

**XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**PROPOSTA PARA ESTABELECIMENTO DOS CUSTOS DAS TRANSAÇÕES  
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NO ÂMBITO DO NOVO MODELO DO  
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

ALEXANDRE GOMES AMENDOLA  
MAURO CESAR DA ROCHA

CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRÁS

**Palavras-chave:** custos das “transações”, “sêlo”, acessante

**Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000**

# **PROPOSTA PARA ESTABELECIMENTO DOS CUSTOS DAS TRANSAÇÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO NO ÂMBITO DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

## **ÍNDICE**

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>3</b>
<b>2. OBJETIVOS</b>	<b>3</b>
<b>3. METODOLOGIA</b>	<b>3</b>
3.1 Introdução	5
3.2 Custos de Distribuição x Custos de Transmissão	5
3.3 Abertura dos Custos por Atividade	5
3.4 Orçamentação dos Custos dos Sistemas, Imputáveis aos Níveis A3, A4 e B	6
3.5 Alocação dos Custos Orçados nos Níveis A3, A4 e B	7
3.6 Demanda Atendida Pelos Sistemas em Cada Nível:	7
<b>4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA: SIMULAÇÃO DO VALOR DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>9</b>
<b>5. CONCLUSÕES</b>	<b>10</b>
<b>6. RECOMENDAÇÃO FINAL</b>	<b>11</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>11</b>

## **1. INTRODUÇÃO**

Com o advento do novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro e com a possibilidade de qualquer produtor ou consumidor livre acessar as redes de transporte de energia elétrica do país (com demandas mínimas estabelecidas pela ANEEL), torna-se imprescindível a avaliação do custo a ser imputado a cada kW de demanda que está sendo colocado em jogo no momento de uma determinada transação .

Ao nível da Transmissão, muito se tem discutido a respeito do assunto . Diversos aspectos têm sido considerados, tais como o valor nominal do fluxo passante entre o possível produtor e o respectivo consumidor, sentido do fluxo e, principalmente, a distância, entre os referidos pontos, uma vez que, em sistema de Transmissão, esta variável pode ser considerável, influenciando diretamente nos custos a serem imputados . Estes aspectos são considerados na chamada “Metodologia Nodal” .

Já em sistemas de Distribuição (tensão igual ou inferior a 138 kV), os aspectos relacionados à distância entre os 2 pontos considerados podem ser irrelevantes, uma vez que as linhas, nestes níveis de tensão, têm, notadamente, comprimentos menores .

Este documento relaciona uma proposta inicial de metodologia para determinação dos custos das transações de distribuição e, por consequência, das tarifas aplicáveis à atividade de Distribuição de energia elétrica. A metodologia considera os custos de investimento e de operação hoje registrados na contabilidade das empresas, e a adoção de taxas adequadas de remuneração para o capital próprio e o de terceiros.

Apesar de a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL já ter definido a metodologia a ser considerada no custo dos acessos a sistemas de Distribuição, o processo sugerido no presente documento apresenta um outro enfoque a respeito do problema e é conhecido pelo nome de “selo”, representando uma contribuição ao processo de quantificação do custo de uma determinada transação em sistemas de Distribuição de energia elétrica .

Finalmente, o documento apresenta simulações dos valores das tarifas de distribuição, calculamos segundo a metodologia, para um conjunto de 15 (quinze) empresas do setor, considerando taxas de remuneração variando entre 10% e 25% aa. Ao final são apresentados exemplos aplicativos para 15 Concessionárias brasileiras da regiões Nordeste, Centro-Oeste, Sul e Sudeste do país .

## **2. OBJETIVOS**

O trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para estabelecimento dos custos das chamadas “transações” a serem feitas em sistemas de Distribuição .

Sendo assim, o trabalho propõe, para a Distribuição, uma metodologia que leva em conta a utilização, do segmento considerado, por parte do acessante, custeando a demanda utilizada, porém, desprezando a variável distância entre os 2 pontos considerados .

