
ESTUDO COMPARATIVO DOS MÉTODOS NODAL E Z_{BUS} PARA ALOCAÇÃO DE CUSTOS PELO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Delberis Araujo Lima*
delberis@aluno.feis.unesp.br

Antonio Padilha-Feltrin*
padilha@dee.feis.unesp.br

*UNESP - Campus de Ilha Solteira
Av. Brasil 56, Ilha Solteira - SP
Fone: (18) 3743 1169

ABSTRACT

This work is addressed to study and to discuss two of the main methods to solve the network cost allocation to generators and demands. The Nodal method, that is based on power flow sensitivity with relation to power injected, and the method based on Z_{bus} network matrix, are presented and discussed. Results, analysis and conclusions are done, initially, with a 4-bus system, that allows a better interpretation of the method behaviors. In addition, results are taken from other two systems: the IEEE 24-bus and the IEEE 30-bus system are done.

KEYWORDS: Network Cost Allocation, Electricity Market, Transmission System.

RESUMO

Este trabalho é dedicado a estudar e discutir dois dos principais métodos para resolver o problema da alocação, para geradores e cargas, de custos pelo uso do sistema de transmissão. São apresentados e discutidos o método Nodal, que é baseado na sensibilidade do fluxo de potência com relação à potência injetada em cada barra, e o método baseado na matriz de rede Z_{bus} . Resultados, análises e conclusões foram realizados, inicialmente, com o sistema 4-barras, que permite que se obtenha uma melhor interpretação do comportamento

dos métodos. Em seguida, os métodos são analisados usando outros dois sistemas: os sistemas IEEE 24-barras e IEEE 30-barras.

PALAVRAS-CHAVE: Custo pelo uso da rede, Mercado de Eletricidade, Sistema de Transmissão.

NOMENCLATURA

a_{jk}^i Distância elétrica da barra i à linha $j - k$.

β Matriz de sensibilidade do fluxo de potência ativa com relação à potência injetada em cada barra.

β_{ij} Elemento ij da matriz de sensibilidade β .

C_{ap_j} Capacidade de transmissão, em MW, da linha j .

C^{Total} Custo do uso do sistema de transmissão.

C_D^{Total} Custo total do uso do sistema de transmissão alocado às cargas.

C_{Di} Custo do uso do sistema de transmissão alocado à carga i .

C_{Di}^{antes} Custo do uso do sistema de transmissão alocado à carga i , antes do ajuste.

C_G^{Total} Custo do uso do sistema de transmissão alocado aos geradores.

C_{Gi} Custo do uso do sistema de transmissão alocado ao gerador i .

Artigo submetido em 31/05/2007

1a. Revisão em 27/08/2007

2a. Revisão em 05/12/2007

Aceito sob recomendação do Editor Associado

Prof. Carlos A. Castro

C_{Gi}^{antes} Custo do uso do sistema de transmissão alocado ao gerador i , antes do ajuste.

C_i^{antes} Custo do uso do sistema de transmissão alocado à barra i , antes do ajuste.

C_{jk} Custo do uso da linha jk .

$Custo_j$ Custo de reposição do elemento j .

Δ_G Parcela de ajuste de custo do uso da rede, alocada aos geradores, para recuperar o custo do uso do sistema de transmissão.

Δ_D Parcela de ajuste de custo do uso da rede, alocada às cargas, para recuperar o custo do uso do sistema de transmissão.

E_j Tensão nodal na barra j .

F_j Fluxo de potência ativa na linha de transmissão j .

f_{1j} Fator de custo unitário da linha de transmissão j .

f_{2j} Fator de ponderação de carregamento da linha de transmissão j .

I_i Injeção de corrente nodal na barra i .

I_{jk} Corrente complexa na linha jk .

n Número de barras do sistema.

nl Número de linhas do sistema.

n_D Número de cargas do sistema.

n_G Número de geradores do sistema.

P_{ji} Fluxo de potência ativa na linha ji .

P_{jk}^i Fluxo de potência na linha jk devido à barra i .

P_{Dj} Potência ativa da carga j .

P_{Gi} Potência ativa do gerador i .

P_k Injeção de potência ativa na barra k .

\Re Indica a parte real de um número complexo.

r Resistência da linha de transmissão.

r_{Gi} Taxa de uso da rede do gerador i .

r_{Di} Taxa de uso da rede da carga i .

S_{jk} Potência complexa na linha jk .

U_{Di} Uso do sistema de transmissão devido à carga i .

U_{Gi} Uso do sistema de transmissão devido ao gerador i .

U_i Uso do sistema de transmissão devido à barra i .

U_{jk}^i Uso da linha jk devido à barra i .

U_l^i Uso da linha l devido à barra i . Também chamado U_{jk}^i .

x Reatância da linha de transmissão.

$y_{j \rightarrow k}$ Admitância da linha jk .

$y_{j \rightarrow k}^{sh}$ Admitância shunt da linha jk .

Z^{bus} Matriz de impedância nodal.

Z_{ki}^{bus} Elemento ki da matriz Z^{bus} .

1 INTRODUÇÃO

O custo pelo uso do sistema de transmissão pode ser interpretado como a receita referente a manutenção, planejamento e operação da infra-estrutura que envolve o sistema de transmissão. Cabe aos geradores e cargas, que são os usuários do sistema de transmissão, pagar pelo uso deste sistema. No Brasil, o custo do uso da transmissão para sistemas com tensões iguais ou superiores a 230 kV, TUST-RB (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão da Rede Básica), no período de 2005-2006, segundo (Aneel, 2006), ultrapassou os 6,3 bilhões de reais.

Um dos principais desafios na alocação dos custos pelo uso do sistema de transmissão é estabelecer um critério para separar estes custos entre geradores e cargas. De acordo com (Marangon, 1996) os métodos de alocação de custos pelo uso da rede devem, além de assegurar a qualidade do serviço de transmissão (controle de tensão, estabilidade estática e estabilidade a pequenos sinais, etc.), satisfazer um conjunto de condições para sua adequada aplicação:

1. não alocar valores negativos de custo aos agentes pelo uso da rede;
2. ter transparência no procedimento de alocação de custos;
3. possuir facilidade para promover a regulação;
4. emitir sinais econômicos com respeito a localização dos agentes na rede;
5. assegurar uma adequada remuneração no presente e em futuros investimentos de transmissão;
6. manter a continuidade tarifária do sistema.

