



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO – VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

**O IMPACTO DA EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DO ACL E DO
ACR NA DECISÃO DE MIGRAR OU PERMANECER NO ACL**

**Alvaro Augusto de Almeida (*)
ELECTRA POWER GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.
UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ - UTFPR**

RESUMO

No atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro o uso do sistema de distribuição é regulado, tanto na modalidade cativa quanto na livre. Sendo assim, o preço máximo que consumidores livres geralmente aceitarão pagar pela energia dependerá, além da economia desejada, também do espaço existente entre os custos cativos totais, de um lado, e os custos do uso da rede no mercado livre, do outro. O objetivo do presente artigo é analisar a dinâmica da evolução de tais custos entre 1999 e 2008, bem como o impacto dessa evolução sobre a viabilidade de migração para o mercado livre.

PALAVRAS-CHAVE

Competição, Comercialização, TUSD, ACL, ACR.

1.0 - INTRODUÇÃO

A mais recente reforma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), ocorrida a partir de 2004, dividiu o mercado de energia elétrica em dois segmentos: (a) Ambiente de Contratação Livre (ACL), destinado ao atendimento de consumidores livres, os quais negociam livremente seus preços de energia e demais condições de fornecimento, e; (b) Ambiente de Contratação Regulada (ACR), destinado ao atendimento de consumidores cativos, por meio de tarifas reguladas de energia. Tanto consumidores livres quanto cativos, com exceção daqueles pertencentes ao subgrupo A1 (tensão de atendimento igual ou superior a 230 kV), são fisicamente atendidos pela distribuidora local, por meio de Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Os consumidores do grupo A1 são atendidos pela Rede Básica por meio de uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Os consumidores cativos atualmente existentes no Brasil são aqueles ainda não qualificados para migrar para o mercado livre (por insuficiência de demanda ou por não serem atendidos no Grupo A), ou então aqueles consumidores já qualificados, mas que ainda não efetivaram a migração por causa de uma ou mais das seguintes razões básicas: (a) contratos cativos ainda não vencidos; (b) falta de conhecimento suficiente sobre mercado livre ou; (c) falta de viabilidade em se migrar para a modalidade livre.

A análise da viabilidade de migração para o mercado livre sempre envolve uma confrontação entre os custos totais em cada modalidade de fornecimento (cativa e livre). A migração será viável quando o espaço existente entre as tarifas de fornecimento e as tarifas de uso permitir que os consumidores livres paguem o preço solicitado pelo fornecedor de energia e ainda auferam uma certa economia em relação à posição cativa anterior.

No presente artigo, que é uma revisão e ampliação de (1), faz-se inicialmente um curto apanhado histórico da política tarifária dos últimos 10 anos. A seguir, delimita-se um universo de distribuidoras a serem analisadas e

(*) Av. Sete de Setembro, nº 4476 – 3º andar – CEP 80.250-210, Curitiba, PR, Brasil.
Tel: (+55 41) 3023-3343 – Fax: (+55 41) 3023-3343 – Email: alvaro@electrapower.com.br

define-se um consumidor típico de alta tensão, para o qual são calculados os custos cativos totais e os custos livres regulados. Tendo-se obtido os custos cativos e livres, estima-se o preço máximo da energia a ser contratada no mercado livre, de modo a se garantir um dado prêmio de economia com a migração. A evolução desse preço de equilíbrio ao longo dos últimos 10 anos, atualizado pelo IGP-M, permite traçar uma série de conclusões a respeito do impacto da política tarifária sobre o livre mercado de energia.

2.0 - POLÍTICA TARIFÁRIA APÓS O PROJETO RE-SEB

O Projeto RE-SEB teve o objetivo de estabelecer um ambiente competitivo no Setor Elétrico Brasileiro. Para tanto, o consórcio de consultores liderados pela Coopers & Lybrand recomendou a separação entre a *commodity* (energia elétrica) e o serviço (transmissão e distribuição), a exemplo do que vinha ocorrendo em outros países (2). No âmbito tarifário, tal separação foi efetivada com a criação das TUSDs e TUSTs.

No caso das distribuidoras, assunto do presente artigo, o serviço prestado a consumidores livres e cativos, bem como a geradores conectados, é remunerado unicamente por meio da TUSD. No caso específico dos consumidores cativos, a energia suprida é adicionalmente remunerada por meio de uma Tarifa de Energia (TE). A separação entre TE e a TUSD reflete assim a separação entre *commodity* e serviço.

Em outubro de 1999, cerca de 10 meses após a conclusão oficial do Projeto RE-SEB, foi publicada a Resolução ANEEL nº286, que estabeleceu os primeiros valores das TUSDs para consumidores livres. À época, por causa da inexistência de informações econômicas referentes ao uso do sistema, a referida resolução estabeleceu as tarifas por distribuidora a partir de uma metodologia simplificada, na qual as receitas anuais das distribuidoras foram estimadas, tendo-se em seguida subtraído as parcelas correspondentes à energia fornecida, aos encargos (CCC, RGR, PIS e COFINS) e à margem da atividade de comercialização. Essa operação simples produziu duas componentes tarifárias de demanda (ponta e fora de ponta, em R\$/kW) para cada nível de tensão de atendimento.

