco deve subir face à construção de usinas hidrelétricas com capacidade cada vez menor de acumulação nos reservatórios. Ademais, os vertimentos continuam a ocorrer de forma freqüente no período chuvoso.

32. Neste contexto, a sinalização sazonal mostra-se importante para que o real custo de geração seja refletido na tarifa de energia. Por isso, qualquer medida que vise eliminá-la necessita explicitar para a sociedade os ganhos líquidos.

33. Quanto ao questionamento da Aneel acerca da aplicação ou não do sinal sazonal, que existe somente para os consumidores cativos, a solução ideal seria que as distribuidoras adquirissem energia com o sinal sazonal e simplesmente o repassasse para a tarifa. No entanto, isso não é tarefa trivial porque o sistema elétrico brasileiro é operado de forma centralizada e os custos decorrentes da sazonalidade das afluições não são incorridos individualmente pelos agentes geradores. Pode ser citado, por exemplo, o despacho de uma usina termelétrica fora da ordem do mérito para que o nível dos reservatórios fique acima do nível meta ou curva de aversão ao risco. Nesse caso, o custo aumentaria o Encargo de Serviços de Sistema – ESS e todos os consumidores seriam onerados.

34. Outro aspecto da questão é a capacidade de a tarifa sazonal ser usada como instrumento de controle de demanda e melhoria da eficiência operacional do sistema. A Aneel apresentou dois estudos que indicaram que o consumidor não altera significativamente seu perfil de consumo sazonal devido ao valor da tarifa de energia.

35. Quanto à sinalização ponta/fora de ponta, a Aneel inicialmente sugere que a relação entre os valores das tarifas ponta/fora de ponta está muito alta se comparada à relação entre os PLDs por patamares. Nesse caso, cabe afirmar que não obstante o PLD por patamares seja um referencial importante, a comparação feita de seu valor nos diversos patamares com a relação tarifária do consumo ponta/fora de ponta não é suficiente para justificar a eliminação da sinalização de preços do consumo de energia ao longo do dia.

36. Deve ser ressaltado que o PLD tem limitações que podem interferir na análise promovida pela Aneel: i) os modelos utilizados para a obtenção do valor do PLD não consideram somente aspectos relacionados ao custo de energia, mas também ao custo da confiabilidade do sistema; e ii) quando há despacho de uma unidade geradora termelétrica fora da ordem do mérito, por razões elétricas⁷, por exemplo, esse custo não é internalizado pelo valor do PLD.

37. Portanto, é importante que se busquem outros estudos para contribuir na formação da convicção do regulador a respeito do tema. Uma alternativa, se factível, estaria na mitigação

⁷ Quando uma unidade geradora é despachada devido ao esgotamento da capacidade ou interrupção de uma linha de transmissão que escoar a energia de outra usina, por exemplo.

do efeito destas limitações. Contudo, considerando que essa tarefa pode não ser trivial, outra opção seria adequar o estudo dos perfis de cargas, realizado pela Aneel, para avaliar a relação tarifária do consumo ponta/fora de ponta. O estudo de elasticidade preço da demanda, a ser apresentado pela Agência, também poderá contribuir para o tema.

38. A Aneel questiona ainda a necessidade dessa sinalização na tarifa de energia, tendo em vista que, da mesma forma que na tarifa sazonal, não há sinalização quando da compra da energia pelas distribuidoras. Conforme a Aneel indica na nota, não há estudos conclusivos que determinem se há diferenças de custo para as usinas gerarem energia no período de ponta ou fora de ponta.

39. No entanto, o nível de consumo de energia na ponta é fundamental para a expansão do sistema de distribuição, que é projetado para demanda máxima. Nesse sentido, a manutenção desse sinal somente para a tarifa de demanda pode se mostrar ineficiente porque onera o consumidor em função de sua maior demanda diária mensurada em períodos de quinze minutos, ou seja, os demais períodos seriam indiferentes ao nível de demanda no período de ponta.

40. Considerando que pode haver o incentivo para que o consumidor mantenha a demanda máxima por todo o período de ponta ou que desloque a sua demanda para parte do período de ponta e que isso provavelmente implicará custos (relacionados ao aumento da geração de energia e, principalmente, à expansão da rede) que serão distribuídos por todos os outros consumidores, inclusive aqueles que não contribuirão para a elevação destes custos, a Seae entende que a sinalização ponta/fora de ponta deve continuar na tarifação de energia.