## **3. METODOLOGIA**

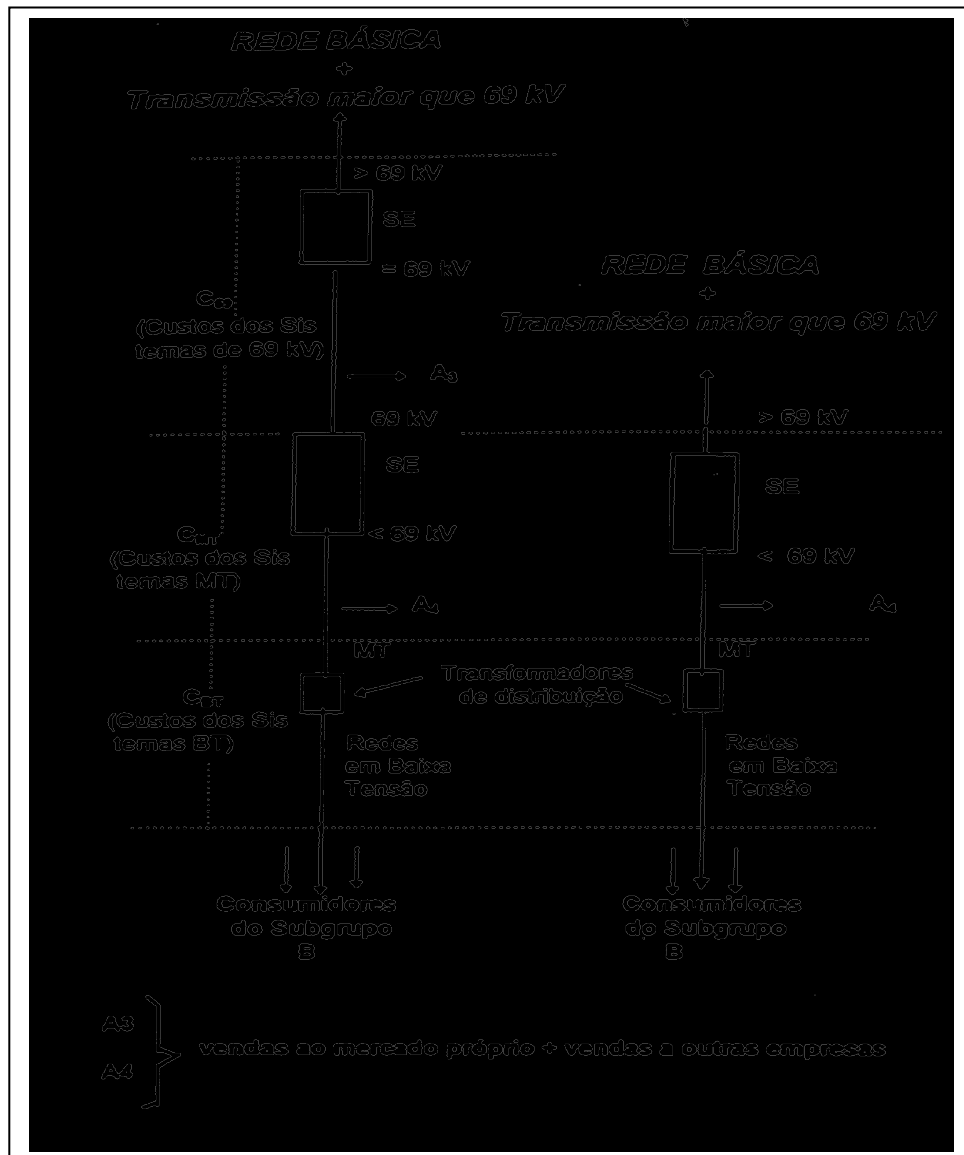
### **3.1 Aspectos Iniciais**

A metodologia ora proposta para determinação das tarifas aplicáveis às transações de distribuição consiste, em resumo, na identificação dos custos diretos e indiretos associados à atividade de distribuição de energia elétrica, e a abertura desses custos pelas tensões dos subgrupos tarifários A3,A4 e B. Numa segunda etapa, as tarifas são calculadas com base no custo médio das transações, em cada nível de tensão, obtido a partir das respectivas demandas passantes, segundo a modalidade conhecida pelo nome de selo.

