



GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GPL)

**ANÁLISE DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS NODAIS
DO SISTEMA BRASILEIRO**

Alice Helena França de Azevedo*
FURNAS

José Cleber Teixeira
CEMIG

Valdson Simões de Jesus
CHESF

RESUMO

Com a desverticalização da indústria de energia elétrica no Brasil e a conseqüente segmentação das tarifas de fornecimento e suprimento, a tarifa de transmissão passou a ter um papel relevante na definição da atratividade de cada projeto e na escolha do investidor diante das possíveis alternativas de conexão à rede elétrica. No presente artigo, procura-se discutir a metodologia proposta para o cálculo de tais tarifas, as tendências das mesmas no sistema brasileiro e como elas poderão influenciar na escolha do ponto de conexão à rede elétrica.

PALAVRAS-CHAVE

Metodologia Nodal - Encargos de Uso da Transmissão – Usuários da Rede Elétrica – Tarifas – Rede Básica

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a questão da tarifação do uso de sistemas de transmissão tem merecido destaque a nível mundial. Entretanto, as propostas desenvolvidas e aplicadas a cada sistema, dadas as suas especificidades, estão longe de serem consideradas como modelos a serem seguidos em outros países. No Brasil, a questão vinha sendo discutida desde 1992 [1] e, mais recentemente, com o início da reformulação setorial, tais discussões se aprofundaram em torno da metodologia proposta pela Coopers & Lybrand [2], denominada “Precificação Relacionada com os Custos de Investimentos”. Esta metodologia representa uma aproximação dos custos marginais de longo prazo para a transmissão, o que lhe assegura uma coerência com a forma com que a mesma é expandida.

Neste trabalho, além da discussão dos pontos de maior relevância desta metodologia, são feitas análises dos resultados preliminares divulgados pela ANEEL para o sistema previsto para 1999, levando-se em conta a Rede Básica definida em [3]. Serão discutidos, também, os reflexos das premissas adotadas sobre os resultados obtidos.

2.0 – A METODOLOGIA NODAL

A metodologia para o cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão, como já dito, apresenta uma característica de tarifação marginal e, como tal, reflete aproximadamente a variação dos custos de expansão do sistema de transmissão devido à presença de cada usuário. Os encargos de uso da transmissão para geração e carga, em cada barra do sistema, são calculados a partir da variação no custo de uma “rede ideal de custo mínimo”, decorrente do incremento marginal da injeção na mesma barra.

A rigor, pode-se dizer que o processo de precificação passa por duas etapas distintas, a saber:

2.1 Definição dos Custos Nodais

Nesta etapa são determinadas as variações nos custos nodais decorrentes de alterações nas injeções das mesmas. Seja:

π_B - Custo nodal na barra B, em R\$/MW;

K - Custo de reposição da rede ideal de custo mínimo (R\$);

I_B - Injeção de potência na barra B, em MW.

Sendo ΔK a variação do custo de reposição da rede devido a um aumento ΔI_B na injeção da barra B, π_B será fornecido pela expressão:

$$p_B = \frac{\partial K}{\partial I_B} \cong \frac{\Delta K}{\Delta I_B} \quad (1)$$

Em outros termos, aumentando-se em 1 MW a carga ou a geração em uma barra do sistema, pode-se determinar o investimento necessário para se elevar marginalmente a capacidade da rede, uma vez que se supõe não haver folgas na mesma. Este investimento, que seria acarretado ou evitado pela variação de 1 MW na injeção de potência na barra B, equivale ao custo nodal e é calculado pela expressão abaixo:

$$p_B = \sum_{L=1}^{NL} b_{LB} \times C_L \quad (\text{R\$ / MW}) \quad (2)$$

onde:

- NL - Número de elementos da Rede Básica;
- C_L - Custo unitário do elemento L integrante da Rede Básica, em R\$/MW, definido como a relação entre o custo de reposição do elemento e a sua capacidade admissível;
- β_{LB} - Sensibilidade do fluxo no elemento L em relação à variação da injeção na barra B.

