



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

GAE-24
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS EMPRESARIAIS - GAE**

**ANÁLISE COMPETITIVA DE TARIFAS DE USO
DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

J. C. Caminha Noronha*

**J. W. Marangon Lima
UNIFEI**

G. Lambert Torres

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise comparativa das tarifas de uso dos sistemas de distribuição estabelecidas para as diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica a partir das Resoluções publicadas e dos dados utilizados no cálculo disponibilizados pela ANEEL, visando avaliar a competitividade no setor. O desempenho das concessionárias relativo à arrecadação de tarifas de uso dos sistemas de distribuição é analisado através da comparação das tarifas médias. Adicionalmente, são apresentados casos exemplo de simulação de competição entre as empresas, na busca de consumidores livres. Nesta comparação são constatadas distorções e algumas propostas são sugeridas para minimiza-las. Desta forma, o trabalho sugere algumas adaptações da metodologia atual a fim de alcançar uma alocação eficiente de recursos.

PALAVRAS-CHAVE

Regulação Econômica. Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição. Reestruturação do Setor Elétrico.

1.0 - INTRODUÇÃO

Em decorrência do processo de abertura dos mercados de distribuição de energia elétrica, atualmente controlados pelas empresas concessionárias, a partir de 2003, os consumidores com demanda superior a 50 kW, incluindo praticamente todas as indústrias e muitas empresas do setor de serviços, terão liberdade para escolher a empresa comercializadora de energia que melhor atender às suas necessidades. Os consumidores com demanda inferior a 50 kW, onde estão incluídas as residências e pequenas empresas de serviços, continuarão sendo clientes cativos da

empresa local de distribuição de energia elétrica até 2005, quando também estarão livres para selecionar a empresa comercializadora de sua preferência. [1]

Os consumidores potencialmente livres poderão avaliar o benefício econômico de optar por outro comercializador de energia, confrontando o custo dos serviços prestados pela distribuidora na condição de cativos, com o custo resultante da agregação das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, e dos preços de geração e comercialização, sendo estes dois últimos negociados livremente no mercado. A abertura do mercado vai estimular a introdução de novas empresas comercializadoras e criar oportunidades para algumas empresas de distribuição de energia elétrica expandirem seus mercados fora da sua atual região de concessão, em detrimento da perda de mercado de outras empresas de distribuição de energia existentes.

O princípio básico considerado na estruturação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, objeto de análise no presente trabalho, é definir uma estrutura que represente efetivamente, os custos de atendimento específicos do serviço de distribuição nos diversos pontos de conexão ao sistema, satisfazendo assim os interesses de todos os agentes envolvidos no processo. Deste modo, ocorrerá uma sinalização econômica adequada para os consumidores. Adicionalmente, caso um cliente faça uma opção por outro fornecedor de energia, o resultado econômico para a distribuidora à qual tal cliente estava originalmente conectado deverá ser neutro, no que se refere à atividade regulada de distribuição.

Inicialmente o trabalho apresenta uma visão geral da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição, comentando as principais

* Avenida BPS, 1303 – Instituto de Engenharia Elétrica - GESIS - CEP 37500-903 - Itajubá - MG - BRASIL
Tel.: (035) 3629-1254 - Fax: (035) 3629-1254 - E-MAIL: julia@iee.efei.br

simplificações e considerações adotadas no estabelecimento das tarifas atualmente vigentes.

As implementações das tarifas de uso sujeitas a estes fatos podem apresentar distorções que comprometem uma alocação eficiente de recursos. De fato, é realizada uma análise comparativa das tarifas estabelecidas para as diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica, a partir das Resoluções publicadas e dos dados utilizados nos cálculos disponibilizados pela ANEEL, apresentando as distorções tarifárias encontradas. O desempenho das Concessionárias relativo à arrecadação de tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição é analisado através da comparação das tarifas médias.

Adicionalmente, são apresentados casos exemplo de simulação de competição entre as empresas, na busca de consumidores livres..

As causas destas distorções e propostas para minimiza-las são apresentadas neste trabalho. Desta forma, o trabalho sugere algumas adaptações na metodologia atual a fim de alcançar uma alocação eficiente de recursos.

2.0 METODOLOGIA DO CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD

A metodologia de cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica foi estabelecida através da Resolução ANEEL N° 594/2001 [2] e complementada pelas resoluções N° 666/2002 [3] e N° 790/2002 [4].