As transações de distribuição nos subgrupos tarifários A1 (230 kV) e A2 (88 a 138 kV) deverão ter suas tarifas estabelecidas com base em outra metodologia, aplicável às transações de transmissão que, em seu

estágio atual, considera, dentre outros aspectos, o percurso entre os pontos de geração e consumo, o sentido do fluxo, e o custo individualizado dos componentes envolvidos na transação.

Os custos a serem computados no cálculo das tarifas de Distribuição compreendem tanto os de investimento quanto os de operação, sejam os diretamente vinculados às instalações, como Linhas e Subestações, sejam os indiretamente apropriados à Distribuição de energia elétrica, a exemplo dos gastos com Administração Geral. Deverão ser consideradas informações oficiais das empresas. A abertura dos custos por tensão, conforme adiante detalhado, utilizará os custos orçados de reposição das instalações de transmissão e distribuição. As tarifas calculadas com base na metodologia deverão ser submetidas, como as demais, à homologação do Poder Concedente. A Figura I, a seguir, mostra a abrangência física da metodologia proposta e a participação dos custos .



**Figura 1.** Abrangência da Metodologia Proposta

### 3.2 Custos de Distribuição x Custos de Transmissão:

Nem todos os custos apropriáveis às transações de distribuição estão registrados na contabilidade das empresas sob a atividade Distribuição. É preciso considerar também alguns custos classificados sob a atividade Transmissão, não computados na valoração dos custos das transações de transmissão segundo a

metodologia adotada nos trabalhos da Comissão Mista GCPS/GCOI. A metodologia adotada no âmbito da Comissão GCPS/GCOI considera as instalações de transmissão até, na maioria dos casos, a tensão de 138 kV. As subestações abaixadoras com tensões primárias de 138 kV ou superiores, e secundárias de 69 kV ou inferiores, e respectivas linhas de transmissão, não deverão ter seus custos incluídos naquela metodologia, motivo pelo qual devem compor os custos de distribuição dos subgrupos A3, A4 e B. Assim, não deverão existir tarifas de distribuição para os subgrupos tarifários A1 e A2, mas tão somente tarifas de transmissão.

É importante ressaltar que os custos unitários das transações de distribuição na Baixa Tensão (Sub-grupo B) são calculados apenas para garantir que a totalidade dos custos de distribuição seja repartida dentre os consumidores. Não há utilidade prática para as tarifas de distribuição na baixa tensão.

### 3.3 Abertura dos Custos por Atividade:

Os custos operacionais e de investimento a serem utilizados no cálculo das tarifas de distribuição devem ser os oficiais das empresas, de preferência os registrados na contabilidade. O Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica prevê a apropriação de custos nas seguintes atividades:

#### a) Principais:

- Produção
- Transmissão
- Distribuição
- Venda de Energia Elétrica

#### b) Atividades Acessórias:

- Serviços de Assistência e Capacitação:
- Segurança, Higiene e Medicina do Trabalho
- Ensino e Treinamento
- Assistência Social
- Assistência Pré-Escolar
- Outras
- Serviços Auxiliares e Gerais:
  
- Apoio Operacional
- Administração Geral

Os custos registrados nessas 4 (quatro) atividades principais são, evidentemente, custos diretos dessas atividades. Os custos registrados nas demais atividades (Acessórias, tais como, apoio operacional e administração geral) devem ser transferidos, numa segunda etapa, para as quatro atividades principais, constituindo os custos indiretos dessas atividades. Com base nas informações de custo das empresas, é possível obter-se os custos de produção, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica, conforme registros oficiais das próprias empresas.

