

# Principais Obstáculos à Intensificação do Sinal Locacional na Metodologia Nodal

J W Marangon Lima\*; A C Zambroni de Souza; B I Lima Lopes

## RESUMO

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro e a segmentação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, tona-se imperativo definir uma tarifa de transmissão que emita sinais locacionais corretos refletindo o custo real que cada usuário imputa à rede de transmissão. A tarifa nodal utilizada no Brasil com suas adaptações não consegue refletir satisfatoriamente os requisitos básicos da tarifação por localização, o que tem levado a alguns questionamentos. Este trabalho apresenta os principais obstáculos da metodologia hoje utilizada no Brasil no que se refere à intensificação do sinal locacional. São sugeridas algumas modificações na metodologia para corrigir algumas imperfeições.

## PALAVRAS-CHAVE

Tarifa de Transmissão, Tarifa Nodal, Regulação Econômica.

## I. INTRODUÇÃO

Um dos pilares da nova reestruturação do setor elétrico é a viabilização do livre acesso às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica. Este livre acesso não se restringe apenas ao acesso mas também à tarifa de uso destas redes, pois o custo do transporte pode inviabilizar empreendimentos tanto do lado da oferta como no lado da demanda de energia elétrica. A partir da criação da Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE) por conta do racionamento ocorrido em 2001, alguns aspectos relativos ao modelo de setor elétrico foram questionados. Entre eles encontra-se a metodologia adotada para a definição da tarifa de uso do sistema de transmissão.

A regulamentação econômica dos setores monopolizados como é o caso da transmissão de energia elétrica, pode ser dividida em duas etapas: a definição do nível tarifário e a definição da estrutura tarifária. O nível tarifário impacta mais diretamente a remuneração das empresas concessionárias enquanto que a estrutura tarifária impacta o custo do transporte para os clientes em função da forma como estes usam a rede. A metodologia nodal atualmente em uso tem como proposta básica a cobrança do uso da rede em função do nó de conexão, o que a classifica como

uma metodologia com características locacionais. Apesar desta classificação, a ANEEL incorporou uma série de fatores que amorteceram o efeito locacional da tarifa. A GCE solicitou uma reavaliação destes fatores para intensificar o sinal locacional, visto a predominância da parcela “selo postal” na tarifa atual considerado um dos fatores que dificultaram a implantação das usinas térmicas a gás.

Este trabalho irá apresentar os problemas da metodologia nodal e os efeitos dos fatores de amortecimento introduzidos pela ANEEL. Além disso, dado que a tarifa é calculada a nível nacional com parcela de selo preponderante, os subsídios cruzados são latentes, dificultando a sinalização para os agentes, principalmente os geradores térmicos.

O diagnóstico dos problemas da metodologia nodal será apresentado comparando com outros métodos de tarifação existentes. Serão propostas alternativas que sejam mais aderentes ao modelo de sub-mercados existente atualmente. A aderência da tarifa de uso da rede básica com o mercado de energia elétrica deve ser sempre perseguida para evitar distorções entre o ambiente regulado e o ambiente livre.

Foi desenvolvido na UNIFEI um programa computacional similar ao programa nodal, mas com várias flexibilidades no que concerne às mudanças metodológicas. Este programa foi utilizado neste trabalho para testar os ajustes sugeridos pela GCE e comparar com a metodologia proposta mostrando as melhorias na identificação das tarifas.

## II. METODOLOGIA DE TARIFAÇÃO

Um método bastante difundido nos EUA é a tarifa “selo postal” que não considera o aspecto locacional, ou seja, a tarifa independe do nó em que o agente está conectado na rede. Em 1989, é sugerido o método MW-milha [1] onde a tarifa é definida a partir do exame dos resultados de um programa de análise de fluxo de potência, bastante difundido na área de operação e planejamento de redes elétricas. A partir deste método, foram propostos outros métodos visando aprimorar e adaptar o MW-milha original à realidade de cada caso. Entre estes métodos podemos citar o método do fluxo positivo, método do módulo e o método do fluxo dominante [2]. Estes métodos se caracterizam por incluírem o aspecto locacional, mas necessitam identificar as transações entre os agentes, ou seja, são tarifas ponto-a-ponto.

Este trabalho foi desenvolvido a partir de recursos de P&D da Tractebel Energia e com o apoio parcial do CNPq.