Os fatores de sensibilidade, determinados através de cálculos de fluxo de carga simplificado, dependem apenas da topologia e das impedâncias da rede elétrica, refletindo as variações nos fluxos dos elementos do sistema quando se aumenta em 1 MW a injeção em cada barra. Observe-se ainda que, para o cálculo deste fatores, é necessário que se defina uma barra de retirada, denominada barra de referência, onde serão compensadas as variações nas injeções de todas as outras barras – sem o que as variações nos fluxos das linhas não podem ser calculadas. A escolha desta barra de referência é arbitrária e, dependendo da barra escolhida, obtém-se conjuntos diferentes de custos para as barras do sistema. Todavia, qualquer que seja a escolha da barra de referência, a relatividade de custos entre barras se mantém. Esta constância na relatividade de custos define a estrutura das tarifas de uso do sistema.

Em relação à expressão acima, observa-se ainda que a mesma pode levar a custos negativos em algumas barras do sistema. Isso poderá ocorrer para as barras que apresentem fatores negativos em relação a um conjunto de elementos da Rede Básica, indicando que

um aumento da injeção nessas barras reduz o carregamento nesses circuitos. Por outro lado, custos para gerações e cargas (injeções negativas) em uma barra da rede são, até este ponto, valores simétricos, em virtude da variação no fluxo em cada circuito do sistema também ser simétrica nestas circunstâncias.

2.2 Ajuste das Tarifas de Uso

Os custos nodais determinados na etapa anterior são aderentes à necessidade de investimentos futuros na transmissão em consequência de variações na injeção de cada barra, entretanto, se aplicados como tarifas de uso do sistema, não necessariamente irão possibilitar a arrecadação, pelo ONS, do requisito de receita destinado ao pagamento dos transmissores e à cobertura dos custos próprios do mesmo e de diferenças residuais do ciclo anterior. Torna-se, portanto, necessário um ajuste no nível das tarifas. Este ajuste não é característica apenas desta metodologia, mas se torna necessária nas formulações de definição por “spot pricing”, por exemplo.

Dentre as possíveis maneiras de se fazer este ajuste, a escolhida foi através de uma parcela aditiva, constante, em R\$/MW, a ser somada aos custos nodais calculados na etapa anterior. Dessa forma, a relatividade das tarifas dentro de cada classe de usuários não é afetada, não distorcendo a sinalização locacional - o que ocorreria se o ajuste fosse feito multiplicando-se os custos nodais por um fator de ajuste. Observa-se que, após este ajuste, as tarifas obtidas passam a ser diferenciadas para cargas e geradores.

Por outro lado, a aplicação de encargos do uso do sistema de transmissão, além do óbvio propósito de propiciar a arrecadação, pelo ONS, do requisito de receita necessário, deve procurar atender certos princípios básicos, quais sejam:

- sinalizar aos acessantes quanto à melhor localização dos mesmos no sistema;
- ser simples na medida do possível;
- ser não discriminatória.

Evidentemente, dada a natureza diferente de cargas e geradores, a ênfase destes princípios na aplicação da metodologia também o será. Enquanto para geradores o sinal locacional é da maior relevância por efetivamente contribuir para a decisão de instalação do mesmo, para as cargas, sua influência é pequena, enquanto a simplicidade é uma meta a se atingir. Em vista dessa diferença de prioridades, foram estabelecidos dois conjuntos de tarifas de uso da transmissão, a serem aplicadas para cargas e gerações, sendo esta diferenciação feita na fase de ajuste do nível das tarifas.

2.2.1 Tarifas para os geradores

Só estarão sujeitos ao pagamento de encargos de uso do sistema de transmissão as usinas submetidas ao despacho centralizado, independentemente de estarem ou não diretamente conectadas à Rede Básica.

Serão calculadas tarifas individualizadas para cada usina, em função de seu ponto de conexão à rede elétrica, ou seja: no que se refere à geração, não serão agregadas as usinas de uma mesma área e com preços semelhantes, nem definidos preços médios. Será calculada para cada usina uma tarifa específica, a partir do custo nodal da barra a que está conectada. Essa opção visa preservar a sinalização locacional plena para os geradores e é viável em função do número restrito de usinas centralmente despachadas.

A parcela de ajuste e as tarifas de geração finais são calculadas como se segue:

$$k_{gerador} = \frac{RAT_{gerador} - \sum_j p_j \times P_j}{\sum_i P_i} \quad (3)$$

$$p_j^G = p_j + k_{gerador} \quad (4)$$

onde:

$RAT_{gerador}$ - parcela da Receita Autorizada da Transmissão (RAT) a ser paga pelos geradores (R\$/ano);

p_j - custo no nó j (R\$/kW.ano);

p_j^G - tarifa de geração do nó j (R\$/kW.ano);

P_j - capacidade instalada do gerador j (kW);

$k_{gerador}$ - parcela somativa de ajuste do nível tarifário dos geradores (selo, R\$/kW.ano).