O cálculo das tarifas de uso envolve a determinação das seguintes parcelas, de acordo com os respectivos procedimentos:

- I. Receita total atual auferida pela concessionária (fornecimento suprimento e uso): multiplicar o mercado de referência do último reajuste tarifário da empresa pelas tarifas em vigor. O mercado de referência compreende o mercado de energia e demanda de potência referente aos 12 meses imediatamente anteriores à data do reajuste tarifário contratual da concessionária;
- II. Receita líquida total relativa aos serviços de distribuição e comercialização: retirar da receita total anual as seguintes despesas:
 - a. Geração própria, energia comprada e energia negociada no MAE;
 - b. Encargos de conexão: pagamentos às Transmissoras pelo aluguel dos sistemas de conexão de uso exclusivo da Distribuidora;
 - c. Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
 - d. Recolhimento da Reserva Global de Reversão – RGR;
 - e. Encargos do Operador Nacional do Sistema – ONS;
 - f. Valores relativos a Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos;

- g. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- h. Recolhimento do PIS/PASEP e COFINS;
- i. Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente da ITAIPU Binacional;
- j. Montante das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
- k. Encargos dos Serviços do Sistema – ESS;
- l. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;
- m. Montante das perdas comerciais de energia elétrica; e
- n. tarifas de uso das instalações de transmissão aplicáveis às unidades consumidoras – TUST.

III. Receita líquida atribuível ao serviço de distribuição: retirar da receita líquida total a parcela relativa à atividade de comercialização de energia elétrica, estimada em 15% da receita líquida total;

IV. Receita de distribuição: adicionar à receita líquida atribuível ao serviço de distribuição o valor das seguintes despesas:

- a. Montantes das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
- b. Recolhimento da RGR;
- c. Recolhimento do PIS/PASEP e COFINS; e
- d. Pagamento da TFSEE.

V. Custos padrão por faixas de tensão: calcular a partir dos custos incrementais médios de longo prazo de cada concessionária;

VI. Custos marginais de capacidade por faixas de tensão: calcular considerando os custos padrão por faixas de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário;

VII. Tarifas de distribuição por faixas de tensão: proporcionalizar a receita de distribuição, utilizando os custos marginais de capacidade por faixas de tensão;

VIII. Valores referentes às conexões e ao ONS: dividir os montantes obtidos pela demanda total faturada do mercado de referência; e

IX. Tarifas de uso dos sistemas de distribuição por faixas de tensão: somar as tarifas de distribuição com os valores referentes às conexões e ao ONS.

2.1 Procedimentos adotados pela ANEEL no estabelecimento das TUSD atuais

A Nota Técnica da ANEEL referente à metodologia de cálculo das tarifas de uso [5] detalha o processo de cálculo aplicado na determinação das TUSD atuais. A seguir são comentadas as principais considerações adotadas.

- Na determinação da Receita líquida total relativa aos serviços de distribuição e comercialização

foram retiradas da receita total anual as seguintes despesas:

- a. Geração própria, energia comprada e energia negociada no MAE. Os custos de geração própria foram calculados mediante o uso da tarifa de geração definida para a empresa ou pelo “mix” de compra;
 - b. Pagamento às Transmissoras pelo uso das instalações do sistema de transmissão;
 - c. Os pagamentos às Transmissoras pelo aluguel dos sistemas de conexão de uso exclusivo da Distribuidora;
 - d. O pagamento a FURNAS pelo transporte no tronco de transmissão de ITAIPU no caso de empresas compradoras de energia de ITAIPU;
 - e. Encargos do Mercado Atacadista de Energia – MAE, Operador Nacional do Sistema – ONS, recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos;
 - f. Pagamento da quota anual de Reserva Global de Reversão – RGR; e
 - g. O pagamento de encargos sobre a receita total: PIS/PASEP, COFINS e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE .
- A receita líquida atribuível ao serviço de distribuição é obtida retirando-se da receita líquida total a parcela relativa à atividade comercial. Em função da considerável divergência entre as concessionárias nas definições das atividades que constituem os serviços de distribuição e comercialização, a ANEEL fixou a receita líquida associada ao segmento da distribuição, em 85% receita líquida total.
 - Na determinação da Receita de distribuição foram adicionados à receita líquida atribuível ao serviço de distribuição (parcela D) os custos referentes a:
 - RGR;
 - Total de perdas técnicas no sistema de distribuição;
 - PIS/COFINS e TFSEE associados as parcelas exclusivas de distribuição.
 - Calculada a receita associada à atividade de distribuição, devem ser definidas tarifas por subgrupo tarifário que venham a recuperar essa receita. A estrutura tarifária é estabelecida pelos custos marginais de expansão e pela responsabilidade de cada tipo de consumidor quanto à expansão da rede. Com referência aos custos, a ANEEL considerou a maioria dos estudos de Custo Incremental Médio de Longo Prazo (CIMLP) e Lei de Quantidade de Obras (LQO) fornecidos pelas empresas superficiais e/ou inconsistentes e adotou custos marginais de expansão padrão, calculando o CIMLP médio, por nível de tensão, obtido a partir da média dos CIMLP's apresentados pelas empresas. No cálculo da média foram expurgados os valores extremos (além de 1,5% de desvio padrão)