J. W. Marangon Lima e A. C. Zambroni de Souza são professores da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Email: marangon@iee.efei.br e zambroni@iee.efei.br

B. I. Lima Lopes é aluno de doutorado da UNIFEI. Email: Isaias@iee.efei.br.

Com a disseminação das bolsas de energia onde a identificação do comprador e do vendedor de energia não é relevante, as metodologias que utilizam os custos incrementais ganham força. Entre elas podem ser citadas aquelas baseadas em custos marginais por nó. Pela facilidade de cálculo, os custos marginais de curto prazo passam a vigorar, mas trazem consigo o problema da volatilidade e da não inclusão dos investimentos de longo-prazo. Para tal, normalmente é feito um ajuste adicional na tarifa através de uma parcela “selo”. O problema é que esta parcela, às vezes, se torna muito maior que a tarifa incremental original, perdendo-se o objetivo da tarifa em sinalizar adequadamente os custos da rede aos agentes.

A metodologia nodal [3], em uso pela ANEEL, foi desenvolvida juntamente com a reestruturação do sistema inglês em 1991. Esta metodologia utiliza um pseudo custo marginal de longo prazo por nó [5], visto que não é analisado o impacto nos investimentos da rede no futuro, pois não é feito nenhum planejamento de investimentos. O método consiste em contabilizar as sensibilidades frente à variação do custo total associado aos incrementos e decrementos de capacidade dos elementos que compõem a rede, para uma variação infinitesimal na injeção ou retirada de carga num determinado nó do sistema. A expressão (1) apresenta a tarifa de um nó  $i$ :

$$\pi_j = \sum_{l=1}^{N_l} \frac{C_l}{\bar{f}_l} (\beta_{lj} - \beta_{lr}) f p_l \quad (1)$$

onde

$C_l$  custo total de referência do circuito  $l$

$\bar{f}_l$  capacidade do elemento  $l$

$\beta_{lj}$  variação de fluxo no circuito  $l$  devido à injeção de 1 pu no nó  $j$

$\beta_{lr}$  variação de fluxo no circuito  $l$  devido à injeção de 1 pu no nó  $r$  de referência.

$f p_l$  fator de ponderação sobre a utilização do ramo  $l$

O fator de ponderação foi um fator exógeno à metodologia original, que foi incorporado pela ANEEL para atenuar o sinal locacional e evitar a necessidade de cenários de despacho face à otimização energética.

Dado que a tarifa  $\delta_j$  não consegue satisfazer o requisito de receita permitida, é feito um ajuste:

$$\pi'_j = \pi_j + \frac{RPT - \sum_{i=1}^{N_i} \pi_i P_i}{\sum_{i=1}^{N_i} P_i} \quad (2)$$

onde:

RPT receita permitida total para a transmissão

$\pi_j$  tarifa não ajustada do nó  $j$

$P_j$  potência contratada no nó  $j$

$\pi'_j$  tarifa do nó  $j$  ajustada para a cobertura da receita

Note que o numerador do segundo termo da Eq. (2) representa a receita que não consegue ser coberta pelas tarifas não ajustadas obtidas na Eq. (1) e o denominador representa a carga total do sistema.

Re-arrumando a expressão (2) para  $\pi'_j$  obtém-se:

$$\pi'_j = \frac{RPT}{\sum_{i=1}^{N_i} P_i} + \frac{\sum_{i=1}^{N_i} (\pi_j - \pi_i) P_i}{\sum_{i=1}^{N_i} P_i} \quad (3)$$

O primeiro termo da expressão acima corresponde à tarifação via “selo postal”, pois o denominador representa a carga total do sistema. O segundo termo representa a oscilação devido à localização do nó, que é proporcional à soma das diferenças entre as tarifas dos outros nós e do nó em questão. Utilizando a eq. (1) podemos obter esta diferença entre as tarifas originais:

$$(\pi_j - \pi_i) = \sum_{l=1}^{N_l} \frac{C_l}{\bar{f}_l} (\beta_{lj} - \beta_{li}) f p_l \quad (4)$$

A diferença entre as tarifas é proporcional à diferença das sensibilidades  $\beta_{lj}$  e  $\beta_{li}$ , ao custo unitário de cada circuito e ao fator de ponderação. As sensibilidades dependem apenas da configuração do sistema e do sentido do fluxo em cada ramo  $l$  e são independentes da barra de referência. As únicas variáveis sob controle são os custos dos ramos, capacidade dos ramos e o fator de ponderação.