Quanto ao valor de potência a ser utilizado no cálculo dos encargos dos geradores, no caso geral se irá adotar a capacidade instalada de cada usina, abatida de seu consumo próprio, o que é coerente com o princípio de que a transmissão é dimensionada para as condições de máximo uso.

2.2.2 Tarifas para as cargas

Para as cargas, tendo em vista a priorização da simplicidade de operacionalização da metodologia, e por se considerar que a sinalização locacional teria, na prática, pouca influência na decisão de localização do empreendimento, optou-se pela definição de tarifas zonais, isto é, de preços médios para cada zona definida como sendo coincidente com os limites estaduais. Assim, cada estado terá sua tarifa definida a partir da média ponderada dos custos nodais das barras que o integram. Matematicamente, as tarifas são determinadas da seguinte forma:

$$k_{carga} = \frac{RAT_{carga} - \sum_z \left(p^z \times \sum_j D_j \right)}{\sum_i D_i} \quad (5)$$

$$p^{z'} = p^z + k_{carga} \quad (6)$$

onde:

RAT_{carga} - parcela da RAT a ser paga pelas cargas (R\$/ano);

p^z - custo da zona z, equivalente à média ponderada dos custos dos nós que a integram (R\$/kW.ano);

$p^{z'}$ - tarifa da zona z, após o ajuste de nível (R\$/kW.ano);

j - nó pertencente à zona z;

D_j - demanda contratada do nó j, integrante da zona z (kW);

i - cada um dos nós de carga da Rede Básica, independente da zona;

D_i - demanda contratada de cada um dos nós da Rede Básica – na ponta (kW);

k_{carga} - parcela somativa de ajuste do nível tarifário das cargas (R\$/kW.ano).

3.0 - OPERACIONALIZAÇÃO DOS CÁLCULOS

Até este ponto, discutiu-se os fundamentos da metodologia de tarifação de uso da Rede Básica. Sua aplicação prática, entretanto, requer a adoção de uma série de premissas, sendo destacadas, a seguir, as mais relevantes.

3.1 Custos de Reposição

Para o cálculo do custo nodal de cada barra, é necessário se estabelecer o custo unitário C_L de cada elemento da Rede Básica. Tal custo baseia-se no custo de reposição de um equipamento similar.

Assim, os custos de reposição das linhas e transformadores são estimados usando custos padronizados (médias nacionais) para cada tipo de instalação, em função de suas características básicas, tais como comprimento e níveis de tensão das linhas de transmissão, relação de transformação e potência nominal dos transformadores.

Na estimativa dos custos de reposição, seria possível considerar diferentes níveis de detalhe, no que se refere às características de projeto das instalações – tais como tipos de torres e condutores das linhas de transmissão, arranjos das subestações, distinção entre linhas aéreas e subterrâneas, etc. Um detalhamento excessivo importaria a manutenção de uma base de dados complexa, de difícil validação e não reprodutível. Ademais, a consideração das especificidades de cada

instalação levaria a que os custos fossem muito influenciados pelas opções adotadas no passado – que não se reproduzirão, necessariamente, na expansão futura do sistema. Assim, se optou por uniformizar os custos em cada nível de tensão, adotando-se valores médios para todas as instalações, baseados na configuração mais usual.

Os custos dos equipamentos de compensação reativa, tais como capacitores, compensadores síncronos e estáticos, presentes nas subestações, não são considerados, uma vez que por eles não se verifica fluxo de potência ativa e, portanto, não tem contribuição para o cálculo do custo nodal através da expressão 2.

3.2 Capacidade admissível dos equipamentos

A definição da capacidade admissível de um equipamento, particularmente das linhas de transmissão, não é uma tarefa trivial, dada a diversidade de fatores limitantes. Pode-se considerar, por exemplo, os limites de transmissão em regime normal ou em emergência, os limites térmicos dos condutores –distintos para as diferentes estações do ano e horários do dia–, os limites por razões de estabilidade e de controle de tensão, etc.

De modo a evitar que essa diversidade de fatores limitantes introduza uma componente subjetiva no cálculo das tarifas de transmissão, comprometendo a reprodutibilidade das simulações, foram estabelecidos critérios unívocos e adequadamente fundamentados para a escolha da capacidade de cada elemento.