Com referência ao processo de determinação da responsabilidade do consumidor, a ANEEL aceitou a caracterização da carga enviada pelas empresas, ainda que com a qualidade comprometida, pois a maioria das concessionárias não apresentou tipologias de carga oriundas de campanhas de medidas realizadas em sua área de concessão;

- Ajuste tarifário no intuito de manter nas relações entre as tarifas de uso de ponta e fora de ponta àquelas relações existentes nas atuais tarifas de fornecimento do grupamento tarifário horosazonal azul;
- Para as unidades geradoras conectadas nas redes de distribuição, utilizou-se o menor valor dos custos marginais de capacidade das redes das concessionárias em níveis de tensão maiores ou iguais a 2,3 kV, ou adotou-se valores regionais.

3.0 - ANÁLISE COMPETITIVA DAS TUSD

3.1 O Software de Análise das TUSD

Os dados utilizados no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição disponibilizados no *site* da ANEEL são apresentados da seguinte forma:

- Banco de Dados Receita de Distribuição em ACCESS
- Arquivos de saída do TARDIST [6]

Para processar a análise dessas informações e permitir a execução de uma série de simulações, foi elaborado um Sistema de Informação que obtém os dados dos arquivos da ANEEL e gera relatórios e gráficos gerenciais para avaliar a competitividade entre as tarifas analisadas.

Foram avaliadas as tarifas correspondentes às seguintes faixas de tensão:

- A2 - 88 a 138 kV;
- A3 – 69 kV;
- A3a – 30 a 44 kV;
- A4 – 2,3 a 25 kV;
- BT – Menor que 2,3 kV.

As 54 concessionárias analisadas são relacionadas na Tabela 1.

TABELA 1: CONCESSIONÁRIAS ANALISADAS

RS AES SUL	PI CEPISA	RS ELETROCAR
SP BANDEIRANTE	RJ CERJ	SP ELETROPAULO
SP BRAGANTINA	PR CFLO	SE ENERGIFE
SP CAIUÁ	SP CFLSC	MS ENERSUL
MG CAT LEO	GO CHESP	ES ESCELSA
AL CEAL	PR COCEL	PR FORCEL
DF CEB	BA COELBA	RS HIDROPAN
RS CEEE	CE COELCE	SP JAGUARI
PB CELB	PR COPEL	SC JOÃO CESA
SC CELESC	RN COSERN	RJ LIGHT
GO CELG	SP CPEE	RS MMC
PA CELPA	SP CPFL	SP MOCOCA
PE CELPE	SP CSPE	SP NACIONAL
TO CELTINS	RS DEMEI	RS RGE
MA CEMAR	MG DMEPC	PB SAELPA
MT CEMAT	SP EEVP	ES STA MARIA

MG CEMIG	SC EFLUL	SE SULGIPE
RJ CENF	SP ELEKTRO	SC XANXERÊ

3.2 Análise dos Resultados

A análise comparativa das tarifas estabelecidas para as diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica revela as seguintes distorções:

- A Tabela 2 indica variações entre o valor mínimo e o máximo das tarifas de Ponta e Fora de Ponta nos diversos níveis tarifários, de 122,62% a 290,49% para a Ponta e de 147,24% até 717,62% no posto Fora de Ponta. Essa vultosa variação representa uma desigualdade no processo de competitividade do setor, pois as empresas com as tarifas muito mais altas que as demais ficam mais protegidas contra o risco da perda de seus consumidores.