Os custos individuais de cada ramo ou circuito são custos padrões e não devem ser alterados frequentemente. As capacidades dos circuitos são fornecidas a priori e dependem ou do limite térmico, ou do limite de estabilidade ou do limite de tensão. Caso venha a se adotar padrões menores para as capacidades dos circuitos, como por exemplo, o fluxo real do circuito, o sinal locacional se intensifica. Este problema é similar ao que ocorre no método MW-milha.

O fator de ponderação criado pela ANEEL que varia entre 0 (zero) e 1 (um) tende a amortecer a intensidade do sinal locacional. No limite, ou seja, quando estes fatores para qualquer ramo for nulo, o rateio passa a ser o selo postal, pois o segundo termo da Eq. (3) se anula. Este fator foi criado para minimizar o problema das linhas de transmissão com baixo carregamento ou que servem de otimização energética, que conceitualmente deveriam ser pagas por todos os agentes.

Uma outra opção que é adicionada ao programa nodal diz respeito à diferenciação entre as tarifas para geração e para carga. Dentro da filosofia da tarifa locacional, existiria sempre uma simetria, ou seja, a tarifa para os geradores em um determinado barramento seria o simétrico do estabelecido para a carga. A simetria produz o efeito da estabilidade do sinal pois não é correto que um gerador que alimenta

uma carga em um mesmo barramento pague tarifa de transmissão. Na Eq. (3) observa-se que o primeiro termo, responsável pela parcela do selo ou do ajuste da receita, eleva de forma absoluta o nível da tarifa em todas as barras distorcendo a simetria.

Um outro fator que distorce a simetria é o pagamento diferenciado entre geradores e cargas. No caso da resolução ANEEL 282/99 ficou estabelecido que 50 % da tarifa de uso do sistema de transmissão seria pago pelos geradores e que 50 % seria pago pelos consumidores. Apesar de neste caso estar equilibrado, a decisão de se ter uma tarifa por barra na geração e uma tarifa única por estados da União para a carga contribui para a assimetria.

Uma análise mais detalhada das Eqs. (3) e (4) que definem a filosofia da tarifação nodal, mostra a semelhança desta metodologia comparada com as outras descritas anteriormente. A vantagem deste método se refere ao fato de se ter uma tarifação por nó independente para quem ou de quem a potência está sendo transportada. Entretanto, o método supõe que para cada MW injetado existe uma entrega de uma parcela a cada nó de carga do sistema proporcional a carga individual deste nó. A almejada independência quanto à identificação do comprador e vendedor é obtida através de um critério de proporcionalidade que é arbitrária na sua essência, não sendo justo quanto ao real uso da rede.

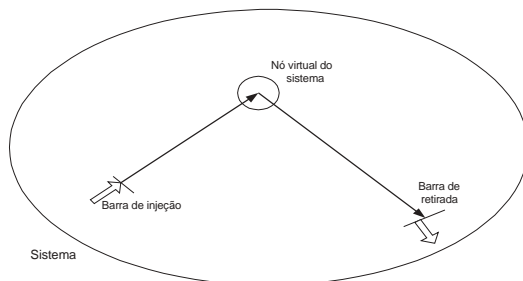


FIGURA 1: Representação do nó virtual

Nota-se, portanto, que a tarifa nodal pode ser visualizada geometricamente como se para cada injeção ou retirada de potência em determinado nó existisse um caminho para um nó fictício ou virtual no centro geométrico do sistema. Note que de acordo com o segundo termo da Eq. (3), as diferenças entre as tarifas do nó em questão e os outros nós do sistema são ponderadas pelas respectivas cargas, mostrando que se trata de uma média geométrica. A Figura 1 ilustra esta representação. Quanto mais distante um determinado nó estiver deste nó virtual mais alta será esta tarifa. Esta análise geométrica será útil nos itens seguintes quando forem testadas as configurações de tarifação por sub-mercados

### III. PROPOSTAS DO COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO

Com a determinação da GCE em intensificar o sinal locacional das tarifas de uso da transmissão, foi criado o grupo de trabalho (GT9) em 2002, para analisar as mudanças necessárias na metodologia nodal. Dentre as medidas

sugeridas por este grupo estão:

- Modificação do fator de ponderação  $fp_i$  da Eq. (1)
- Modificação do valor de  $\hat{a}l_i$  em função do sentido do fluxo
- Alteração dos valores de  $C_1$  para adequar a taxas de desconto mais realistas
- Alteração das capacidades dos circuitos  $\overline{F}_i$

Com o relatório de progresso 4 [4], surgiram outras idéias menos marginais e mais estruturais, como o tratamento diferenciado para as usinas hidráulicas e térmicas no que se refere à localização e de tarifa constante individual para cada agente.