### 3.4 Orçamentação dos Custos dos Sistemas, Imputáveis aos Níveis A3, A4 e B

Para abrir os custos de distribuição por nível de tensão, segundo os níveis tarifários A3, A4 e B, foram utilizados os custos orçados para reposição das instalações de distribuição, ou custos de reposição. Numa primeira etapa, foram calculadas as relações percentuais entre o custo de reposição das instalações em cada tensão e o custo total de reposição de todas as instalações de distribuição da empresa. Numa segunda etapa, essas relações percentuais foram aplicadas ao Custo do Serviço de Distribuição das empresas, obtendo-se assim o custo do serviço de distribuição apropriável à cada nível de tensão .

Os cálculos foram desenvolvidos para as empresas de maior porte das regiões Sul, Sudeste e Nordeste, ou seja:

Sul: CEEE, CELESC e COPEL

Sudeste: CEMIG, CESP, CPFL, ESCELSA, LIGHT e ELETROPAULO

Nordeste: CEAL, CELPE, CEPISA, COELBA, COELCE e COSERN

A partir das características físicas dos sistemas elétricos existentes em fins de 1995 em cada uma das empresas citadas, de acordo com as informações do SIESE, foram estimados os custos dos respectivos sistemas de transmissão e distribuição. Para estimar os orçamentos das Linhas de Transmissão, foram utilizados os custos unitários por km de referência da ELETROBRÁS, as respectivas extensões e características físicas (tipos de estrutura e de cabos condutores), indicados pelo SIESE. Com relação às subestações em Alta e Extra Alta Tensão, foram estimados os números de células de linha dos respectivos barramentos de alta e de baixa tensão em função basicamente da capacidade instalada em transformação, apontada pelo SIESE, e da estimativa de um fator de utilização, adotando-se o tipo de arranjo julgado mais indicado para cada caso. Utilizando-se os custos modulares de referência da ELETROBRÁS, compôs-se os orçamentos da SE's pela agregação dos custos dos módulos de linha (alta e baixa tensão), custos do módulos de transformação, módulos de interligação de barramentos e custos do módulo geral. A Figura 2, a seguir, apresenta os custos orçados dos sistemas de distribuição em MT e em BT para cada uma das empresas citadas.

Empresa	Rede MT		Rede BT		Total	
	10 <sup>3</sup> R\$	% MT/Total	10 <sup>3</sup> R\$	% BT/Total	10 <sup>3</sup> R\$	%
<b>Região Sudeste</b>						
CEMIG	252.461	26,82%	666.436	73,08%	917.898	100%
CESP	198.821	31,81%	426.479	68,39%	622.100	100%
CPFL	286.783	33,84%	526.466	66,18%	794.241	100%
EPAULO	1.886.382	42,37%	2.307.687	57,53%	4.003.489	100%
ESCELSA	46.167	28,34%	116.786	71,86%	162.972	100%
LIGHT (*)	190.700	37,38%	321.127	62,74%	511.827	100%
<b>Total - Região</b>	<b>2.851.104</b>	<b>37,20%</b>	<b>4.381.404</b>	<b>62,80%</b>	<b>7.032.508</b>	<b>100%</b>
<b>Região Sul</b>						
CEEE	167.216	38,68%	266.446	63,67%	433.661	100%
CELESC	139.967	37,58%	261.667	62,14%	421.634	100%
COPEL	376.766	43,11%	483.676	56,89%	860.442	100%
<b>Total - Região</b>	<b>705.600</b>	<b>40,37%</b>	<b>1.042.312</b>	<b>59,63%</b>	<b>1.747.912</b>	<b>100%</b>
<b>Região Nordeste</b>						
CEAL	87.265	33,77%	163.834	46,25%	251.099	100%
CELPE	316.749	63,81%	176.276	36,09%	493.025	100%
CEPISA	27.311	34,84%	52.214	78,08%	79.525	100%
COELBA	296.164	43,18%	362.162	55,81%	658.326	100%
COELCE	66.012	45,11%	106.322	84,88%	172.334	100%
COSERN	63.727	36,13%	99.114	60,87%	162.841	100%
<b>Total - Região</b>	<b>891.248</b>	<b>48,57%</b>	<b>943.712</b>	<b>51,43%</b>	<b>1.834.960</b>	<b>100%</b>
<b>TOTAL - REGIÕES</b>	<b>4.247.982</b>	<b>49,82%</b>	<b>4.267.496</b>	<b>50,18%</b>	<b>8.515.478</b>	<b>100%</b>