Diferentes propostas para alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão surgiram nos últimos anos. O método Pro-rata, revisado em (Ilic et al., 1998) e (Kirschen and Strbac, 2004), considera custos alocados aos geradores e cargas

pelo uso de cada linha de transmissão de acordo com o montante de potência ativa produzido/consumido por cada gerador/carga.

Outros métodos, mais complexos, alocam custos pelo uso da rede baseando-se no fluxo de potência ativa provocado por geradores e cargas nas linhas de transmissão. Estes métodos utilizam o princípio da divisão proporcional, em que os fluxos atribuídos a cada gerador e carga nas linhas a "montante" determinam os fluxos das linhas a "jusante". Estes fluxos serão associados às suas origens e destinos, ou seja, aos geradores e cargas. Exemplos deste método podem ser encontrados em (Marangon, 1996), (Bialek, 1996), (Bialek, 1997), (Kirschen et al., 1997). Neste caso, a lei de Kirchhoff para corrente é satisfeita, mas não a lei de Kirchhoff para tensão.

O método de uso da rede apresentado em (Galiana et al., 2003) e (Gil et al., 2005), utiliza as Injeções Equivalentes Bilaterais (EBEs) para alocar custos pelo uso do sistema de transmissão. Para construir uma EBE atribui-se a cada demanda uma fração da geração e, da mesma forma, a cada geração atribui-se uma fração de cada demanda. A atribuição de custos pelo uso da rede é realizada considerando a proporção do fluxo de potência de cada EBE em cada linha, determinado a partir de um fluxo de potência DC.

O método Z_{bus} (Conejo et al., 2007), apresenta uma solução baseada na matriz de rede Z^{bus} e considera a injeção de corrente em cada barra. A combinação destes dois elementos (matriz Z^{bus} e injeções de corrente) determina uma medida de sensibilidade que indica qual a contribuição individual de cada injeção de corrente do sistema para formar o fluxo em uma linha de transmissão.

O método Nodal é utilizado no Brasil para alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão, sendo que é baseado na sensibilidade do fluxo ativo nas linhas em relação à injeção de potência ativa em cada barra. Este método pode ser encontrado em (Aneel, 2006).

Em um ambiente com o planejamento da expansão centralizado, é interessante usar métodos de alocação de custos que auxiliem a encontrar menores custos de expansão. Em ambientes em que os investimentos em geração e em transmissão/distribuição são feitos por agentes distintos, os únicos custos percebidos pelos investidores em geração são os custos de investimento e de operação das usinas, além dos encargos de uso da rede elétrica (custos pelo uso do sistema de transmissão, custo das perdas elétricas, etc). Assim, se as tarifas de uso dos sistemas elétricos refletirem os custos acarretados por cada agente na expansão da rede e, ainda, a variação dos custos operacionais do sistema, os agentes serão levados a tomar decisões de investimento que coincidem com os da expansão da rede a custo mínimo. Ao utilizar métodos que não possuem nenhuma relação com a rede elétrica (como

o método Pro-rata) a função de custos a ser minimizada pelos distintos agentes não estará em "sintonia" com a função de minimização de custos de expansão. Neste sentido, métodos que refletem a posição dos agentes na rede (como os métodos Nodal e Z_{bus}) são interessantes para unir os interesses de geradores e da rede elétrica, na minimização de custos em investimentos e operação.

O principal objetivo deste trabalho é realizar uma comparação sistemática entre o método Nodal, que é utilizado atualmente no Brasil, e outro método que tem recebido muita atenção recentemente: o método Z_{bus} . Os resultados apresentados pelo método Pro-rata foram incluídos no trabalho para que se tenha uma idéia do valor da alocação de custos pelo uso da rede com um método que não considera a rede elétrica.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: na seção 2 são apresentados, em detalhes, os métodos Nodal e Z_{bus} para alocação de custos pelo uso da rede; na seção 3 estes métodos são analisados utilizando o sistema teste 4-barras; nas seções 4 e 5 são analisados os resultados obtidos para os sistemas IEEE 24-barras e IEEE 30-barras. Finalmente, na seção 6 são apresentadas as conclusões sobre o estudo comparativo.

2 MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS PELO USO DA REDE

Sabe-se que o custo pelo uso da rede é fixo, e definido por um período, mas existem várias propostas para a alocação dos custos pelo uso da rede. Nesta seção estão descritos, em detalhes, o método Nodal e o método Z_{bus} .

2.1 Método Nodal

A metodologia aprovada pela ANEEL para cálculo do uso do sistema elétrico, baseia-se no conceito de tarifas nodais. Segundo esta metodologia o usuário paga os custos pelo uso da rede referente a sua localização no sistema elétrico. Detalhes sobre o método Nodal bem como um programa para cálculo dos encargos de cada agente do sistema, podem ser encontrados em (Aneel, 2006).

A medida que efetivamente caracteriza o custo pelo uso do sistema de transmissão alocado a cada agente é dada pela matriz de sensibilidade (β). Cada elemento desta matriz deve ser interpretado como a variação do custo do uso sistema de transmissão em cada linha, quando se varia a potência injetada em cada barra. Para utilizar equações da rede elétrica considera-se que cada elemento desta matriz pode ser obtido pela sensibilidade do fluxo de potência na linha j com relação à potência injetada na barra i :

$$\beta_{ij} = \frac{\partial F_j}{\partial P_i} \quad (1)$$

Apesar desta medida de sensibilidade ser considerada o elemento principal no cálculo da alocação de custos pelo uso do sistema de transmissão, outros fatores também influenciam neste cálculo. Para entender como isto ocorre deve-se, inicialmente, separar o cálculo da alocação de custos em duas partes: antes e depois do ajuste (Aneel, 1999). O termo "ajuste", refere-se ao artifício utilizado no método Nodal para recuperar a totalidade dos custos do sistema de transmissão e alocar custos à barra de referência.