As tarifas da Resolução 286/1999 permaneceram em vigor por cerca de dois anos. Somente no final de 2001 a ANEEL publicou resoluções individualizadas por distribuidora, novamente aplicando o conceito de que os consumidores livres que acessassem a rede de distribuição deveriam pagar somente pelo serviço, em R\$/kW, em componentes tarifárias de ponta e fora de ponta.

As tarifas publicadas em 2001 permaneceram válidas até 2003, quando a ANEEL passou a publicar as tarifas cativas e livres em uma só resolução para cada distribuidora. As resoluções de 2003 trouxeram ainda outra novidade: a criação de uma componente tarifária para consumidores livres, em R\$/MWh, que veio a ser denominada "TUSD Encargos". A criação desta tarifa constituiu em um dispositivo para que as distribuidoras pudessem repassar seus encargos setoriais, tais como CCC, ESS, etc., aos consumidores livres. Desde a data de sua criação até o momento atual, a TUSD Encargos tem sido publicada em um único valor, sempre em R\$/MWh, independente do nível de tensão e do posto horossazonal.

Mudanças recentes na legislação tributária também causaram impacto tarifário. As Leis nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, e nº 10.865, de 30 de abril de 2004, estabeleceram nova sistemática para apuração do valor da contribuição para o PIS/PASEP e para a COFINS, particularmente no que diz respeito à não-cumulatividade. Como conseqüência, as revisões tarifárias ocorridas a partir de 2005 passaram a excluir tais tributos das tarifas e as distribuidoras passaram a cobrar dos consumidores apenas as respectivas parcelas não creditáveis. Vale ressaltar a existência do Projeto de Lei 6.063/2005, em tramitação na Câmara do Deputados, que propõe a exclusão das empresas do SEB do regime de não-cumulatividade. No momento, embora ainda caiba recurso, o referido projeto já teve o arquivamento recomendado pela Comissão de Finanças e Tributação, por razões de "inadequação e incompatibilidade orçamentária" (3).

3.0 - ANÁLISE TARIFÁRIA E EVOLUÇÃO DO PREÇO DE EQUILÍBRIO

A Resolução 286/1999 contemplou 64 distribuidoras. Destas, algumas pertencem a sistemas isolados ou não detêm mercado suficientemente expressivo para justificar uma análise global da viabilidade de migração para o ACL. Assim, foram utilizados os seguintes critérios para incluir uma distribuidora na presente análise: (a) ser membro da CCEE; (b) pertencer ao Sistema Interligado Nacional (SIN); (c) à época da publicação da Resolução 286/1999, ter apresentado uma base de consumidores atendidos em pelo menos dois subgrupos de tensão.

Empregando-se tais critérios, foram selecionadas 36 distribuidoras para análise, agrupadas da seguinte forma: (a) SUDESTE: Ampla, EEB (Bragantina), EMG (Energisa Minas Gerais, antiga Cataguazes), Cemig, ENF (antiga Cenf), Elektro, CPFL, CSPE, Eletropaulo, EBE (Bandeirantes), Escelsa, CJE (Jaguari), Light, CLFM (Mococa) e CLFSC (Santa Cruz); (b) NORTE: Celpa e Celtins; (c) CENTRO-OESTE: CEB, Celg, Cemaf e Enersul; (d)

NORDESTE: Ceal, Celb, Celpe, Cemar, Cepisa, Coelba, Coelce, Cosern, Energipe e Energisa Paraíba (antiga Saelpa); (e) SUL: AES Sul, CEEE, Celesc, Copel e RGE.

As tarifas, tanto na modalidade livre quanto na cativa, foram inicialmente calculadas para um consumidor típico com as seguintes características: (a) demanda nos horários de ponta (DHP) e fora de ponta (DHFP) igual a 5.000 kW; (b) consumo no horário de Ponta (CHP) igual a 260 MWh, correspondendo a um fator de carga (FCHP) igual a 80%; (c) consumo no horário Fora de Ponta (CHFP) igual a 2.660 MWh, também correspondendo a um fator de carga (FCHFP) igual a 80%; (d) atendimento no mercado livre feito por meio de energia convencional (não incentivada, ou seja, sem desconto da TUSD); (e) tarifa horossazonal azul.

O subgrupo A1 foi excluído da análise, pois consumidores livres desse subgrupo pagam pelo uso à Rede Básica e não à distribuidora local. Por simplicidade, o subgrupo AS (atendimento subterrâneo) também foi excluído, por não ser representativo para o mercado de consumidores livres atendidos por energia convencional. Assim, os subgrupos analisados foram: A2, A3, A3a e A4.