Figura 2 - Custos Orçados nos Níveis A3, A4 e B

Há que se destacar que os custos das SE's Distribuidoras foram orçados no segmento de Transmissão de acordo com a metodologia citada anteriormente para este segmento.

### 3.5 Alocação dos Custos Orçados nos Níveis A3, A4 e B:

A alocação dos custos seguiu o critério básico de se imputar a um determinado nível, além dos custos com as linhas de transmissão com tensão de operação nesse mesmo nível, os custos com as subestações transformadoras abaixadoras a montante, que suprem diretamente essas linhas. A alocação dos custos da distribuição em média e em baixa Tensão, seguiu o mesmo critério descrito anteriormente para a transmissão, ou seja, os custos com as subestações transformadoras abaixadoras que suprem diretamente as redes com tensão de operação em média tensão foram imputados a esse nível de tensão de distribuição. Para os custos com os sistemas em BT, foram considerados, além dos custos com as redes em baixa tensão, os custos com os transformadores de distribuição.

Desta forma, foi possível fazer uma estimativa dos diversos custos imputáveis a cada nível de tensão e suas respectivas participações percentuais nos custos totais orçados dos sistemas de transmissão e de distribuição existentes em cada uma das empresas mencionadas. Estes custos foram abertos nos seguintes grupos :

#### \* Transmissão:

Nível A3: linhas de transmissão em 69kV e subestações transformadoras abaixadoras cujo barramento de baixa seja 69kV.

Nível A4: subestações transformadoras abaixadoras cujo barramento de baixa seja em tensão menor a 69 kV.

Outros: linhas de transmissão em tensão maior que 69kV, subestações transformadoras elevadoras de usinas, subestações transformadoras abaixadoras cujo barramento de baixa seja em tensão maior que 69 kV.

#### \* Distribuição:

Nível A4: redes e linhas de distribuição em tensão menor ou igual a 34,5 kV (redes MT).

Nível B: redes de distribuição em baixa tensão (BT), transformadores de distribuição MT/BT.

Utilizando os custos contábeis verificados para Transmissão e Distribuição referentes ao ano de 1995 e mantendo as mesmas participações percentuais estimadas com base nos custos orçados, conforme descrito anteriormente, foi possível a alocação dos custos verificados para os níveis A3, A4 e B.

### 3.6 Demanda Atendida Pelos Sistemas em Cada Nível:

#### \* As Demandas Consideradas:

As demandas a considerar são aquelas que transitam pelos sistemas das empresas nos níveis referidos. Assim, são constituídas pela parcela referente a vendas a outras empresas e pela parcela referente a vendas para o mercado dentro da própria área de concessão de cada empresa. Com relação à primeira parcela, foram identificadas as demandas vendidas para outras empresas, discriminando os níveis de tensão em que ocorrem essas vendas, em tensão igual a 69kV (considerado A3) e em tensão menor ou igual a 34,5 kV (considerado A4).

Com relação à segunda parcela, às demandas faturadas na ponta e fora da ponta para os subgrupos tarifários A3 e A4 foram definidas através das informações do PLANTE/98. A demanda do subgrupo B foi estimada a partir do respectivo consumo faturado e adotando-se os fatores de carga anuais típicos para esta classe de consumo, considerados pela ELETROBRÁS nos estudos de custos marginais de

distribuição, decorrentes de informações das próprias empresas. As demandas faturadas em vendas para outras empresas em vendas para o mercado próprio da empresa foram adequadamente agrupadas nos dois subgrupos tarifários A3 e A4. A Figura 3, abaixo, apresenta as demandas faturadas na ponta e fora da ponta par o mercado da área de concessão das empresas consideradas. Apresenta também as demandas faturadas em vendas para outras empresas nas tensões 69 kV, 34,5 kV e 13,8 kV.