TABELA 2: TUSD (R\$/kW)

Grupo		A2	A3	A3a	A4	BT
Empresas		34	36	32	54	54
Valor Médio	FP	1,79	2,82	4,66	5,61	6,94
	P	6,92	9,68	13,26	16,46	28,71
Valor Mínimo	FP	1,02	1,12	2,06	3,26	1,93
	P	4,42	4,10	6,15	9,66	18,25
Valor Máximo	FP	2,69	4,67	7,33	8,06	15,78
	P	9,84	16,01	20,45	23,69	45,13
Variação (%)	FP	122,62	290,49	232,52	145,24	147,29
	P	163,73	316,96	255,83	147,24	717,62

- Uma forma de analisar o desempenho das concessionárias relativo à arrecadação de tarifas de uso dos sistemas de distribuição é a comparação de tarifas médias, assim definidas:

$$TUSD_{média} = \frac{(Mercad_{q_T} \cdot TUSD_{p_T}) + (Mercad_{q_p} \cdot Tarifa_{p_p})}{(Mercad_{q_T} + Mercad_{q_p})}$$

As variações encontradas são apresentadas na Tabela 3. O número de empresas avaliadas nos níveis A2, A3 e A3a difere da avaliação anterior porque de acordo com os dados da ANEEL, algumas empresas não possuem os respectivos mercados de demanda, embora tenham sido definidas tarifas para as mesmas. É o caso por exemplo, da CHESP e da CPFL no nível A3a. De qualquer forma, as variações são bastante significativas.

TABELA 3: TUSD MÉDIA (R\$/kW)

Grupo	A2	A3	A3a	A4	BT
Empresas	22	27	30	54	54
Valor Médio	3,90	6,02	7,57	9,47	18,82
Valor Mínimo	2,30	2,56	2,56	5,46	13,55
Valor Máximo	6,70	8,56	11,10	13,12	25,74
Variação (%)	163,81	234,22	333,85	140,46	89,93

As 30 empresas consideradas no Grupo A3a por ordem descendente de tarifa média são: ENERSUL, COELBA, CFLSC, CERJ, EEVP, CAIUA, LIGHT, CEPISA, CELTINS, CEMIG, BRAGANTINA, JAGUARI, CEMAT, ELEKTRO, CSPE, ESCELSA, CELPA, ELETROPAULO, CEB, CENF, CELG, RGE, CELESC,

CEMAR, NACIONAL, CFLO, COCEL, COPEL, CPEE e MOCOCA. O gráfico da Figura 1 mostra a distribuição de frequência no grupo A3a.

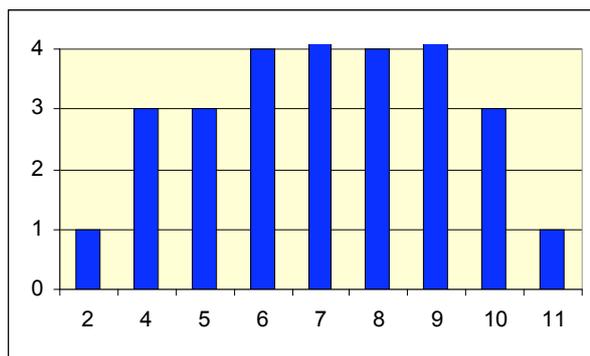


FIGURA 1 – DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DA TUSD MÉDIA NO GRUPO A3a

- As seguintes empresas foram avaliadas para a região sudeste:
 - Grupo A2: ELETROPAULO, ELEKTRO, LIGHT, CPFL, JAGUARI, CERJ, CSPE, BRAGANTINA, CPEE, BANDEIRANTE, ESCELSA, CEMIG
 - Grupo A3: CATAGUAZES-LEOPOLDINA, CERJ, CFLSC, CEMIG, SULGIPE, ELEKTRO, ESCELSA, CPFL
 - Grupo A3: CFLSC, CERJ, EEVP, CAIUA, LIGHT, CEMIG, BRAGANTINA, JAGUARI, ELEKTRO, CSPE, ESCELSA, ELETROPAULO, CENF, NACIONAL, CPEE, MOCOCA
 - Grupo A4: ELETROPAULO, LIGHT, CAIUA, NACIONAL, EEVP, BRAGANTINA, CENF, JAGUARI, CPFL, SANTA MARIA, CERJ, CFLSC, CATAGUAZES-LEOPOLDINA, SULGIPE, CSPE, ELEKTRO, ESCELSA, BANDEIRANTE, CEMIG, MOCOCA, DMEPC
 - Grupo BT: SULGIPE, CATAGUAZES-LEOPOLDINA, CPFL, ELEKTRO, ELETROPAULO, LIGHT, CAIUA, CSPE, JAGUARI, CERJ, EEVP, NACIONAL, CENF, BRAGANTINA, CEMIG, MOCOCA, SANTA MARIA, CFLSC, ESCELSA, CPEE, DMEPC, BANDEIRANTE