3.3.1 Transformadores e Autotransformadores

Utilização da capacidade nominal do equipamento informada pelo fabricante (dado de placa), correspondente ao seu último estágio de ventilação. Por exemplo, para um transformador que tenha quatro estágios de ventilação – ONAN, ONAF, OFAF1 e OFAF2 –, a capacidade a ser utilizada deve corresponder ao estágio OFAF2.

3.3.2 Linhas de Transmissão

Para a padronização dos limites das LT, procedeu-se, previamente, uma comparação entre os valores de capacidade informados pelas concessionárias de transmissão, o máximo fluxo passante em carga pesada e a potência característica (SIL) das mesmas. Tomouse, como base para esta análise, a configuração e a demanda previstas para o Sistema Interligado pelo GTPM para julho de 1999.

Os valores de capacidade recomendados, por nível de

tensão operativa das linhas de transmissão, são aqueles mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Capacidade das LT

Tensão da LT (kV)	Capacidade (MW)
750	3600
500	1700
440	1500
345	1000
230	270

3.3 Tratamento das inversões de fluxo

Os fatores de sensibilidade β dependem da topologia da rede e do sentido do fluxo dominante em cada elemento da mesma. Portanto, em sistemas onde o sentido do fluxo nas linhas é bem definido, os custos nodais independem dos despachos das usinas e das condições de demanda considerados.

Essa dependência dos β com o sentido do fluxo em cada elemento faz com que os custos nodais sejam função dos cenários de carga e despacho adotados na análise, o que, evidentemente, não é desejável. Tal dependência se deve, principalmente, a circuitos pouco carregados ou aqueles que interliguem bacias hidrográficas, cujos sentido dos fluxos não é totalmente definido.

A forma encontrada pela ANEEL para evitar que a subjetividade da escolha dos cenários conduzisse a uma arbitrariedade no estabelecimento das tarifas, foi a atenuação, ou mesmo a eliminação da contribuição destes circuitos cujo sentido do fluxo não é bem definido na formação do custo nodal. Isto foi conseguido modificando-se a expressão 2 como se segue [4]:

$$p_B = \sum_{L=1}^{NL} b_{LB} \times C_L \times CARR_L \quad (7)$$

onde o fator $CARR_L$ é denominado fator de carregamento e tem seu valor entre 0 e 1 para cada circuito, em função do comportamento do fluxo no mesmo. Para elementos com possibilidade de inversão freqüente de fluxo ou com carregamento muito pequeno, tal fator é nulo, o que significa que ele não contribui para a formação do custo nodal.

Deve-se observar que tal mecanismo, embora eficiente no amortecimento de instabilidades no custo provocadas por inversões de fluxo em determinados circuitos, pode atenuar consideravelmente o sinal locacional das tarifas levando até mesmo à prevalência da parcela de ajuste (selo).

4.0 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Algumas tarifas preliminares divulgadas pela ANEEL como resultado da aplicação da metodologia descrita em [4] são apresentadas e comentadas abaixo.

Tabela 2 – Tarifas de Uso da Transmissão – Cargas (R\$/kW.mês)

ESTADO	TARIFA	ESTADO	TARIFA
ALAGOAS	0,795	PARAÍBA	1,282
BAHIA	0,881	PARANÁ	1,346
CEARÁ	1,559	PERNAMBUCO	0,991
D. FEDERAL	1,490	PIAUÍ	1,249
ESP. SANTO	1,533	R. JANEIRO	1,425
GOIÁS	1,405	R. G. NORTE	1,653
MARANHÃO	1,280	R. G. SUL	1,389
M. GROSSO	1,305	S. CATARINA	1,562
M. G. DO SUL	1,300	SÃO PAULO	1,417
M. GERAIS	1,331	SERGIPE	0,673
PARÁ	1,192	TOCANTINS	1,344

4.1- Em relação às tarifas para cargas, mostradas na tabela 2, pode-se observar o seguinte:

- O valor médio da tarifas, a nível nacional, é de R\$ 1,291/kW.mês que, em se considerando uma demanda com fator de carga de 0,85, representa uma contribuição média de R\$ 2,081/MWh à tarifa de fornecimento final.