Os critérios adicionais para cálculo dos custos livres e cativos foram: (a) quando aplicável, foi considerado o percentual de 7,9% (consumidor industrial) para a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE); (b) o prêmio mínimo de economia desejado com a migração, antes do pagamento de outros custos do mercado livre (CCEE, serviços prestados pela comercializadora, etc), foi considerado igual a 20%; (c) as tarifas livres e cativas foram tomadas ao final de cada ano e atualizadas para o final de 2008 por meio da variação acumulada do IGP-M, conforme publicado pelo Banco Central do Brasil (4); (e) as tarifas livres e cativas foram coletadas exclusivamente em resoluções publicadas no *site* da ANEEL (5), para todas as distribuidoras e anos de análise; (f) por simplicidade, a parcela do PIS/PAESP e da COFINS repassada aos consumidores finais, quando aplicável, foi considerada igual a 5%, para todas as distribuidoras.

3.1 Evolução dos custos cativos e tarifas de uso

A evolução dos Custos Cativos Totais (CCT) ao longo do tempo, reajustados pela variação acumulada do IGP-M, é mostrada nas Figuras 1 a 4. Por razões de espaço, apenas os resultados médios por submercado, ponderados pelo valor mais recente das vendas totais, em MWh/ano, de cada distribuidora, são mostrados. Os resultados e gráficos individualizados por distribuidora podem ser encontrados em (6).

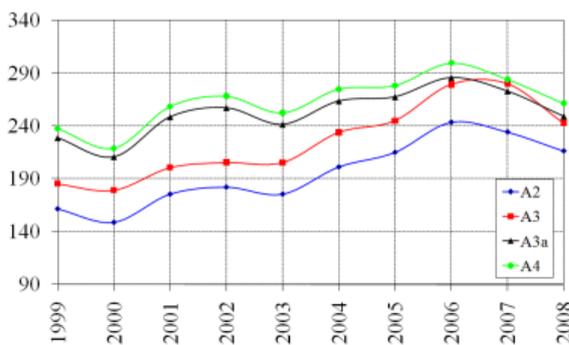


FIGURA 1 – CCT médio ponderado Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh)

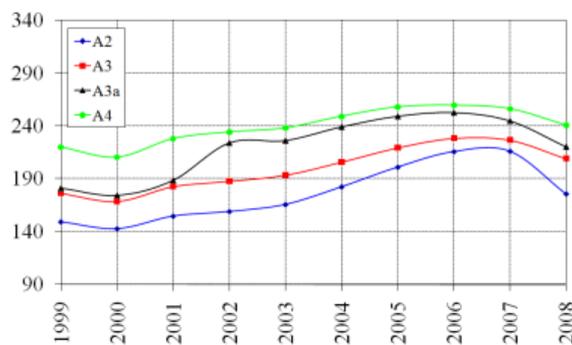


FIGURA 2 – CCT médio ponderado Sul (R\$/MWh)



FIGURA 3 – CCT médio ponderado Nordeste (R\$/MWh)

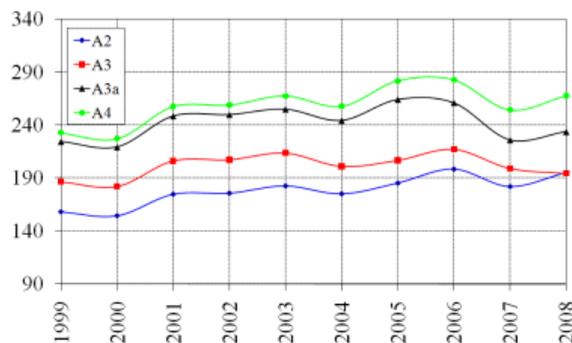


FIGURA 4 – CCT médio ponderado Centro-Oeste (R\$/MWh)

Nordeste (R\$/MWh)

Norte (R\$/MWh)

A evolução das Tarifas de Uso Livre (TUL) é mostrada nas Figuras 13 a 24, também em termos médios por submercado e ponderados pelo valor mais recente das vendas totais de cada distribuidora, em MWh/ano. Os resultados e gráficos por distribuidora podem ser novamente encontrados em (6).

Tanto no caso dos CCTs quanto no das TULs percebe-se um padrão de aumento tarifário acima do IGP-M entre 1999 e 2006, e uma leve queda em 2007 e 2008, exceto para o submercado Norte, cujos resultados voltaram a se elevar em 2008.