EMPRESAS	Suprida por sistemas > 69 kV	Suprida por sistemas em 69 kV	Suprida por sistemas em 34,5 kV
<b>Região Nordeste</b>			
CEAL	0 %	100 %	0 %
CELPE	5 %	95 %	0 %
CEPISA	22,50 %	77,50 %	0 %
COELBA	19,90 %	80,10 %	0 %
COELCE	0 %	100 %	0 %
COSERN	0,65 %	99,35 %	0 %
<b>TOTAL (NE)</b>	<b>10,60 %</b>	<b>89,40 %</b>	<b>0 %</b>
<b>Região Sudeste</b>			
CEMIG	77,05 %	22,95 %	0 %
CESP	92,40 %	7,60 %	0 %
CPFL	84,92 %	15,07 %	0 %
ELETROPAULO	100 %	0 %	0 %
ESCELSA	20,50 %	16,70 %	62,80 %
LIGHT	100 %	0 %	0 %
<b>TOTAL (SE)</b>	<b>90,50 %</b>	<b>7,90 %</b>	<b>0 %</b>
<b>Região Sul</b>			
CEEE	24,20 %	75,80 %	0 %
CELESC	44,34 %	55,66 %	0 %
COPEL	66,90 %	33,10 %	0 %
<b>TOTAL (S)</b>	<b>44,30 %</b>	<b>55,70 %</b>	<b>0 %</b>

Figura 3 - Demandas Faturadas na Ponta e Fora de Ponta

\* A Alocação das Demandas Faturadas pelos Diversos Subsistemas:

Conforme o esquema apresentado na Figura 1, o sistema elétrico em BT atende toda a demanda do subgrupo tarifário B. O sistema em MT (nível A4) atende toda a demanda no seu próprio nível (subgrupo tarifário A4) e toda a demanda de B. No entanto, o sistema referente ao nível A3, embora atenda toda a demanda no seu próprio nível (subgrupo tarifário A3), em muitas empresas, só atende parte da demanda de A4+B, pois a outra parte é suprida diretamente por sistemas com tensão maior que 69 kV, não impactando por conseguinte os custos dos sistemas no nível de tensão referente ao A3. A participação percentual da demanda global A4+B nessas duas parcelas (admitidas passantes nos respectivos sistemas, sem considerar perdas), foi desenvolvida com base nos estudos de fluxo de carga elaborados pelas empresas.

#### 4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA: SIMULAÇÃO DO VALOR DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO

##### 4.1 Fontes de Informação:



Para simulação dos valores de custos e tarifas, utilizamos o Custo do Serviço relativo ao exercício de 1995, enviado pelas empresas ao DNAEE em resposta ao Ofício 446/98. São informações de natureza semelhante às do PLANTE. As informações de custo foram abertas por atividade (Produção, Transmissão, Distribuição e Venda de Energia Elétrica) com base nas informações dos Balancetes Mensais Padronizados – BMP's. Estes balancetes fornecem, também, dados a respeito dos custos operacionais. O rateio dos custos indiretos foi efetuado, neste caso, com base na proporção dos respectivos custos diretos. A distribuição do Custo do Serviço das Empresas, dentre as atividades principais, foi calculada, conforme Figura 4.