Antes do ajuste, o valor do custo pelo uso do sistema de transmissão alocado à uma barra i é dado pela seguinte expressão:

$$C_i^{antes} = \sum_{j=1}^{nl} \beta_{ij} * f_{1j} * f_{2j} \quad (2)$$

O fator f_{1j} , expresso em $R\$/MW$, representa o custo unitário do elemento j (linha de transmissão, transformador, etc). Este fator é obtido pelo custo de reposição do elemento j , com base anual, dividido pela capacidade de transmissão deste elemento. Assim:

$$f_{1j} = \frac{Custo_j}{Cap_j} \quad (3)$$

O fator f_{2j} é chamado fator de ponderação do carregamento do elemento j . A determinação deste fator segue a seguinte regra:

Se o fluxo da linha de transmissão j estiver abaixo de um limite pré-estabelecido, tem-se:

$$f_{2j} = 0 \quad (4)$$

Se o fluxo da linha de transmissão j estiver acima de um limite pré-estabelecido, tem-se:

$$f_{2j} = 1 \quad (5)$$

Se o fluxo da linha de transmissão j estiver em um valor intermediário (entre o máximo e mínimo pré-estabelecido) tem-se:

$$f_{2j} = \frac{F_j}{Cap_j} \quad (6)$$

Na expressão (2) a parcela ($f_{1j} * f_{2j}$) pode ser considerada um fator de ponderação aplicado a cada β_{ij} , a fim de obter um custo que posteriormente será repartido entre os agentes. Como, neste artigo, o principal interesse é obter valores proporcionais alocados a cada barra, e não valores absolutos, será usado o valor unitário para esta parcela ($f_{1j} * f_{2j} = 1$).

Assim, o cálculo do custo pelo uso da rede, antes do ajuste, pode ser aproximado para a seguinte expressão:

$$C_i^{antes} = \sum_{j=1}^{nl} \beta_{ij} \quad (7)$$

A indicação da alocação de custos pelo uso da rede aos geradores e cargas, respectivamente, é dada por:

$$C_{Gi}^{antes} = \sum_{j=1}^{nl} \beta_{ij} \quad (8)$$

$$C_{Di}^{antes} = - \sum_{j=1}^{nl} \beta_{ij} \quad (9)$$

Da forma como está apresentado (equação 8 e 9), o método Nodal não é capaz de recuperar o custo total do uso do sistema de transmissão. Além disso, como a sensibilidade dos fluxos nas linhas de transmissão com relação à barra de referência é zero, não haveria custos alocados à barra de referência (ambos os problemas ocorreriam ainda que os fatores f_{1j} e f_{2j} fossem levados em conta). Pelos motivos citados acima, as expressões (2), (8) e (9) carregam o super-índice *antes*, pois indicam os custos alocados aos geradores e cargas antes do ajuste. Assim, é feito um ajuste no cálculo do uso do sistema de transmissão para recuperar a totalidade dos custos pelo uso da rede e alocar custos à barra de referência. Dessa forma, o custo do uso da rede alocado a um gerador i qualquer é dado por:

$$C_{Gi} = C_{Gi}^{antes} + \Delta_G \quad (10)$$

Em que:

$$\Delta_G = \frac{C_G^{Total} - \sum_{i=1}^{n_G} (C_{Gi}^{antes})(P_{Gi})}{\sum_{i=1}^{n_G} P_{Gi}} \quad (11)$$

Analogamente, o uso da rede para uma carga i qualquer é:

$$C_{Di} = C_{Di}^{antes} + \Delta_D \quad (12)$$

Em que:

$$\Delta_D = \frac{C_D^{Total} - \sum_{i=1}^{n_D} (C_{Di}^{antes})(P_{Di})}{\sum_{i=1}^{n_D} P_{Di}} \quad (13)$$

Este ajuste, além de alocar custos à barra de referência e recuperar o custo total do uso do sistema, torna o método dependente da potência gerada e consumida nas barras do sistema, o que contribui na comparação com outros métodos. O ajuste estabelece, também, que o custo alocado aos geradores e cargas seja dividido na proporção de 50%, visto que:

$$C_G^{Total} = \frac{C^{Total}}{2} \quad (14)$$

$$C_D^{Total} = \frac{C^{Total}}{2} \quad (15)$$

2.2 Método Z_{bus}

O método pode ser encontrado em (Conejo et al., 2007). Para entender o método Z_{bus} , considera-se, inicialmente, a potência complexa em uma linha de transmissão:

$$S_{jk} = E_j I_{jk}^* \quad (16)$$

Utilizando a matriz Z^{bus} e as admitâncias das linhas de transmissão, pode-se decompor a tensão E_j e a corrente na linha de transmissão I_{jk} em n termos, que representa o número de barras do sistema. Assim:

$$E_j = \sum_{i=1}^n Z_{ji}^{bus} I_i \quad (17)$$

$$I_{jk} = \sum_{i=1}^n a_{jk}^i I_i \quad (18)$$

Em que:

$$a_{jk}^i = (Z_{ji}^{bus} - Z_{ki}^{bus})y_{j \rightarrow k} + Z_{ji}^{bus} y_{j \rightarrow k}^{sh} \quad (19)$$

Substituindo (18) em (16), e tomando-se a parte real da potência complexa, tem-se:

$$P_{jk} = \Re\left\{\sum_{i=1}^n E_j a_{jk}^i I_i^*\right\}, \quad (20)$$

Ou, de outra forma:

$$P_{jk} = \sum_{i=1}^n \Re\{E_j a_{jk}^i I_i^*\} \quad (21)$$

Desta forma, o fluxo de potência ativa através de uma linha qualquer pode ser dividido e associado à corrente nodal em cada barra. Então, o fluxo de potência ativa através da linha jk associado a uma corrente i é:

$$P_{jk}^i = \Re\{E_j a_{jk}^i I_i^*\} \quad (22)$$

Pode-se determinar o uso da rede de transmissão usando a expressão (22), já que ela representa a parcela de contribuição do agente i para a linha $j - k$, bastando somar o efeito da barra i em cada linha da rede. Entretanto, como proposto em (Conejo et al., 2007), o termo a_{jk}^i representa a distância elétrica da barra i a linha $j - k$, medida na barra j . Como é desejado que este termo represente a linha de transmissão, e não somente um ponto desta linha, para o cálculo do uso da transmissão, deve-se tomar uma medida que represente melhor a linha de transmissão. Assim, propõe-se calcular o uso da linha de transmissão como a média da contribuição da barra i na linha de transmissão $j - k$, medido na barra j e medido na barra k . Assim:

$$U_{jk}^i = U_l^i = \frac{|P_{jk}^i| + |P_{kj}^i|}{2} \quad (23)$$

Para alocar custos pelo uso da rede, basta somar o uso de todas as linhas de transmissão e associá-las a barra i . Assim:

$$U_i = \sum_{l=1}^{nl} U_l^i \quad (24)$$

Para separar o uso do sistema de transmissão entre geradores e cargas que dividem a mesma barra, pode-se aplicar o procedimento abaixo:

Se a barra i possui somente geração, o uso da geração i é:

$$U_{Gi} = U_i \quad (25)$$

De outra forma, se a barra i contém somente uma carga, o uso da rede correspondente à carga i é:

$$U_{Di} = U_i \quad (26)$$

Se a barra i contém ambos, gerador e carga, o uso da rede correspondente ao gerador na barra i é:

$$U_{Gi} = [P_{Gi}/(P_{Gi} + P_{Di})]U_i \quad (27)$$

O uso da rede correspondente à carga na barra i é:

$$U_{Di} = [P_{Di}/(P_{Gi} + P_{Di})]U_i \quad (28)$$

3 EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Algumas premissas apresentadas na seção 1 indicam certo grau de subjetividade (como por exemplo, facilidade para promover a regulação e transparência no procedimento de alocação de custos). Entretanto, as premissas 4, 5 e 6 podem ser avaliadas com algumas análises como é apresentado nesta seção. Para ilustrá-las apresentam-se alguns testes referentes ao aspecto locacional, remuneração de novos investimentos e continuidade tarifária. Todos os testes são apresentados para os sistemas 4-barras, IEEE 24-barras e IEEE 30-barras. O sistema 4-barras, mostrado na figura 1, foi escolhido por ser um sistema didático, que facilita a visualização e análise dos resultados.

Por simplicidade, e para observar melhor os resultados, optou-se por um sistema que fosse o mais simétrico possível, em que todas as barras estão conectadas entre si. Todas as linhas têm exatamente o mesmo valor de resistência e reatância, $r = 0,01275 p.u$ e $x = 0,097 p.u$. O custo pelo uso do sistema de transmissão é resultado da soma do custo de cada linha de transmissão, $C^{Total} = 582,0 \$/h$. Este custo é obtido diretamente pela reatância das linhas de transmissão, $C_{jk} = 1000 \times x_{j-k} \$/h$. As potências injetadas e extraídas em cada barra são praticamente as mesmas para os geradores, aproximadamente 254,0 MW, e para as cargas, 250,0 MW. Os detalhes do fluxo de potência podem ser visualizados na figura 1.

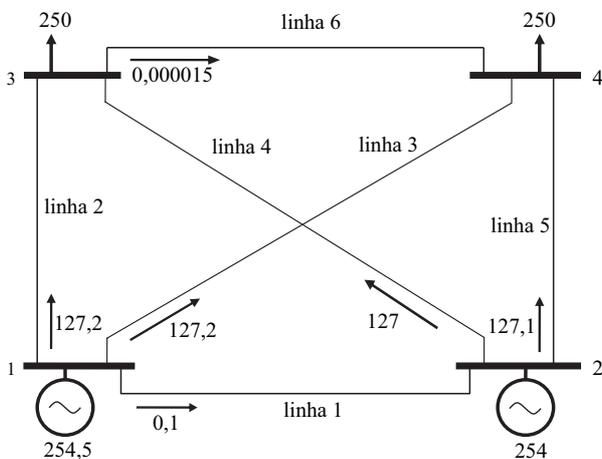


Figura 1: Sistema de 4 barras.

3.1 Aspecto locacional

A adequada remuneração, considerando aspectos locais, pode ser analisada observando os custos pelo uso da rede alocados no caso base (figura 1). Como se tem um sistema praticamente simétrico, e com gerações e cargas com valores próximos de potência, deve-se esperar que os custos pelo uso da rede de transmissão sejam praticamente os mesmos para todos os geradores e cargas do sistema. Neste cenário, os resultados apresentados pelos métodos Z_{bus} e Nodal deveriam ser o mais próximo possível dos resultados apresentados pelo método Pro-rata. A tabela 1 mostra o resultado do custo alocado a cada agente do sistema considerando o caso base. Os valores de custos apresentados na tabela 1 são obtidos multiplicando-se o uso da rede alocado a cada agente pelo custo do uso sistema de transmissão, neste caso 582,0 $\$/h$.

Tabela 1: Custo de transmissão alocado a cada barra.

Barra	Custo ($\$/h$)		
	Nodal	Z_{bus}	Pro-rata
1	52,26	145,42	145,86
2	238,74	145,20	145,63
3	145,50	145,69	145,25
4	145,50	145,69	145,25
Total	582,0	582,0	582,0

O método Z_{bus} apresenta resultados que podem ser considerados razoáveis, com custos de aproximadamente 145 $\$/h$ para cada agente (gerador ou carga), visto que o sistema é relativamente simétrico. Já o método Nodal apresenta resultados muito diferentes para os agentes do sistema, indicando um desequilíbrio entre as barras, o que, como se observa no método Pro-rata, não existe.

A questão locacional pode ser um pouco mais explorada, neste sistema, ao considerar uma variação no custo de uma das linhas de transmissão. Considerando, por exemplo, um aumento na reatância da linha 1 haverá aumento no custo da linha 1. Agora, a reatância e custo são: $x_{1-2} = 0,194 p.u$ e $C_{1-2} = 194 \$/h$, respectivamente, ou seja, o dobro dos valores em relação à situação inicial. A tabela 2 apresenta os resultados da alocação de custos pelo uso da rede na situação modificada.

Com a simulação proposta espera-se que todos os agentes eletricamente próximos à linha de transmissão modificada tenham uma maior sensibilidade à variação de custos desta linha. Neste caso, espera-se que os geradores 1 e 2 sofram as maiores variações de custos alocados a eles

Tabela 2: Custo de transmissão alocado a cada barra com aumento no custo da linha 1.

Barra	Custo (\$/h)		
	Nodal	Z_{bus}	Pro-rata
-			
1	45,82	180,22	169,89
2	293,68	179,95	169,61
3	169,75	159,41	169,75
4	169,75	159,41	169,75
Total	679,0	679,0	679,0

devido ao aumento no custo da linha 1. Um estudo semelhante pode ser visto em (Conejo et al., 2007), e é conhecido como *efeito proximidade*. De acordo com a tabela 2, apenas o método Z_{bus} faz a indicação correta do *efeito proximidade*, aumentando sensivelmente os custos alocados aos geradores 1 e 2, para aproximadamente 180 \$/h, devido a proximidade dos agentes com a linha 1. O método Nodal apresenta um aumento significativo no custo alocado ao gerador 2, 293,68 \$/h, mas uma diminuição no custo alocado ao gerador 1, o que, considerando *efeito proximidade*, não é uma indicação correta. O método Pro-rata, por não considerar a rede elétrica, aloca aproximadamente 169 \$/h a todas as barras do sistema. Neste caso, a indicação equilibrada dos resultados apresentada pelo método Pro-rata não é adequada, visto que provocou-se um desequilíbrio no sistema com o aumento no custo da linha 1.