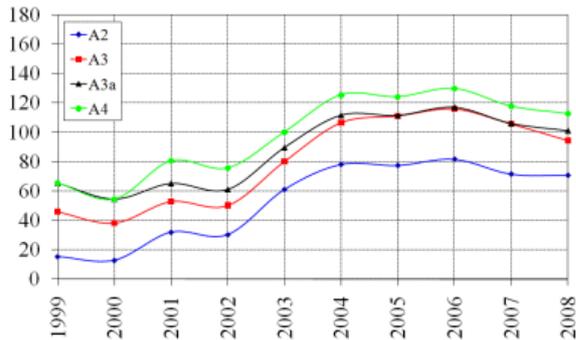


FIGURA 5 – TUL média ponderada Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh)

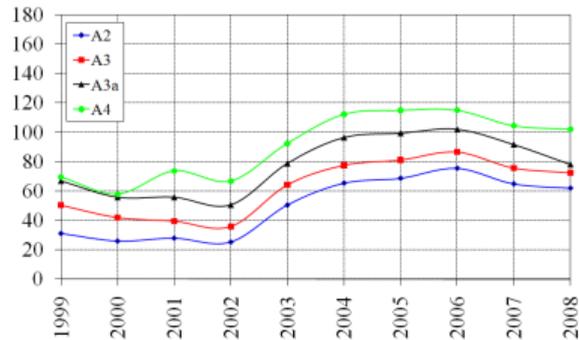


FIGURA 6 – TUL média ponderada Sul (R\$/MWh)

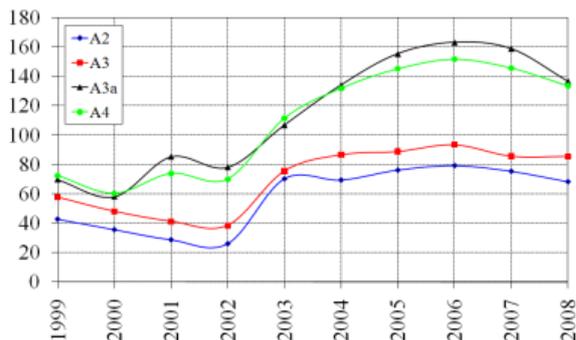


FIGURA 7 – TUL média ponderada Nordeste (R\$/MWh)

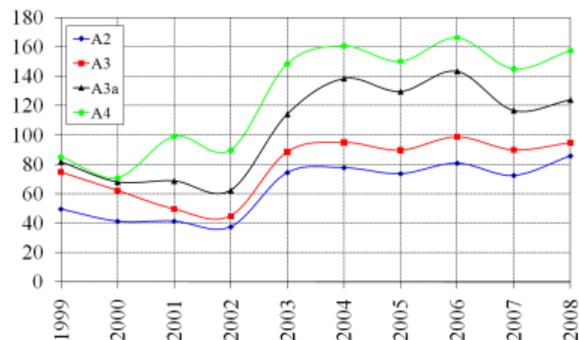


FIGURA 8 – TUL média ponderada Norte (R\$/MWh)

3.2 Análise da evolução do preço de equilíbrio

As Figuras 9 a 28 mostram a evolução dos Preços de Equilíbrio (PEQ) para as 20 distribuidoras de maior porte dentre as 36 analisadas. Os demais resultados e gráficos podem ser encontrados em (6). Para facilitar a análise comparativa, a escala do eixo vertical (em R\$/MWh) foi mantida a mesma para todas as distribuidoras.

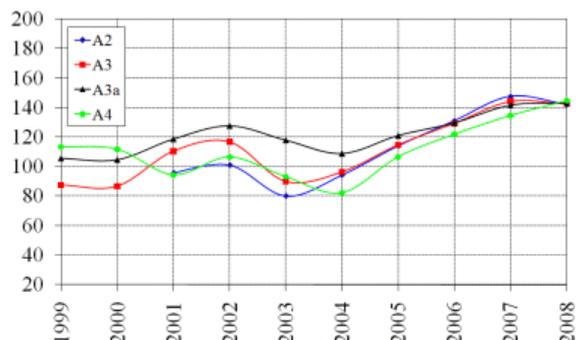
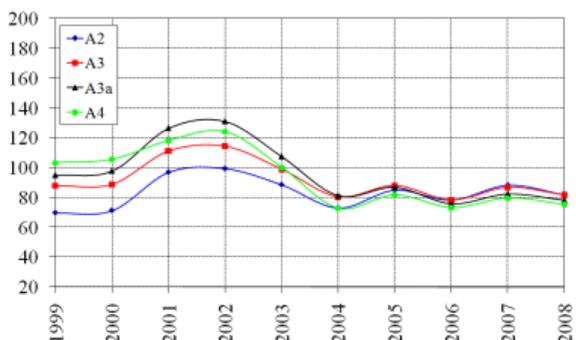


FIGURA 9 – PEQ Copel (R\$/MWh)