A seguir são feitas algumas considerações a respeito destas propostas.

#### A. Fator de Ponderação

Conforme já mencionado anteriormente, o fator de ponderação foi criado para evitar o processamento de vários casos bases para capturar a sazonalidades dos despachos devido à coordenação hidrotérmica. Os fluxos em determinadas linhas de interligação entre sub-mercados ou linhas/transformadores entre usinas de bacias complementares tendem a variar de sentido ao longo do ano e dos períodos do dia. Dado que o sinal dos fatores de distribuição  $\lambda$  pode variar em função do sentido do fluxo nos circuitos, o valor da tarifa nodal se altera. Esta variação é minimizada ou amortecida em parte através dos fatores de ponderação.

O problema da adoção do fator de ponderação para todos os circuitos é que a maioria deles não são circuitos de interligação e nem de otimização energética. Os ajustes de fluxo  $f_{\min}$  e  $f_{\max}$  são meros valores empíricos que foram calibrados pela ANEEL em função dos resultados que se queriam obter em termos de valores de tarifa nodal máximo e mínimo. Não foi feita nenhuma análise mais criteriosa quanto às conseqüências da adoção destes ajustes para cada nó da rede básica.

Outro ponto importante a destacar se refere ao despacho do caso base que, segundo a Res. ANEEL 282/00, deve ser igual ao correspondente à energia assegurada para as centrais hidráulicas e igual à capacidade nominal das centrais térmicas. Em determinadas regiões, como a área Rio de Janeiro, onde o número de usinas térmicas tem aumentado, o custo das linhas da rede básica que suprem esta área acaba sendo computado na componente selo, o que não parece correto. Isto deriva do fato de que o carregamento destas linhas diminui significativamente quando as térmicas da região são todas despachadas proporcionalmente às suas capacidades máximas fazendo com que o fator de ponderação amortença a componente locacional.

Concluindo, o fator de ponderação não tem base técnica plausível para classificar a função de um determinado circuito da rede básica. Deve-se, portanto, retirá-lo da Eq. (1).

## B. Alterações nos Betas

Ao retirar o fator de ponderação, foi sugerida a modificação dos betas de forma semelhante à sugerida pelo método do fluxo positivo [2] onde apenas seriam computados nas tarifas nodais não ajustadas, os fluxos positivos. Possíveis componentes negativos seriam anulados para as tarifas não ajustadas que passariam a ser positivas ou nulas. Além de aumentar a assimetria, este tipo de solução tende a distorcer o sinal econômico, principalmente para os geradores em posições estratégicas como as usinas termelétricas.

## C. Alterações nos Custos Padrões

O atual fator de recuperação do capital (FRC) que se situa na ordem de 10% é considerado baixo, visto que nas últimas licitações têm sido usados valores da ordem de 17%. Existe, portanto, diferenças entre o FRC dos circuitos antigos em relação aos novos. A elevação nos custos padrões tenderia a diminuir a componente selo.

Existem dois pontos a serem discutidos:

- Elevação das taxas para todos os circuitos com consequente elevação proporcional em todos os custos; ou,
- Elevação apenas das linhas velhas para equilibrar os custos com as linhas novas.

A elevação proporcional de todos os custos não teria um impacto significativo sobre o resultado das atuais tarifas, pois existe uma limitação associada à receita permitida da transmissão e os custos individuais de cada circuito são ajustados para obter esta receita. Na formulação atual do NODAL, o custo  $C_l$  é ajustado antes de ser utilizado na Eq. (2-8) da seguinte forma:

$$C_l = C'_l \frac{RPT}{RCM} \quad (5)$$

onde:

$C'_l$  custo modular da Eletrobrás para o circuito  $l$

RPT receita permitida total para o segmento da transmissão

RCM receita total considerando o somatório dos custos modulares

Note que, se o ajuste de  $C_l$  é feito linearmente, o fator de ajuste da Eq. (5) irá diminuir o efeito do aumento ou diminuição dos custos individuais caso a RPT não varie.