3.2 Remuneração devido a novos investimentos

A adequada remuneração, considerando novos investimentos, pode ser observada, por exemplo, ao se introduzir dois novos geradores idênticos no sistema, conectados por linhas de transmissão idênticas a um mesmo agente do sistema. Neste caso, conectam-se dois novos geradores às barras 5 e 6, com potência gerada de 125 MW cada. Estas barras são conectadas por duas linhas de transmissão ligadas à barra 3. Os geradores 1 e 2 também tiveram suas potências alteradas para 131 MW e 125 MW, respectivamente. Neste caso as cargas são mantidas com potência demandada de 250 MW. A tabela 3 apresenta os custos alocados aos geradores e cargas considerando a nova configuração.

Neste caso, todos os métodos indicaram o mesmo custo alocado aos novos geradores (5 e 6), o que é correto. Entretanto, inserir os novos geradores neste sistema induz a um melhor posicionamento da carga 3, que agora esta "cercada" por geradores. Isto deveria implicar em uma diminuição de custos

Tabela 3: Custo de transmissão alocado com a introdução de dois novos geradores.

Barra	Custo (\$/h)		
	Nodal	Z_{bus}	Pro-rata
-			
1	13,64	102,27	101,55
2	104,58	97,33	95,48
3	194,00	136,05	194,00
4	194,00	184,08	194,00
5	134,89	128,78	95,48
6	134,89	128,78	95,48
Total	775,8	775,8	775,8

para esta carga com relação às outras barras do sistema com a mesma potência. Neste sentido, o método Z_{bus} faz a indicação mais correta, alocando um custo de 136,05 \$/h para a carga 3 e um custo de 184,08 \$/h para a carga 4, ambas com o mesmo consumo. O método Pro-rata e Nodal alocaram o mesmo custo para ambas as barras, 194,0 \$/h.

3.3 Continuidade tarifária

Uma análise importante dos métodos de alocação de custos pelo uso da rede, e que auxilia na indicação da estabilidade dos métodos com relação a sua continuidade tarifária, é a taxa de custo com relação à potência gerada ou consumida, r_G e r_D , respectivamente. As expressões 29 e 30 descrevem como obter estas taxas para geradores e cargas respectivamente.

$$r_{Gi} = \frac{C_{Gi}}{P_{Gi}} \quad (29)$$

$$r_{Di} = \frac{C_{Di}}{P_{Di}} \quad (30)$$

Esta análise é apresentada em (Galiana et al., 2003). Aqui, como apresentado (Galiana et al., 2003), buscam-se métodos que apresentem valores diferentes de taxas de custos para geradores e cargas, mas deseja-se que estas taxas não apresentem grandes diferenças entre si. Desta forma tem-se um método sensível às variações da rede, mas que não apresenta grandes variações de resultados com pequenas variações na rede elétrica. Na tabela 4 são mostrados os valores máximos e mínimos de taxas (dos geradores e cargas, obtidos do sistema base), a média aritmética de todas as taxas calculadas, o desvio médio das taxas e o nível de dispersão destas taxas

Tabela 4: Taxas estatísticas de uso da rede para geradores e cargas.

-	Nodal	Z_{bus}	Pro-rata
Máximo (\$/MWh)	0,95	0,57	0,57
Mínimo (\$/MWh)	0,21	0,58	0,58
Desvio médio	0,07	0,01	0,01
Média	0,58	0,58	0,58
Dispersão (%)	11,6	0,9	0,9

(calculado como a razão do desvio médio e a média aritmética das taxas).

Para o sistema 4-barras, considerando o caso base, o método Z_{bus} e o método Pro-rata apresentaram-se mais estáveis, visto que a dispersão observada nos resultados foi menor que 1%, enquanto o método Nodal apresentou uma dispersão de quase 12%.

4 AVALIAÇÃO DOS MÉTODOS USANDO O SISTEMA IEEE 24-BARRAS

Para observar os aspectos estudados no sistema 4-barras em um sistema maior, apresenta-se o sistema IEEE 24-barras, mostrado na figura 2 (IEEE-Task-Force, 1999). Inicialmente propõe-se estudar o caso base do sistema IEEE 24-barras (situação que representa o fluxo de potência convergido correspondente ao sistema 24-barras com carga máxima), e observar alguns aspectos referentes a questão locacional dos geradores na rede. Em seguida, observa-se o resultado da alocação de custos da transmissão considerando que novos agentes são introduzidos na rede elétrica e, posteriormente é feita uma análise dos métodos observando algumas medidas de dispersão estatísticas, com objetivo de verificar a continuidade tarifária.

4.1 Aspecto locacional

Para estudar questões relativas ao aspecto locacional apresenta-se, inicialmente, o resultado da alocação de custos para geradores e cargas, ilustrado nas figuras 3 e 4, respectivamente, referente ao caso base.

Observando a figura 3, os três maiores custos, considerando o método Nodal, são alocados para os geradores 13, 18 e 23. A indicação de maiores custos para o gerador 23 parece adequada, pois este gerador possui a maior injeção líquida do sistema (600 MW). Além disto, este gerador encontra-se próximo a outros importantes geradores e relativamente dis-

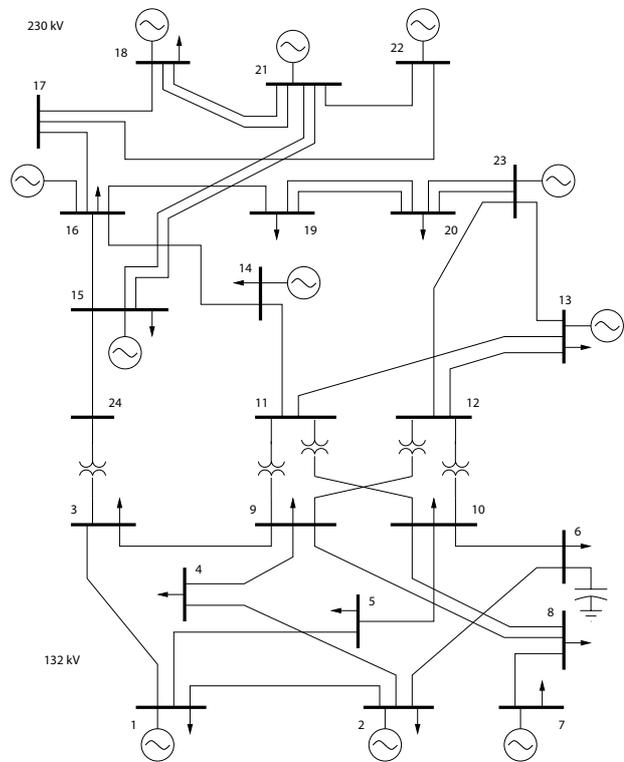


Figura 2: Sistema de RTS IEEE 24-barras.