As concessionárias foram relacionadas por ordem descendente de tarifa, ou seja, no grupo A4 a ELETROPAULO tem a maior tarifa e o DMEPC a menor. A Tabela 4 mostra a variação encontrada.

TABELA 4: TUSD MÉDIA REGIÃO SUDESTE (R\$/kW)

Grupo	A2	A3	A3a	A4	BT
Empresas	12	08	16	22	22
Valor Médio	3,92	7,00	7,82	9,74	19,20
Valor Mínimo	2,70	5,52	2,56	7,22	14,61
Valor Máximo	5,40	8,29	10,24	12,05	24,82
Variação (%)	99,98	50,07	300,52	66,96	69,90

O gráfico da Figura 2 mostra a distribuição de frequência do grupo A4. Observa-se que com exceção da última faixa, existem várias empresas em cada faixa. A CEMIG e o DMEPC pertencem à

faixa de tarifas em torno de 7 R\$/kW, refletindo um bom nível de competitividade. De fato, a diferença entre as duas tarifas é 6,74%.

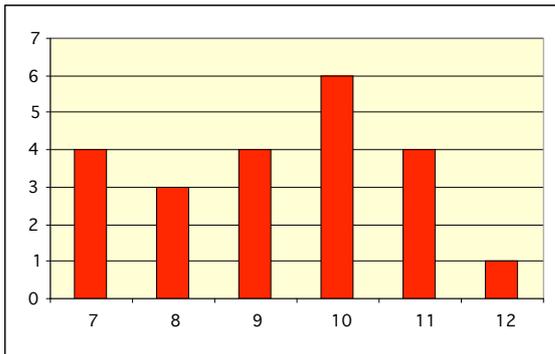


FIGURA 2 – DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DA TUSD MÉDIA – GRUPO A4 – REGIÃO SUDESTE

A tarifa média da BANDEIRANTE por exemplo, está situada na faixa de 8 R\$/kW. A tarifa da ELETROPAULO, situada na faixa de 12 R\$/kW é cerca de 50% mais cara, prejudicando a competitividade entre essas duas empresas. A tarifa da ELETROPAULO é cerca de 20% mais cara que a da CPFL, cuja tarifa se encontra na faixa de 10 R\$/kW. Por sua vez, a tarifa da CPFL é 25% mais cara que a da BANDEIRANTE.

O gráfico da Figura 3 mostra a distribuição de frequência do grupo A4 para a região nordeste, e o da Figura 4 mostra os valores médios das TUSD. As 10 concessionárias consideradas são: COSERN, COELCE, ENERGIPE, SAELPA, CEAL, COELBA, CELB, CEMAR, CEPISA, CELPE.

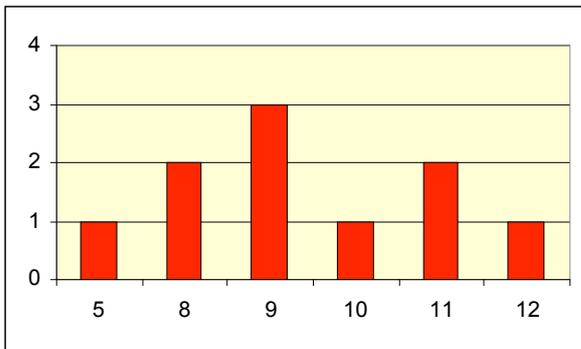


FIGURA 3 – DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DA TUSD MÉDIA – GRUPO A4 – REGIÃO NORDESTE

As empresas também estão relacionadas em ordem decrescente de TUSD média e seriam analisadas de forma semelhante à região sudeste. A tarifa da COSERN é 113% mais alta que a da CELPE, 29% mais cara que a da COELBA e apenas 2,6% superior à da COELCE. A diferença da COELCE para a CELPE é de 108% e para a COELBA é de 26%. Portanto a competição com a COSERN e a COELCE é muito mais difícil. A

diferença da COELBA para a CELPE, a empresa mais vulnerável, é 65%.