## D. Alterações nas Capacidades dos Circuitos

Diferente do custo, a alteração das capacidades dos circuitos tem um efeito significativo na intensificação do sinal locacional. O problema reside em identificar de forma coerente qual seria a capacidade individual de cada circuito da rede básica.

A capacidade de transferência de potência é restringida por uma das três causas: limite térmico, limite de tensão e limite de estabilidade. O limite térmico está

associado ao circuito enquanto que os demais são de natureza sistêmica. Normalmente, o limite térmico é maior que os demais, o que leva a não considerá-lo, quando se deseja mensurar a capacidade de transferência de um ponto ou região da rede para outro ponto ou outra região.

A revisão das atuais capacidades utilizadas no programa nodal, que refletem em sua maioria o limite térmico, é oportuna visto que não é conveniente adotar uma capacidade que não está disponível e considerá-la como reserva. Na metodologia nodal, esta reserva é alocada para agente através da parcela “selo”.

## E. Alterações Estruturais

Dada a complexidade das metodologias que conseguem introduzir um sinal locacional e dada a volatilidade observada desta tarifa ao longo do tempo, foram sugeridas pelo CNPE em final de 2002, as seguintes modificações na tarifa de transmissão:

- Tarifa “selo” para as usinas hidroelétricas
- Tarifa nodal não ajustada para as usinas termelétricas
- Retirada da oscilação anual das tarifas

O não tratamento isonômico entre os agentes de geração, seja qual for a origem do combustível, não é aceitável. O pagamento de uma tarifa de transporte maior para as usinas hidráulicas reflete diretamente a sua distância aos centros de carga imputando um maior investimento na rede de transmissão. O problema não está na tarifa de transmissão, mas nas condições de financiamento do setor de geração e na amortização já realizada nas usinas existentes.

A utilização das tarifas nodais com o centro geométrico distante do centro de carga, onde a usina termelétrica vai se instalar, não estimula a construção das centrais térmicas devendo ser utilizada uma alternativa de vários centros geométricos conforme será apresentado no próximo item.

A sugestão de minimizar a volatilidade da tarifa torna-a constante para cada agente em função do momento em que este solicita o acesso, não reflete a dinâmica da rede, mas apenas a visão do investidor que quer minimizar o seu risco. Se a metodologia de tarifação é transparente assim como o planejamento da rede, é facultada ao agente a simulação das tarifas no horizonte desejado podendo avaliar o risco do investimento.

## IV. METODOLOGIA ALTERNATIVA PARA O NODAL

As regras atuais do MAE prevêm a presença de sub-mercado devido às restrições de transmissão. Apesar dos critérios para a definição das fronteiras destes sub-mercados não estarem bem sedimentados, principalmente devido à separação tradicional do sistema elétrico nas suas regiões geográficas, o tratamento da receita permitida através dos sub-mercados melhora a distribuição dos custos. Este tratamento se torna premente, principalmente, quan-



do a parcela “selo” é elevada fazendo com que existam subsídios entre os agentes que pertencem a cada sub-mercado diferentes. Esta alternativa não modifica a estrutura nodal atual e fica mais aderente aos aspectos dos sub-mercados.

### A. Redistribuição da receita permitida

Dado dois sub-mercados A e B, a receita permitida total para a rede de transmissão pode ser desmembrada em três parcelas conforme mostrado na Figura 2.

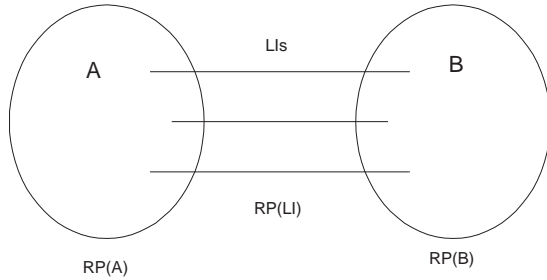


FIGURA 2: Repartição da receita

A receita permitida total ( $RPT$ ) representa a soma das receitas permitidas de cada sub-mercado acrescida da receita relativa às linhas de interligação ( $RP_{LI}$ ).

$$RPT = RP_A + RP_B + RP_{LI} \quad (6)$$

No programa nodal em uso pela ANEEL é informada apenas a RPT sendo necessário, portanto, desmembrar esta receita. Para isto, utilizam-se os custos padrões das linhas e equipamentos para obter as receitas para os sub-mercados A e B,  $RP'_A$  e  $RP'_B$ , e a receita para as linhas de interligação  $RP'_{LI}$ .