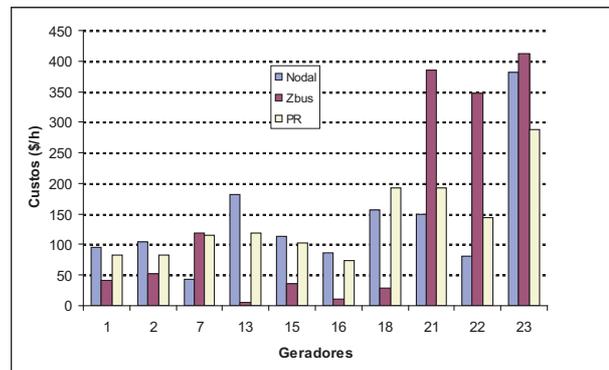


Figura 3: Alocação de custos para os geradores.

tante de importantes centros de consumo do sistema, o que sinaliza para um elevado uso do sistema de transmissão por parte deste gerador. Entretanto, a indicação do método aos geradores 13 e 18 pode ser contestada, visto que estes geradores apresentam valores relativamente baixos de potência injetada. Além disto, como o gerador 13, está localizado na barra de referência e, por isto, nota-se uma grande interferência do fator de ajuste nos resultados. Para o método Z_{bus} os três maiores custos de geração foram alocados para as barras 21, 22 e 23. Este resultado pode ser considerado razoável pois estas barras apresentam as maiores injeções líquidas do

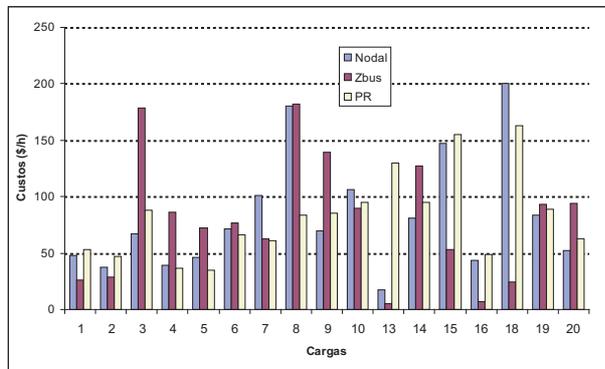


Figura 4: Alocação de custos para as cargas.

sistema e, além disto, estão relativamente distantes das principais cargas do sistema. Para o método Pro-rata, os maiores custos estão alocados para os geradores 18, 22 e 23 que possuem as três maiores gerações do sistema.

Observando a figura 4, os três maiores custos, considerando o método Nodal, são alocados para as cargas 8, 15 e 18. A indicação da carga 8 parece adequada por tratar-se de uma das maiores extrações líquidas do sistema e de uma carga relativamente distante do principal centro de injeções líquidas do sistema (geradores 21, 22 e 23). Já a indicação das cargas 15 e 18 pode ser contestada, visto que estas cargas estão relativamente próximas ao principal centro de injeção líquida do sistema. Além disto, as barras 15 e 18 possuem um valor relativamente baixo de extração líquida, ou seja, são cargas que apresentam uma contribuição relativamente menor para o aumento do custo do uso do sistema de transmissão. Para o método Z_{bus} , os três maiores custos foram alocados para as cargas 3, 8 e 9. Este resultado pode ser considerado razoável devido ao alto valor relativo de extração líquida destas cargas e sua distância elétrica do principal centro de injeções líquidas do sistema. As cargas com maior potência consumida (13, 15 e 18) tiveram os maiores custos alocados pelo método Pro-rata.

4.2 Novos investimentos

A adequada remuneração, considerando novos investimentos, pode ser observada, por exemplo, ao se introduzir dois novos geradores idênticos no sistema por linhas de transmissão idênticas conectadas a um mesmo agente. Neste caso, conectam-se dois novos geradores às barras 25 e 26, com potência gerada de 25 MW. Estas barras são conectadas por duas linhas de transmissão ligadas à barra 24. As novas linhas de transmissão são idênticas à linha 21-22, que possui um custo de 67,8 \$/h. A alocação de custos para geradores e cargas, respectivamente, considerando a nova configuração, está apresentada nas figuras 5 e 6.

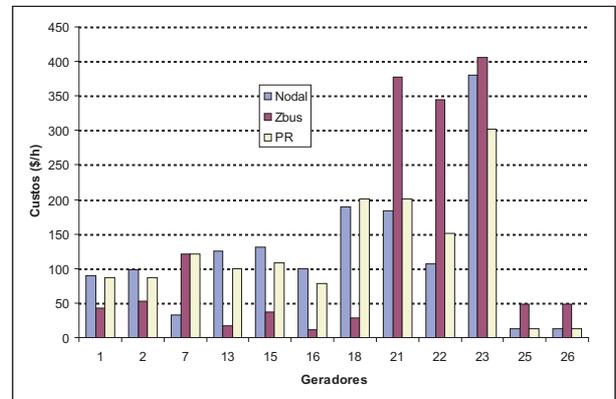


Figura 5: Alocação de custos para os geradores.

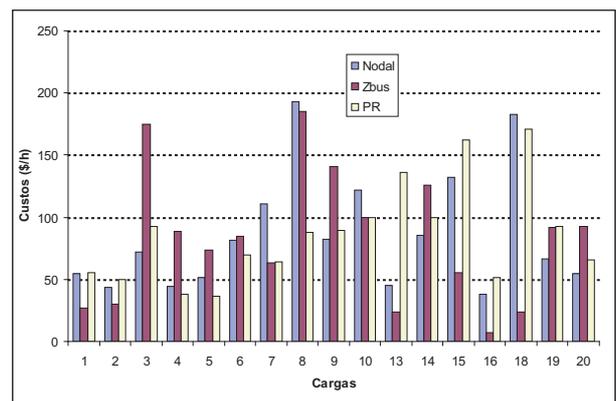


Figura 6: Alocação de custos para as cargas.