2.3 – Tarifa de Uso de Curta Utilização

41. As tarifas de uso do sistema pagas atualmente pelos consumidores livres têm o mesmo sinal que a tarifa horossazonal azul, ou seja, tarifas diferenciadas para demanda na ponta e fora da ponta, com a diferença que não há tarifa diferenciada para consumo. A tarifa horossazonal azul é adequada para consumidores com alto fator de carga e a tarifa horossazonal verde – com um valor único de tarifa de demanda – é adequada para consumidores com baixo fator de carga.

42. De acordo com a Aneel, a tarifa de uso horossazonal azul aplicada ao consumidor livre estaria inibindo a migração de usuários com baixo fator de carga para o ambiente livre. Para evitar o desestímulo a tal migração, a agência sugere a criação de uma nova tarifa de uso para consumidores livres com a mesma estrutura da tarifa de uso do sistema horossazonal verde, evitando onerar os consumidores cativos atendidos na modalidade verde ao migrarem para o ambiente livre.

43. O consumidor cativo enquadrado na modalidade verde paga uma tarifa única para demanda, no entanto, ele paga tarifas diferenciadas para consumo de energia durante o dia. Se ele migrasse para o ambiente livre na de tarifa verde, considerando que este consumidor tem baixo fator de carga, o estímulo que havia para a modulação do consumo deixaria de existir. Portanto, a migração desse consumidor para o ambiente livre com a manutenção da modalidade verde não se mostra como uma alternativa adequada. Por isso, é pertinente a realização de estudos para verificar a viabilidade de implantação de uma modalidade tarifária com uma relação ponta/fora de ponta menor para esses consumidores.

2.4 – Discussão Tarifária para os Sistemas Subterrâneos – AS

44. Conforme a Nota da Aneel, as redes subterrâneas são utilizadas em casos como os de adensamento de carga, necessidade de maior confiabilidade do sistema elétrico e necessidade de maior segurança. A título de exemplo, as redes subterrâneas reticuladas, presentes na região central da cidade de São Paulo, custam em torno de 10 a 15 vezes o valor do investimento em rede convencional. Face à dificuldade de alterações, a rede geralmente é projetada de forma sobredimensionada, de modo a suportar futuro aumento de carga.

45. Os sistemas subterrâneos no Brasil são, em sua grande maioria, em baixa tensão e alimentam pequenos e grandes consumidores. A partir de um nível mínimo de demanda e consumo, esses grandes consumidores podem optar pelo faturamento no subgrupo AS, que tem tarifas equivalentes ao subgrupo tarifário A4 (13,8 kV).

46. Dessa forma, esses consumidores estão conectados em baixa tensão, mas pagam tarifas similares a de sistemas em 13,8 kV, que são significativamente menores. Os níveis de consumo e de demanda desses consumidores permitiriam a sua conexão em 13,8 kV, mas eles encontram-se conectados a uma tensão menor em virtude de não existir aquela alternativa de suprimento devido à sua localização. O enquadramento dos grandes consumidores no nível AS não tem, portanto, o objetivo de financiar o sistema.

47. Atualmente, o financiamento de novas redes subterrâneas deve ser feito pelos próprios consumidores, o que, de acordo com a Aneel, é o mecanismo ideal por evitar o subsídio cruzado entre os consumidores.

48. A Aneel tem o objetivo de iniciar a mensuração do custo marginal das redes subterrâneas em operação, para que se tenha um real conhecimento de seu custo e iniciar sua aplicação no 4º ciclo de revisão tarifária.

49. A alternativa proposta pela Aneel seria a tarifação dos grandes consumidores que utilizam rede subterrânea a partir do custo marginal da baixa tensão convencional, mas com a instituição das modalidades azul, verde e convencional. Essa alternativa aumentaria significativamente a tarifa do consumidor de grande porte que paga a tarifa de alta tensão mesmo utilizando a rede de baixa tensão, mas reduziria a distorção existente hoje.

50. Diferentemente da norma aplicável ao consumidor cativo, a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para o consumidor livre conectado na rede subterrânea corresponde ao nível de tensão baixo, o que implica aumento imediato dos gastos ao contrário do observado no caso do consumidor cativo.