<b>Empresa</b>	<b>Produção</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Distribuição</b>	<b>Venda</b>
CEAL	0,01	15,53	62,52	21,93
CEEE	29,49	13,58	39,12	17,81
CELESC	2,98	24,06	53,86	19,10
CELPE	0,48	9,65	49,03	40,84
CEMIG	32,45	21,29	37,61	8,64
CEPISA	0,00	26,14	62,12	11,73
CESP	68,54	17,43	10,41	3,62
COELBA	4,33	21,73	53,94	20,01
COELCE	0,00	19,31	60,28	20,41
COPEL	38,46	15,93	32,14	13,47
COSERN	0,01	16,70	53,24	30,05
CPFL	7,84	8,10	66,63	17,44
ELPAULO	14,07	20,11	52,71	13,11
ESCELSA	11,69	21,09	48,44	18,78
LIGHT	12,28	26,60	44,92	16,20
<b>TOTAL</b>	<b>29,86</b>	<b>18,46</b>	<b>38,95</b>	<b>12,72</b>

**Figura 4 - Custo do Serviço das Empresas**

#### 4.2 Taxas de Remuneração:

Para avaliar-se a influência da taxa de remuneração sobre o valor das tarifas de distribuição foram elaboradas simulações do custo do serviço de distribuição considerando diferentes taxas hipotéticas, variando entre 10% e 25% aa. Como incidem sobre os ativos em serviço, essas taxas de remuneração devem ser entendidas como o custo médio de capital das empresas, correspondente ao mix de recursos próprios e de terceiros. Para o conjunto das 15 (quinze) empresas consideradas na simulação, cada 5% de acréscimo na taxa de remuneração acarreta um aumento de 10% no Custo do Serviço da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, conforme ilustrado na Figura 5, a seguir.

<b>% Taxa de Remuneração</b>	<b>R\$ milhões Custo do Serviço da Distribuição</b>	<b>Índice</b>
10%	4.366	100
15%	4.835	110,7
20%	5.304	121,5
25%	5.773	132,2

**Figura 5 - Simulação das Taxas de Remuneração**

#### 4.3 Tarifas de Distribuição Calculadas

Foram calculadas tarifas de Distribuição para a componente de demanda, ou seja R\$/kW. Considerou-se duas hipóteses de demanda contratada: na ponta e a maior demanda, esta última verificada quase sempre fora do horário de ponta. As diferenças entre um e outro critério são maiores no subgrupo A3, ainda que não muito acentuadas. A Figura 6, a seguir, ilustra os resultados para uma taxa de remuneração de 15% aa

Empresa	A 3		A 4		B	
	Maior Demanda	Demanda Ponta	Maior Demanda	Demanda Ponta	Maior Demanda	Demanda Ponta
<b>Nordeste</b>	<b>1,73</b>	<b>1,84</b>	<b>9,17</b>	<b>9,45</b>	<b>30,50</b>	<b>30,78</b>
CEAL	1,65	1,83	9,33	9,55	26,63	26,85
CELPE	0,81	0,86	8,32	8,56	30,33	30,56
CEPISA	4,74	4,81	9,54	9,69	30,35	30,49
COELBA	2,16	2,31	9,55	9,86	30,29	30,60
COELCE	1,74	1,85	9,82	10,19	30,54	30,91
COGERN	1,77	1,85	8,57	8,81	36,28	36,52
<b>Sudeste</b>	<b>3,29</b>	<b>3,47</b>	<b>6,84</b>	<b>7,18</b>	<b>27,68</b>	<b>28,02</b>
CESP	5,87	6,08	7,11	7,37	30,56	30,82
ELETROPAULO	—	—	7,47	7,88	25,13	25,54
CPFL	1,51	1,56	5,11	5,30	24,97	25,16
ESCELSA	2,22	2,34	6,43	6,65	30,69	30,92
LIGHT	—	—	6,70	7,04	32,25	32,58
CEMIG	4,55	4,87	8,85	7,21	31,44	31,80
<b>Sul</b>	<b>1,96</b>	<b>2,13</b>	<b>7,11</b>	<b>7,45</b>	<b>28,90</b>	<b>29,22</b>
COPEL	2,29	2,57	7,24	7,51	25,18	25,44
CELESC	2,06	2,25	6,73	7,15	27,99	28,41
CEEE	1,77	1,89	7,21	7,55	33,11	33,45