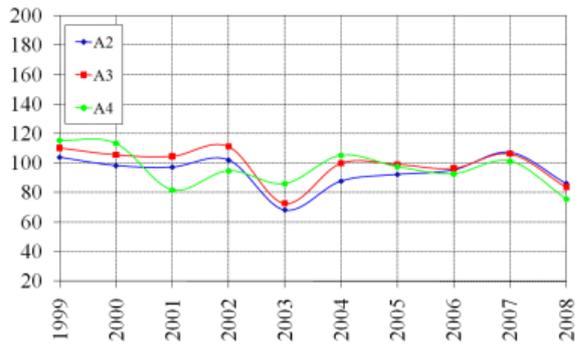


FIGURA 11 – PEQ AES Sul (R\$/MWh)

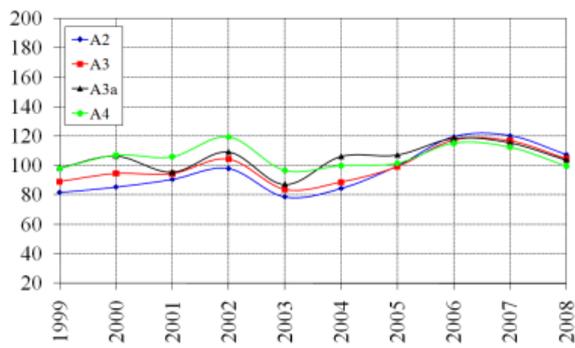


FIGURA 13 – PEQ Celesc (R\$/MWh)

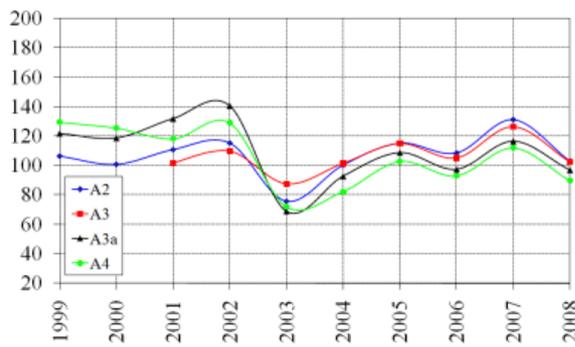


FIGURA 15 – PEQ Cemat (R\$/MWh)

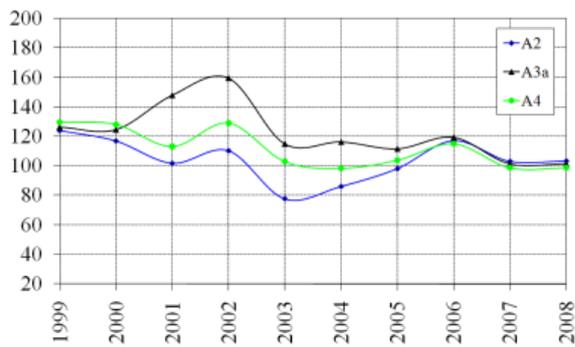


FIGURA 17 – PEQ Eletropaulo (R\$/MWh)



FIGURA 10 – PEQ RGE (R\$/MWh)

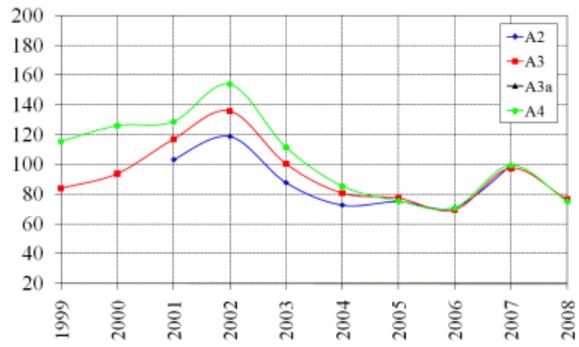


FIGURA 12 – PEQ CEEE (R\$/MWh)



FIGURA 14 – PEQ CPFL (R\$/MWh)

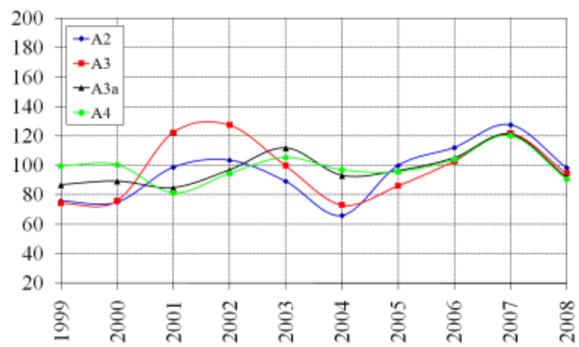


FIGURA 16 – PEQ Enersul (R\$/MWh)

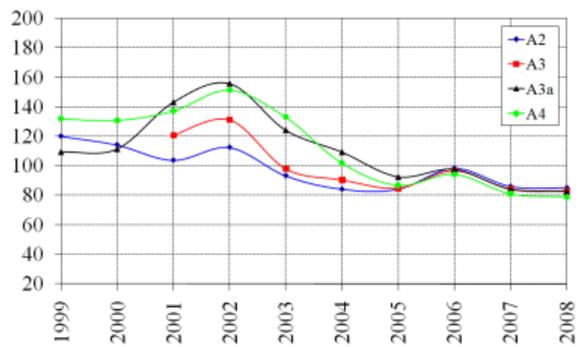


FIGURA 18 – PEQ Elektro (R\$/MWh)