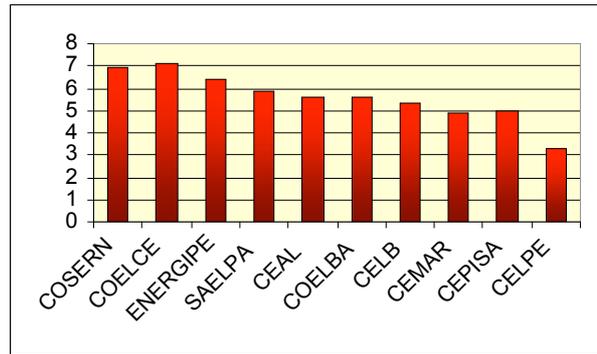


FIGURA 4 – TUSD MÉDIA – GRUPO A4 – REGIÃO NORDESTE

A ferramenta computacional desenvolvida permite ainda comparar as tarifas de empresas em um mesmo estado ou todas as empresas vizinhas de uma determinada concessionária.

4.0 - CONCLUSÃO

O resultado global da análise comparativa das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição sob a ótica do consumidor indica um nível de distorção tarifária inaceitável sob o ponto de vista da promoção de uma competitividade justa no setor de distribuição.

Outra conclusão adicional do estudo realizado, é que os valores tarifários atribuídos não possuem correlação com a evolução dos índices de qualidade e continuidade do serviço prestado pelas concessionárias, não constituindo portanto um meio para o estabelecimento de estímulos à eficiência produtiva no setor.

Fundamentado nos resultados das análises realizadas, e em face das distorções identificadas, conclui-se que seria desejável uma maior uniformidade de valores médios tarifários para trazer mais justiça e incentivo ao processo de competitividade entre as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Ademais, é difícil um consumidor aceitar tal disparidade tarifária em empresas similares. Note que não se trata de localização pois a Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST está excluída da análise. Redes de Distribuição similares devem portanto apresentar tarifas semelhantes.

Essa disparidade é fruto de níveis tarifários não aderentes com o tamanho e estrutura da empresa. Espera-se que com o novo reposicionamento tarifário onde a base de remuneração será revista, estas distorções sejam minimizadas.

Para contribuir para a melhoria da qualidade dos dados requeridos no cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição, acreditamos ser, também, de extrema importância a realização de um estudo nacional de caracterização da carga. Adicionalmente deve-se

primar por um processo mais apurado no estabelecimento dos custos marginais de expansão, possibilitando a adoção dos custos individuais das concessionárias ou o estabelecimento de custos padrão considerando agrupamentos de redes com características similares pertencentes a uma mesma empresa ou não. [7]

Finalmente, na busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores, garanta a rentabilidade dos investidores e estimule a eficiência setorial, a competitividade ideal deve-se harmonizar com os principais objetivos da regulação que são assegurar a continuidade e a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, buscar a eficiência econômica refletindo em tarifas justas para o consumidor e incentivar e atrair os investimentos necessários.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ALMEIDA, P.E. Big Bang da Energia em 2003; EFEI Energy News, Brasil.
- (2) ANEEL. Resolução N° 594/2001. Brasília, 2001-21-12.
- (3) ANEEL. Resolução N° 666/2002. Brasília, 2002-29-11.
- (4) ANEEL. Resolução N° 594/2001. Brasília, 2001-21-12.
- (5) ANEEL. Metodologia do Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição. Revisão das Tarifas Publicadas na Resolução ANEEL nº 286/99. Brasília, 2002-05.
- (6) CEPEL. TARDIST: Programa para Cálculo de Custos Marginais de Fornecimento e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição. Rio de Janeiro.
- (7) J. W. Marangon Lima, J. C. C. Noronha, H. Arangon, P. E. Steele dos Santos, "Distribution Pricing Based on Yardstick Regulation", IEEE Trans. On Power System, Vol. 17, N.1, Fevereiro 2002