Figura 6 - Resultados das Tarifas De Distribuição Calculadas – 15 %<sup>aa</sup>

Foram obtidos os diversos custos do serviço das 15 empresas consideradas, sua abertura pelas atividades Produção, Transmissão, Distribuição e Venda de Energia Elétrica, a identificação dos custos dos sistemas de transmissão e distribuição, as demandas passantes, as tarifas de distribuição calculadas para os subgrupos A3, A4 e B e, por último, para possibilitar a interpretação dos valores obtidos, também as tarifas de venda de energia elétrica nesses grupos tarifários.

## 5. CONCLUSÕES

A metodologia aqui demonstrada para determinação das tarifas de distribuição é de fácil implementação pelas empresas, e conduz a resultados bastante satisfatórios. Tem a grande vantagem de utilizar informações de custo oficiais das Empresas, e garantir a cobertura de seus custos. Muitas simplificações foram adotadas no processo, a exemplo do uso das informações do BMP para separação dos custos por atividade. As concessionárias dispõem de informações mais precisas a respeito de seus custos, e certamente poderão implementar a metodologia com maior exatidão.

Podem ser introduzidas variações no processo. Por exemplo, podem ser calculadas tarifas em 2 (dois) postos, Ponta e Fora da Ponta. Como as demandas nesses postos estão disponíveis no PLANTE, basta introduzir um sinal tarifário, por exemplo tarifas na ponta 3 a 5 vezes maiores que fora da ponta, para calcular-se as tarifas correspondentes, pois teríamos, para cada subgrupo tarifário duas equações e duas incógnitas :

$$[\text{Custo Sistema A3}] = TP_{A3} \cdot DP_{A3} + TFP_{A3} \cdot DFP_{A3} \quad (1)$$

$$TP_{A3} = 3 \cdot TFP_{A3} \quad (2)$$

Onde :

$TP_{A3}$  = Tarifa de demanda de ponta do Subgrupo A3

$DP_{A3}$  = Demanda passante de ponta dos Subgrupos  
A3, A4 e B

$TFP_{A3}$  = Tarifa de demanda fora de ponta do Subgrupo  
A3

$DFP_{A3}$  = Maior demanda passante fora de ponta dos  
Subgrupos A3, A4 e B

As tarifas de distribuição calculadas para a tensão A3 são menores no Nordeste, pelo fato da CHESF suprir as concessionárias da região nessa mesma tensão, e portanto arcar com uma parcela razoável dos custos envolvidos.

De um modo geral, os custos unitários de distribuição calculados para a baixa tensão revelaram-se elevados, quando comparados às tarifas praticadas. Esforços para redução de custos e ganhos de produtividade são mais necessários nessa atividade que na geração e transmissão, inclusive para viabilizar-se a entrada de novos agentes no setor elétrico.

Os custos da atividade de venda de energia elétrica mostraram-se significativos, particularmente na CELPE – 41% do Custo do Serviço, exclusive compras de energia. Dizem respeito à medição, faturamento e recebimento das vendas, sendo portanto função mais da quantidade de consumidores do que da demanda faturada. Assim, embora o custo unitário das vendas em alta tensão seja muitas vezes maior que o da baixa tensão, o rateio dos custos da atividade vendas de energia destinará a quase totalidade desses custos para a baixa tensão. Portanto, deverá ser determinada uma tarifa aplicável à atividade venda, a ser paga pelos consumidores em alta tensão, correspondendo a um valor fixo mensal por consumidor, diferenciado apenas por nível de tensão.

## **6. RECOMENDAÇÃO FINAL**

Recomenda-se que seja discutida a interface dessa metodologia com o método de determinação das tarifas de transmissão, para garantir-se a cobertura da totalidade dos custos de transmissão e distribuição das empresas.

## **BIBLIOGRAFIA**

[ 1 ] – M. C. Rocha. “Custo Marginal de Distribuição – Relatório 2”, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1983