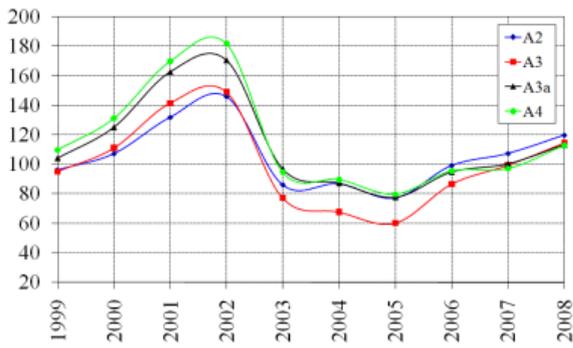


FIGURA 19 – PEQ Ampla (R\$/MWh)

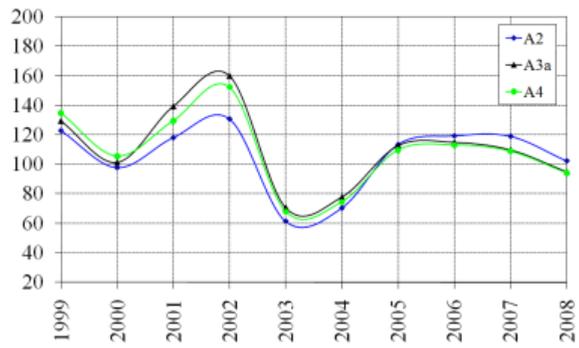


FIGURA 20 – PEQ Light (R\$/MWh)



FIGURA 21 – PEQ Cemig (R\$/MWh)

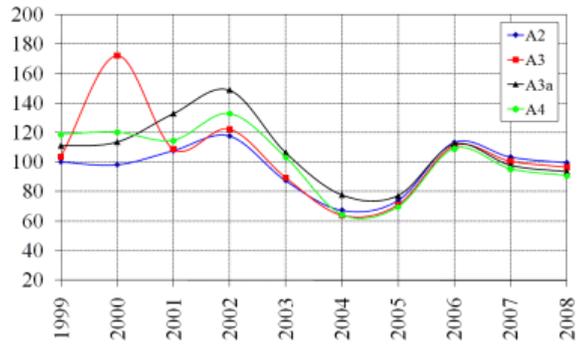


FIGURA 22 – PEQ Escelsa (R\$/MWh)



FIGURA 23 – PEQ Celg (R\$/MWh)

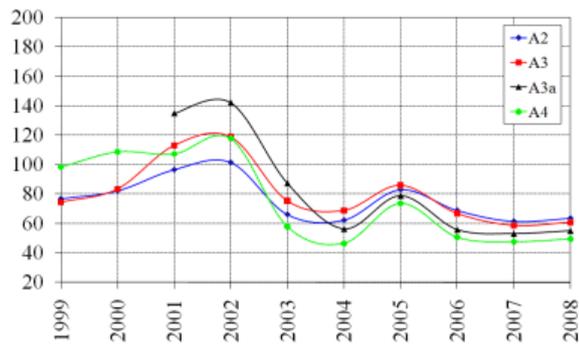


FIGURA 24 – PEQ Celpa (R\$/MWh)

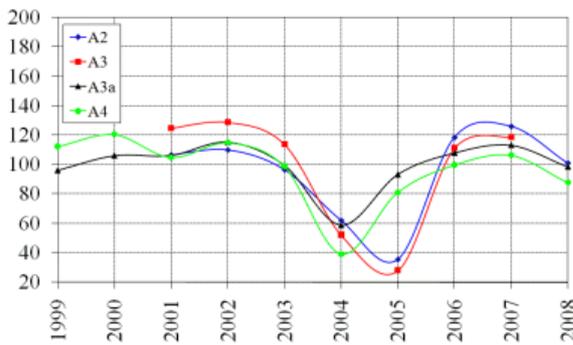


FIGURA 25 – PEQ Celtins (R\$/MWh)

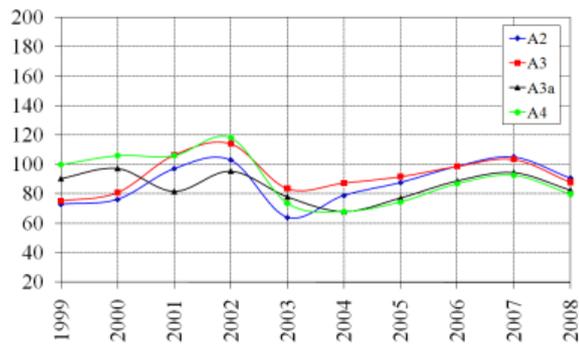


FIGURA 26 – PEQ Coelba (R\$/MWh)