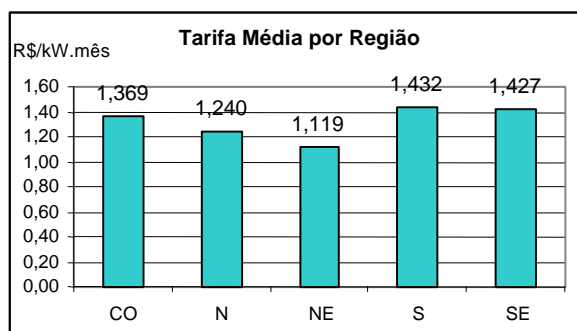


figura 1

- Agrupando-se as tarifas por região, pode-se constatar (gráfico 1) que as regiões Norte e Nordeste tem características de centros exportadores de energia em relação às demais regiões. Isto indica que o cenário usado para a elaboração das tarifas previa um fluxo na interligação Norte-Sul no sentido direto, isto é, do Norte para o Sul. Considerando que a direção do fluxo nesta interligação não é constante, a adoção de um fator de carregamento nulo para a mesma seria mais apropriada pois, com as premissas adotadas, o impacto do custo da interligação Norte-Sul está recaindo somente sobre as regiões S-SE-CO,

enquanto o benefício da mesma é, inquestionavelmente, de todos.

- A análise das tarifas dos estados nos leva a concluir, também, que Mato Grosso e M.Grosso do Sul estão em melhores condições de atendimento do que os demais estados do sistema S-SE-CO, uma vez que suas tarifas são menores, indicando disponibilidade de transmissão. Intuitivamente, sabe-se que tal disponibilidade inexistente e os resultados obtidos foram devido ao critério adotado pela ANEEL de se considerar o despacho das térmicas em seu máximo, o que mascara as deficiências da transmissão.
- Corroborar para a hipótese acima a proximidade das tarifas de RJ e SP, sugerindo uma similaridade no suprimento a ambas. Tais resultados inesperados devem-se ao critério de escolha dos fatores de carregamento a serem usados na expressão 6.

4.2- A tabela 3 mostra a tarifa de uso da transmissão para os geradores existentes. Em relação a estes valores, tem-se a observar:

- Apesar da metodologia original admitir tarifas negativas, tendência esta comprovada para diversos geradores durante as simulações iniciais, apenas a UHE Mascarenhas (ESCELSA) apresentou um valor negativo de R\$ -0,221/kW.mês, indicando um recebimento pelo uso da transmissão (considerando um fator de capacidade da UHE de 60%, este incentivo representa a possibilidade de redução de R\$ 0,50/MWh no custo da energia da UHE). A quase eliminação das tarifas negativas deve-se à prevalência da parcela de ajuste nas mesmas, em decorrência da adoção de fatores de capacidade nulos para muitos circuitos.
- Os grandes geradores do sistema Norte-Nordeste (Xingó, Tucuruí, Sobradinho, Itaparica, Paulo Afonso, etc.) apresentam tarifas elevadas, superiores a R\$ 2,1/kW.mês, confirmando a tendência exportadora daquelas regiões no despacho considerado nos cálculos. Tais tarifas representariam um sobrecusto na energia das mesmas da ordem de R\$ 5,00/MWh ($f_c=0,6$) que, certamente, terá reflexos na competitividade das mesmas.

5.0 - CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES

Os critérios adotados pela ANEEL para cálculo das tarifas levaram a um sinal locacional enfraquecido pois uma grande parte da tarifa foi deixada para o selo de ajuste da receita remunerar. Esta estratégia foi válida por estabilizar o comportamento das tarifas quando da entrada de uma grande usina ou instalação de transmissão. Tal estabilidade é fundamental para a atratividade de novos projetos na área de geração, uma,

Tabela 3 – Tarifas de Uso da Transmissão – Geradores (R\$/kW.mês)