O custo resultante da soma das novas linhas de transmissão é de 135,6 \$/h. Primeiro, é esperado que os métodos apresentem resultados iguais de alocação de custos pelo uso da rede aos geradores 25 e 26, o que de fato ocorre. Este fato se explica por se tratar de geradores idênticos conectados, por linhas idênticas, à mesma barra do sistema. Segundo, espera-se que a maior parte dos custos devido aos novos investimentos na transmissão sejam alocados aos novos geradores (localizados nas barras 25 e 26). Esta afirmação pode ser defendida pelo fato do novo investimento da transmissão (linhas 24-25 e 24-26) só se justificar para conectar os novos geradores no sistema. Neste sentido, o método Z_{bus} faz a indicação mais correta, alocando a maior parte dos custos aos novos geradores do sistema, com quase 50,0 \$/h para cada gerador. Já os métodos Nodal e Pro-rata indicaram uma maior distribuição de custos pelos novos investimentos entre todos os geradores e cargas do sistema, com um custo de aproximadamente 12,0 \$/h para cada novo gerador. Neste caso, este resultado não pode ser considerado razoável.

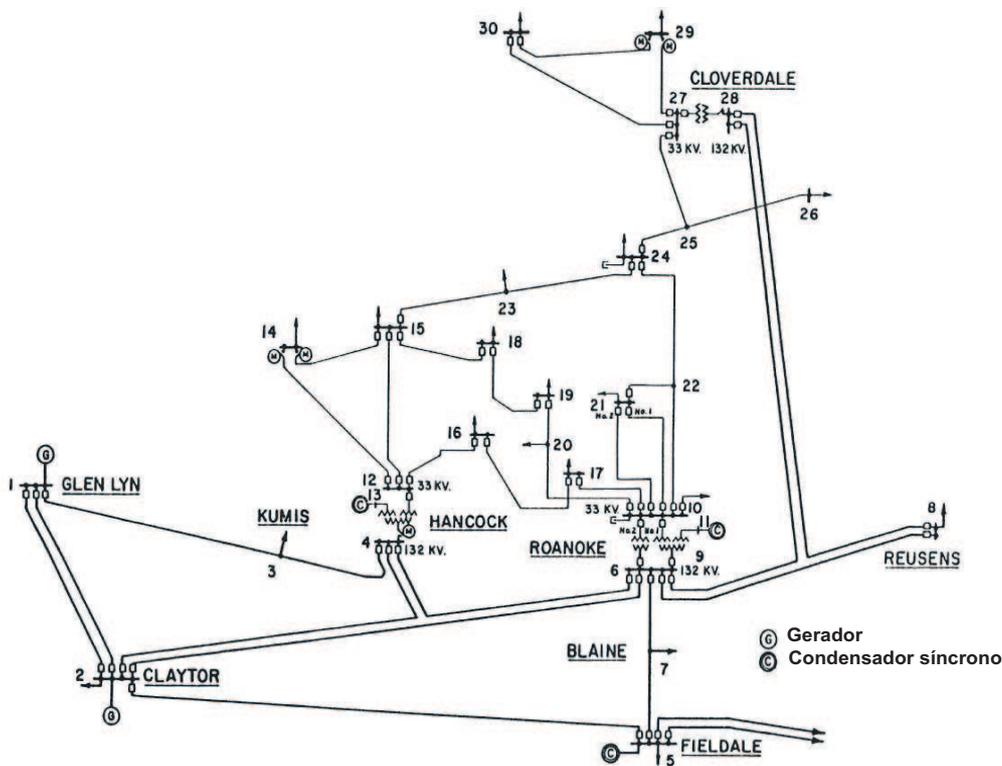


Figura 7: Sistema IEEE 30-barras.

4.3 Continuidade tarifária

Na tabela 5 são mostrados os valores máximos e mínimos de taxas, dos geradores, obtidos do sistema base, a média aritmética de todas as taxas calculadas para cada gerador, o desvio médio das taxas e o nível de dispersão destas taxas (calculado como a razão do desvio médio e a média aritmética das taxas) para cada método. Na tabela 6 estão apresentadas as mesmas informações da tabela 5, mas com as medidas estatísticas calculadas para as cargas.

Neste estudo deseja-se que os resultados apresentem o me-

Tabela 5: Taxas estatísticas de uso da rede para os geradores.

-	Nodal	Z_{bus}	Pro-rata
Máximo (\$/MWh)	0,72	1,13	0,47
Mínimo (\$/MWh)	0,16	0,02	0,47
Desvio Médio	0,14	0,32	0,0
Média	0,53	0,27	0,47
Dispersão (%)	26,0	119,0	0,0

Tabela 6: Taxas estatísticas de uso da rede para as cargas.

-	Nodal	Z_{bus}	Pro-rata
Máximo (\$/MWh)	1,06	1,16	0,48
Mínimo (\$/MWh)	0,07	0,02	0,48
Desvio Médio	0,15	0,30	0,0
Média	0,42	0,48	0,48
Dispersão (%)	37,0	62,0	0,0

nor nível de dispersão possível, ou seja, que os resultados se aproximem dos resultados obtidos com o método Pro-rata. Este fato indicaria que os métodos apresentam relativa estabilidade nas tarifas, o que significa que pequenas variações provocadas no sistema de transmissão não implicam em grandes variações nas tarifas de custos pelo uso do sistema de transmissão. De acordo com os resultados apresentados nas tabelas 5 e 6, o método Nodal apresentou menores dispersões para geradores e cargas, 26% e 37%, respectivamente, quando comparado ao método Z_{bus} , que apresentou valores relativamente maiores, 119% e 62%, para os geradores e cargas, respectivamente.

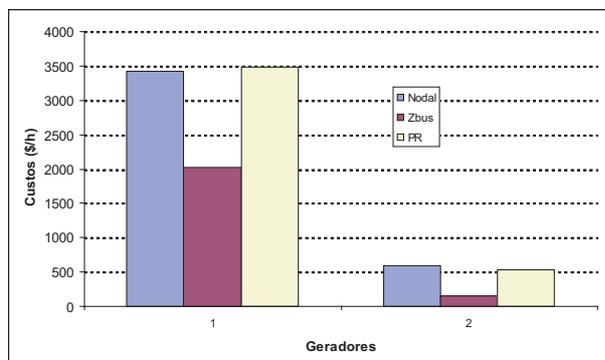


Figura 8: Alocação de custos para os geradores.