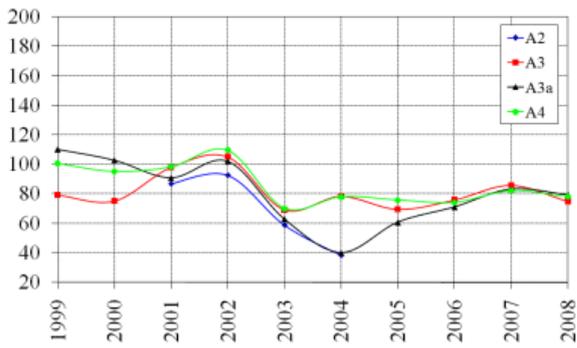


FIGURA 27 – PEQ Cepisa (R\$/MWh)

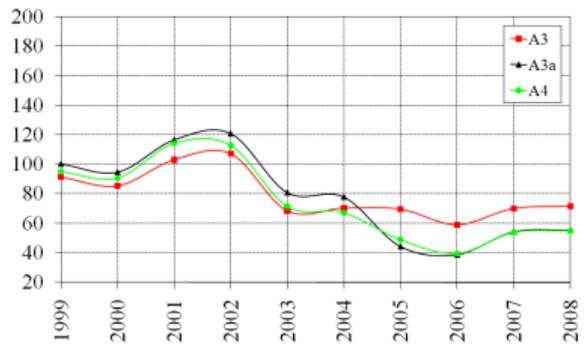


FIGURA 28 – PEQ Cemar (R\$/MWh)

3.3 Análise de sensibilidade frente ao índice de modulação

Uma grande variedade de estudos de sensibilidade pode ser executada para o consumidor típico escolhido, mas, por razões de espaço, foi selecionado um estudo no qual se variou o Índice de Modulação, aqui definido como $IM = 1 - DHP/DHFP$, entre 0% e 100%. Para realizar tal estudo, a demanda fora de ponta foi mantida fixa em 5.000 kW, enquanto variou-se a demanda de ponta entre 5.000 kW ($IM=0\%$) e 0,0 kW ($IM=100\%$), ao mesmo tempo em que os fatores de carga dentro e fora do horário de ponta foram mantidos fixos em 80%. Os resultados desse estudo são mostrados nas Figuras 29 a 32, em termos dos PEQs médios por submercado.