A partir destas receitas é possível obter cada parcela da receita total ajustada:

$$RP_A = RPT \frac{RP'_A}{RP'_A + RP'_B + RP'_{LI}}$$

$$RP_B = RPT \frac{RP'_B}{RP'_A + RP'_B + RP'_{LI}} \quad (7)$$

$$RP_{LI} = RPT \frac{RP'_{LI}}{RP'_A + RP'_B + RP'_{LI}}$$

Dois formas de distribuir a receita das linhas de interligação podem ser feitas: a primeira é distribuir proporcionalmente entre os sub-mercados e a segunda é deixar para que o mercado estabeleça o preço da capacidade das linhas. Esta capacidade da interligação pode ser negociada no curto-prazo e no longo-prazo. Neste último, seriam feitos contratos de direito de utilização da capacidade disponível para serem efetivados em um determinado período no futuro.

Na primeira forma, que foi utilizada neste trabalho, a

distribuição da receita das linhas de interligação seria incorporada às receitas dos sub-mercados também de forma proporcional.

### B. Cálculo das tarifas não ajustadas

A tarifação nodal pode ser desmembrada em duas fases: a primeira relativa ao cálculo das tarifas por barra como função direta dos CMA<sub>LP</sub> definidos pela Eq. (1) e a segunda relativa aos ajustes destas tarifas com a receita permitida total conforme Eq. (2). Com a separação da receita por sub-mercados, é necessário calcular as tarifas não ajustadas considerando esta segregação. O cálculo da tarifa em um sub-mercado considera os custos apenas dos circuitos pertencentes a este sub-mercado. As barras de interligação funcionam como barras de geração ou de carga quando o sub-mercado for importador ou exportador respectivamente. É importante frisar que a importação/exportação é de potência e não energia.

Na Figura 3 existem dois sub-mercados A e B. O sub-mercado A com três geradores de 100 MW pode exportar 100 MW para o sub-mercado B. O sub-mercado B possui dois geradores de 100 MW e três cargas de 100 MW, importando 100 MW de A.

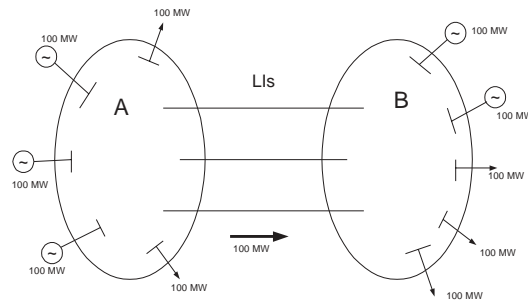


FIGURA 3: Sub-mercado exportador e importador

Note que os geradores de A suprem a carga de A e uma parcela das cargas de B. As cargas de A são supridas apenas pelos geradores de A. Pode-se dizer que, neste caso, os usuários da rede de transmissão contida no sub-mercado A são: os geradores de A, as cargas de A e parte das cargas de B. No caso das cargas de B, elas estariam representadas pelas linhas de interligação, ou seja, as barras de carga do sub-mercado B estariam refletidas nas barras de interligação de A. Para efetuar o cálculo das tarifas não ajustadas associadas ao uso dos circuitos do sub-mercado A, deve-se zerar os custos dos circuitos de B e das LIs. Da mesma forma, para obter as tarifas não ajustadas associadas ao uso dos circuitos do sub-mercado B, deve-se zerar os custos dos circuitos de A e das LIs.

### C. Cálculo das tarifas ajustadas

Com as tarifas não ajustadas, determina-se a receita não ajustada obtida em cada sub-mercado. Este cálculo é feito multiplicando-se a tarifa pelo montante de geração e

carga separando a parcela paga pelos agentes de geração e a outra paga pelos agentes de consumo. No exemplo da Figura 5, todos os geradores de A pagam sobre o total gerado assim como as cargas sobre o total consumido. Uma parcela das cargas do sub-mercado B paga pelo uso da rede do sub-mercado A. Dado que o intercâmbio é de 100 MW, cada carga de B contribui com 33,3 MW.

O mesmo raciocínio é feito para o sub-mercado B. As cargas e gerações de B pagam pelo uso da rede em B em função de suas potências consumidas e geradas respectivamente. Visto que os geradores de A exportam para B, estes também pagam tarifa do sub-mercado B. Neste caso, cada gerador paga um valor correspondente a 33,3 MW, pois a exportação de A para B totaliza 100 MW.