GERADOR	TARIFA	GERADOR	TARIFA
AGUA VERMELHA	0,712	L.C.BARRETO	0,698
ALEGRETE	0,777	MARIMBONDO	0,805
ANGRA 1 E 2	0,424	MASC. (ESCELSA)	-0,221
AP. SALES (MOXOTO)	2,852	MASC. DE MORAES	0,596
BARIRI (A.S.LIMA)	0,213	MIMOSO (ENERSUL)	0,413
BARRA BONITA	0,209	MIRANDA	0,736
BOA ESPERANCA	2,013	NILO PECANHA	0,129
CACH. DOURADA	0,975	N. AVANHANDAVA	0,489
CACONDE	0,274	NOVA PONTE	0,838
CAMACARI	2,451	P.MEDICI	0,324
CANASTRA	0,050	PARAIBUNA	0,094
CANOAS I	0,561	PASSO REAL	0,413
CANOAS II	0,493	PAULO AFONSO	2,749
CAPIVARA	0,693	PEREIRA PASSOS	0,125
CARIOBA	0,222	PIRATININGA	0,419
CHARQUEADAS	0,211	PORTO COLOMBIA	0,439
CHAVANTES	0,574	PORTO PRIMAVERA	0,731
CUIABA I	0,597	PROMISSAO	0,481
EMBORCACAO	0,880	ROSANA	0,410
EUCLIDES DA CUNHA	0,274	ITAPARICA	2,723
FONTES	0,128	SALTO CAXIAS	0,678
FUNIL	1,491	S. GRANDE (CEMIG)	0,328
FURNAS	0,612	S.GRANDE –LNG	0,426
G.BENTO MUNHOZ	0,617	SALTO OSORIO	0,762
G.PARIGOT DE SOUZA	0,311	SALTO SANTIAGO	0,666
GUILMAN-AMORIM	0,411	SALTO SEGREDO	0,660
HENRY BORDEN	0,442	SANTA BRANCA	0,043
IBITINGA	0,472	SANTA CRUZ	0,098
IGARAPAVA	0,697	SAO SIMAO	0,918
IGARAPE	0,358	SERRA DA MESA	1,202
ILHA DOS POMBOS	0,016	SOBRADINHO	2,629
ILHA SOLTEIRA	0,656	TAQUARUCU	0,705
ITAIPIU – SETOR 50 HZ	0,532	TRES IRMAOS	0,629
ITAIPIU – SETOR 60 HZ	0,703	TRES MARIAS	0,630
ITAUBA	0,514	TUCURUI	2,145
ITUMBIARA	0,957	UHE CORUMBA I	0,992
ITUT./CAMARGOS	0,329	UHE FUNIL	0,171
J.LACERDA	0,489	UHE JACUI	0,588
JAGUARA	0,706	UHE PASSO FUNDO	0,284
JUBA	0,597	UTE URUGUAIANA	1,151
JUPIA	0,554	VOLTA GRANDE	0,761
JURUMIRIM	0,443	XINGO	2,744

vez que os encargos de transmissão influenciam diretamente o preço final da energia disponibilizada e desta forma, representam um importante parâmetro na tomada de decisão relativa ao empreendimento

Outro aspecto importante, diz respeito ao impacto da adoção de um cenário único para o cálculo das tarifas. Estudos de sensibilidade realizados anteriormente à divulgação da metodologia pela ANEEL indicam que a melhor forma de se atenuar variações nas tarifas decorrentes de mudanças nos cenários hidrológico e de carga é a desconsideração, para efeito da determinação dos custos nodais, da contribuição daqueles equipamentos que apresentem inversões de fluxo em um percentual significativo de cenários. Para que isto seja possível, deve-se proceder a um estudo de fluxo de carga para os cenários mais prováveis, identificando-se aqueles elementos da Rede Básica que sofram inversões em seus fluxos. Estes elementos, uma vez identificados, terão associados aos mesmos uma probabilidade de inversão equivalente à de ocorrência do(s) cenário(s) onde ela ocorre.

Durante a determinação dos custos nodais a partir da equação 6, seriam desconsiderados todos elementos cuja probabilidade de inversão de fluxo fosse superior a um limite estabelecido previamente pela ANEEL (para estes elementos, $CARR_L=0$). Todos os demais elementos participariam plenamente da composição do custo nodal ($CARR_L=1$).

É importante ressaltar que as tarifas aqui apresentadas são preliminares e que só servem para um ano, sendo assim recomendamos uma análise dessas tarifas num horizonte de longo prazo.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) Mario Veiga Pereira - Metodologias para análise de viabilidade e Cobrança de Acesso à Transmissão – janeiro/1992
- (2) Coopers & Lybrand - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro -Relatório consolidado Etapa IV - junho/1997
- (3) Resolução ANEEL 245 de 31 de julho de 1998
- (4) Minuta de Resolução ANEEL estabelecendo condições gerais da contratação do acesso, disponível para consulta pública em 15 de abril de 1999.
- (5) Alice H. F. Azevedo, Cesar R. Zani, Ricardo Berer, Ana Maria –Análise da Metodologia Nodal para Precificação da Transmissão – V SEPOPE Salvador – BA – maio/98.