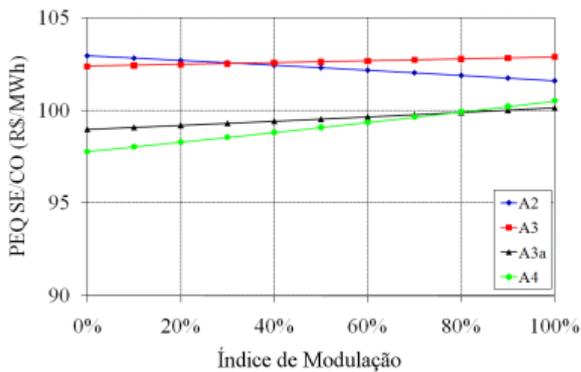


FIGURA 29 – Análise de Sensibilidade Sudeste/Centro-Oeste – 2008

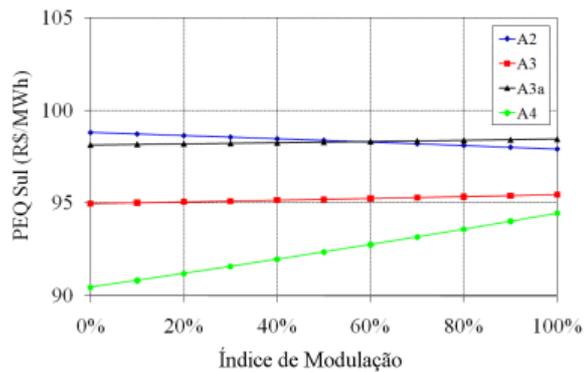


FIGURA 30 – Análise de Sensibilidade Sul – 2008

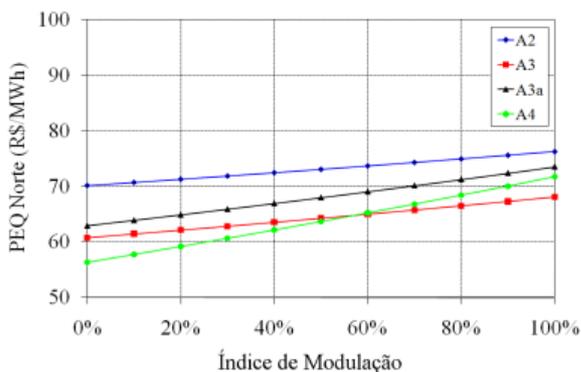


FIGURA 31 – Análise de Sensibilidade Norte – 2008

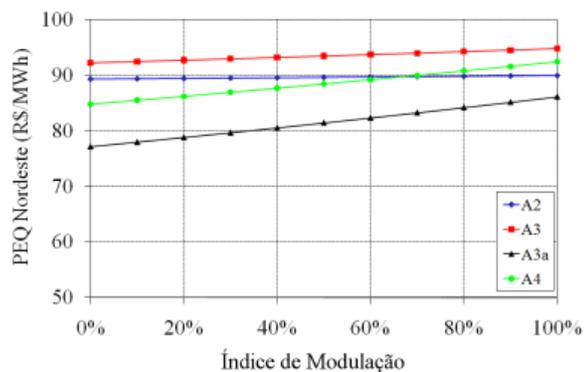


FIGURA 32 – Análise de Sensibilidade Nordeste – 2008

4.0 - CONCLUSÕES

Entre 2007 e 2008, vinte das trinta e seis distribuidoras analisadas apresentaram redução em seus Preços de Equilíbrio, apenas duas (Ampla e RGE) apresentaram elevação e quatorze não apresentaram nem elevação nem redução. Em relação aos Preços de Equilíbrio de uma mesma distribuidora, uma inspeção visual mostra que, entre 1999 e 2008, vinte e oito distribuidoras mostraram redução na dispersão de seus Preços de Equilíbrio entre níveis de tensão, sete não apresentaram nem redução nem elevação e apenas uma (Cemar) apresentou elevação.

Em relação à robustez da análise frente ao Índice de Modulação, verifica-se, de maneira geral, que os Preços de Equilíbrio tendem a ser maiores quanto maiores forem os Índices de Modulação (a maior exceção diz respeito ao nível A2 do Sudeste/Centro-Oeste, cujo Preço de Equilíbrio apresenta uma leve queda com o aumento do Índice de Modulação). A análise também indica que o sub-sistema Sudeste/Centro-Oeste continua a ser o mais competitivo em termos médios, seguido pelo Sul, Nordeste e Norte, onde a competitividade é medida pelo Preço de Equilíbrio.

Uma conclusão geral a que se chega após a análise dos resultados obtidos é que, após muita oscilação ao longo dos últimos 10 anos, os Preços de Equilíbrio passaram a apresentar alguma estabilidade ao final do ano de 2008. Tal estabilidade não se verifica somente dentro de um nível de tensão particular, mas também entre os vários níveis de tensão de uma mesma distribuidora. Esse resultado não decorre somente da estabilidade econômica apresentada pelo Brasil em anos recentes, mas também da política tarifária adotada pela Aneel em anos recentes, que tem primado pela separação entre serviços e *commodity*.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ALMEIDA, Alvaro Augusto de. Política tarifária e comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre. SBSE 2006, Campina Grande, PB, 2006. Disponível em: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/SBSE/anais/089_sbse2006_final.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2009.
- (2) BORN, Paulo Henrique; ALMEIDA, Alvaro Augusto de. Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços. In: Revista de la CIER. Año VII - Nº26 - Diciembre 1998.
- (3) CÂMARA DOS DEPUTADOS. Consulta Tramitação das Proposições. Disponível em: <http://www.camara.gov.br/Sileg/Prop_Detalhe.asp?id=303535>. Acesso em: 5 abr. 2009.
- (4) BCB. Banco Central do Brasil. Aplicativo para cálculo de correção pelo IGP-M. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?correcao>>. Acesso em: 5 abr. 2009.
- (5) ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca.cfm?target=indexdigit>>. Acesso em: 8 mar. 2009.
- (6) ALMEIDA, Alvaro Augusto de. Memória de cálculos tarifários, 2009. Disponível em <www.lunabay.com.br/alvaro/calculo_de_tarifas_XXSNPTEE.zip> . Acesso em 5 abr. 2009.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Alvaro Augusto de Almeida graduou-se em Engenharia Industrial Elétrica, ênfase Eletrotécnica, em 1989, pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná – CEFET-PR, atual Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR. De 1989 até 1992 trabalhou na área de engenharia biomédica, desenvolvendo projetos de respiradores artificiais eletrônicos. Entre 1992 e 1994 trabalhou como engenheiro na Telecomunicações do Paraná – Telepar e entre 1994 e 2001 trabalhou como engenheiro na Companhia de Energia do Paraná – Copel, nas áreas de Planejamento da Expansão e Operação da Geração. Em 1999 concluiu uma pós-graduação em Finanças Empresariais, pelo ISAE/FGV e, em 2001, uma pós-graduação em Desenvolvimento em Ambiente WEB, pela PUC-PR. Atualmente é assessor da diretoria da Electra Power Geração de Energia S.A. e professor do curso de Engenharia Industrial Elétrica da UTFPR, onde tem lecionado as disciplinas de Máquinas Elétricas, Sistemas Elétricos de Potência e Eletromagnetismo desde 1991 (graduação) e Engenharia Econômica desde 2005 (pós-graduação).