51. Neste contexto, a Aneel sugere então contribuições acerca das duas alternativas visualizadas: ou a TUSD BT (TUSD baixa tensão) passa a ser aplicada aos consumidores cativos e livres do AS, ou a TUSD do consumidor livre passa a ser a mesma que o consumidor cativo paga atualmente, ou seja, o percentual da TUSD do subgrupo A4.

52. A respeito das alternativas apresentadas, cumpre mencionar que é desejável que as tarifas do setor elétrico reflitam tanto quanto possível os custos marginais de implantação do sistema. Contudo, a nota da Aneel mostra como esse princípio é de difícil aplicação no caso dos consumidores conectados a redes subterrâneas, em especial para os grandes consumidores.

53. A conexão na rede subterrânea é a única alternativa disponível para esses grandes consumidores, os quais têm características de carga que os permitiria a conexão em 13,8 kV convencional. Por outro lado, eles são beneficiados pelas melhores características operativas da

rede subterrânea. Ademais, estes consumidores não precisam arcar com o custo de rebaixamento de tensão⁸. Ou seja, tais usuários têm benefícios que outros em 13,8 kV que não recebem energia por infraestrutura subterrânea não têm.

54. Dentre as propostas apresentadas, a aplicação da TUSD BT para os consumidores cativos, da mesma forma que acontece com o consumidor livre atualmente, parece ser a solução mais razoável. Isso, inclusive, seria coerente com a metodologia aplicada hoje para os consumidores livres, segundo a qual a TUSD paga por estes usuários, quando conectados à rede subterrânea, é a de baixa tensão convencional.

55. De forma análoga, a tarifação no sistema de baixa tensão subterrâneo para os grandes consumidores passaria a ser definida a partir do custo marginal da baixa tensão com a instituição das modalidades convencional, verde e azul.

56. Contudo, em virtude de possível risco de, ao aproximar essas tarifas dos custos marginais de implantação da rede subterrânea, haver aumento significativo dos custos com energia elétrica para esses grandes consumidores, é pertinente um período de transição para a aplicação da nova sistemática.

3 – Conclusão

57. A SEAE congratula a ANEEL pela iniciativa de buscar formas de introduzir elementos para estimular a eficiência no setor elétrico por meio de busca da otimização da estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica.

58. Nesse contexto, esta Secretaria sugere que à SRD/ANEEL considere as seguintes contribuições para a consulta pública nº11/2010:

- (i) os subgrupos B1 e B2 têm potencial para modulação na carga no horário de ponta. Para tanto, é importante a realização de estudos para verificar a sensibilidade desses consumidores ou, eventualmente, quaisquer outros novos subgrupos criados, à variação de preços;
- (ii) a sinalização sazonal se mostra importante para que o real custo de geração seja refletido na tarifa de energia. Por isso, qualquer medida que vise a eliminá-la necessita explicitar para a sociedade os ganhos líquidos;
- (iii) é importante a manutenção do sinal ponta/fora de ponta na tarifa de energia e não somente na tarifa de demanda, para que o consumidor continue sendo incentivado a manter sua demanda no período de ponta durante o menor tempo possível;
- (iv) a migração do consumidor cativo para o ambiente livre com a manutenção da modalidade verde não se mostra como uma alternativa adequada devido a ausência de estímulo para modulação de sua carga no período de ponta;
- (v) a aplicação da TUSD BT para os grandes consumidores cativos no sistema de distribuição subterrâneo, da mesma forma que acontece com o consumidor livre atualmente, parece ser a solução mais razoável;

⁸ Isso porque é muito raro o consumo de energia em 13,8 kV.

(vi) a tarifação no sistema de baixa tensão subterrâneo para os grandes consumidores passaria a ser definida a partir do custo marginal da baixa tensão com a instituição das modalidades convencional, verde e azul;e,

(vii) as alterações tarifárias para os grandes consumidores em sistema de baixa tensão devem contemplar um período de transição, devido ao aumento significativo de custos para esses consumidores.

À consideração superior.

CLÁUDIO EVANGELISTA DE CARVALHO
Assistente

JORGE HENRIQUE DE SAULES NOGUEIRA
Assistente

JOSSIFRAM ALMEIDA SOARES
Coordenador Geral de Energia, Substituto

De acordo.

RUTELLY MARQUES DA SILVA
Secretário-Adjunto de Acompanhamento Econômico

ANTONIO HENRIQUE PINHEIRO SILVEIRA
Secretário de Acompanhamento Econômico