A partir desta regra, obtém-se a receita não ajustada para A e B. A tarifa final é obtida calculando-se o valor de ajuste  $g$  (Eq. 3) para cada sub-mercado. As tarifas ajustadas independem da barra de referência. É importante observar que nesta nova abordagem vão existir para cada barra do sistema um número de tarifas igual ao número de sub-mercados existentes.

### V. PRINCIPAIS RESULTADOS

Para testar a metodologia proposta, foi desenvolvido um programa computacional e simuladas as tarifas para o sistema elétrico brasileiro para o horizonte de 2002. Foram analisadas três configurações de sub-mercados conforme mostrado na Figura 4.

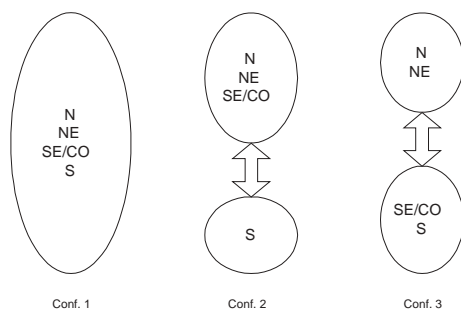


FIGURA 4: Configurações de Sub-mercados

A Tabela 1 apresenta os resultados para dois geradores e duas cargas nos sub-mercados Sul e Sudeste.

Ao analisar os resultados, verifica-se claramente a função do centro geométrico principalmente para as usinas do sub-mercado Sul. Para a Conf. 1, a usina de Uruguaiana, mais distante da região Sul, paga mais pois, neste caso o centro encontra-se mais afastado. Na Conf. 2, com o centro na região Sul, a tarifa é menor. Uma posição intermediária é observada para o caso de dois sub-mercados.

TABELA 1:

Tarifas nodais (R\$/MWhmês)				
	Potência(MW)	Conf. 1	Conf. 2	Conf. 3
Usinas				
Marimbondo	1488	2,032	2,46	1,125
Henry Borden	395	1,336	1,75	0,430
Uruguaiana	200	5,767	4,02	4,860
Salto Santiago	1420	3,707	1,97	2,801

### VI. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou os problemas associados à tarifa nodal e à dificuldade em intensificar o sinal locacional. Apresentou uma discussão sobre as sugestões do Comitê de Revitalização e suas conseqüências. Propôs uma adaptação à metodologia existente para ficar mais coerente com a concepção dos sub-mercados e minimizar o efeito da tarifa “selo”.

Foi constatado que a intensificação do sinal locacional requer a identificação dos agentes que compram e vendem energia, necessitando criar uma matriz de tarifas versus distâncias elétricas. Esta idéia já foi introduzida em 1992, mas foi abandonada a partir dos estudos do RE-SEB sob a alegação de que com a criação da bolsa de energia era imperativo que a metodologia de tarifação fosse independente das transações entre os agentes. É interessante observar que a maioria dos contratos de compra e venda não são realizados na bolsa, mas através de contratos bilaterais cuja identificação é direta dos agentes envolvidos.

### VII. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Professor Edson Luiz da Silva (coordenador do projeto de P&D pela Tractebel) pelas discussões e sugestões apresentadas no decorrer do trabalho

### VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

#### PERIÓDICOS:

- [1] D. Shirmohammadi, P.R.Gribik, E.T.K. Law, J.H. Malinowski, R. E. O'Donnel, “Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions”, *IEEE Trans on PWRs*, V. 4, N. 4, October 1989.
- [2] J W Marangon Lima, “Allocation of Fixed Cost: an Overview”, *IEEE Trans on PWRs*, Vol 11, N3, Aug 96

#### RELATÓRIOS TÉCNICOS:

- [3] Nota Técnica ANEEL, “Manual da Metodologia Nodal para Cálculo de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico”, Aprovado pela Res. ANEEL 281/99.
- [4] Relatório Progresso No. 4, Comitê de Revitalização, CGSE, CNPE, Novembro 2002. Disponível <http://www.energiabrasil.gov.br>.

#### ARTIGOS EM ANAIS DE CONFERÊNCIAS (PUBLICADOS):

- [5] M C Calviou, RM Dunnet, P H Plumtre, “Charging for the Use of Transmission System Using Marginal Cost Methods”, *Proc. 11th PSCC Conference*, pp. 385-391, Avignon France, Aug 30-Sep 4, 1993.