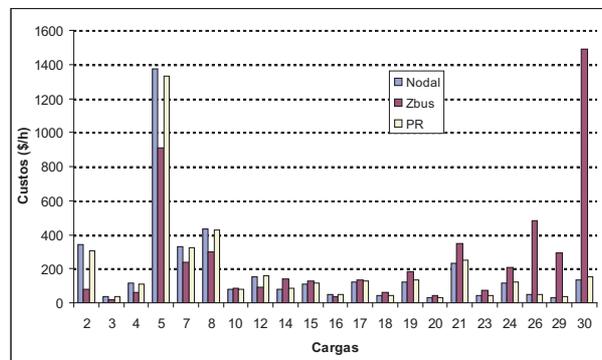


Figura 9: Alocação de custos para as cargas.

5 AVALIAÇÃO DOS MÉTODOS USANDO O SISTEMA IEEE 30-BARRAS

Para que tenhamos uma adequada generalização das análises feitas para os sistemas 4-barras e IEEE 24-barras, utiliza-se agora o sistema IEEE 30-barras (Christie, 2007), apresentado na figura 7. Serão feitos estudos relacionados a questão locacional, novos investimentos (com a inserção de novos geradores em diferentes pontos do sistema) e continuidade tarifária.

5.1 Aspecto locacional

Para estudar questões relativas ao aspecto locacional apresenta-se, inicialmente, o resultado da alocação de custos para geradores e cargas, ilustrado nas figuras 8 e 9, respectivamente, referente ao caso base.

Observando-se a figura 8 nota-se um alto custo pelo uso da rede alocado ao gerador 1 em relação ao gerador 2, para todos os métodos. Isto ocorre, primeiro, pelo fato do gerador 1 apresentar a maior potência gerada do sistema (263,8 MW), enquanto o gerador 2 tem uma potência gerada de 40 MW e uma injeção líquida de 18,3 MW. Entretanto, para o método Z_{bus} , a relação entre o custo alocado ao gerador 1 e o custo alocado ao gerador 2 é relativamente maior que para os outros métodos. Isto se deve ao fato de que o gerador 2 encontrar-se relativamente próximo às cargas 5 e 7, que são duas das principais cargas do sistema, com 94,2 MW e 22,7 MW de consumo, respectivamente.

A indicação locacional, observada no método Z_{bus} para os geradores, fica mais evidente ao se observar os resultados da figura 9. Apesar da carga 5 apresentar um alto custo de uso da rede para todos os métodos, chama a atenção o resultado da alocação de custos, pelo método Z_{bus} , às cargas 26, 29 e 30, com consumos de 3,5 MW, 2,5 MW e 10,6 MW, respectivamente. Apesar de não estarem entre as principais cargas

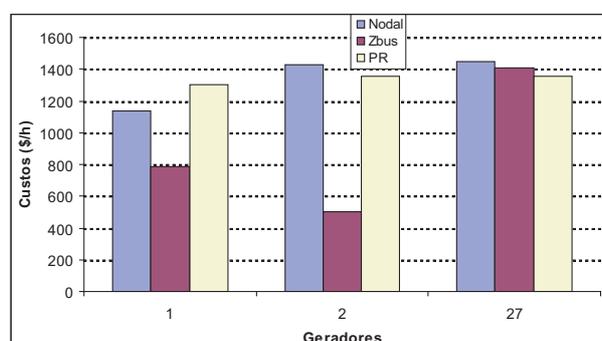


Figura 10: Alocação de custos para os geradores.

do sistema, estas cargas apresentaram um alto custo pelo uso da rede. A explicação para este fato é que estas cargas estão eletricamente distantes dos geradores no sistema com relação a outras cargas.

5.2 Novos investimentos

Para que haja um maior equilíbrio entre geradores no sistema, modifica-se a potência gerada dos geradores 1, de 242 MW para 96 MW, e do gerador 2, de 40 MW para 100 MW. Além disto é inserido um gerador na barra 26 com potência igual a 100 MW. As figuras 10 e 11 apresentam os resultados da alocação de custos para geradores e cargas para a nova configuração de geradores no sistema.

Com a nova configuração de geradores, verifica-se que os resultados apresentados pelo método Nodal se aproximaram dos resultados apresentados pelo método Pro-rata. Além disto, o método indicou um aumento no custo alocado ao gerador 2 em relação ao gerador 1. Esta indicação não parece razoável, considerando que o gerador 2 ainda manteve-se eletricamente próximo as principais cargas do sistema em relação aos demais geradores. Neste sentido, o método Z_{bus} faz uma indicação correta, alocando custos menores ao gera-

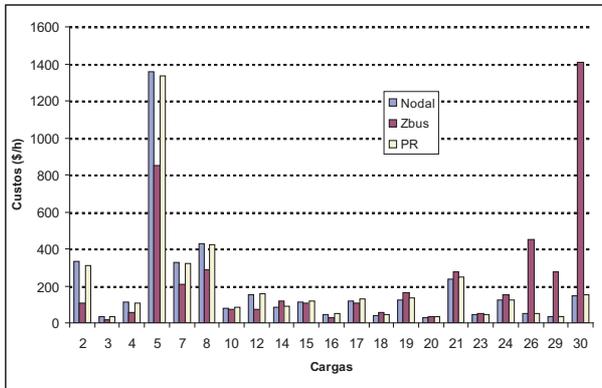


Figura 11: Alocação de custos para as cargas.

dor 2.

A correta indicação do método Z_{bus} também pode ser vista na alocação de custos às cargas. Por exemplo, observando as cargas 26, 29 e 30 nota-se que, apenas com o método Z_{bus} , houve uma diminuição de custos alocados para estas cargas, com relação ao caso base. Esta correta indicação do método Z_{bus} também pode ser observada em outras cargas do sistema, como para a carga 5, por estar eletricamente próxima ao gerador 2, apresentou uma diminuição significativa no custo pelo uso do sistema de transmissão com relação ao caso base.

5.3 Continuidade tarifária

Na tabela 7 são mostrados os valores máximos e mínimos de taxas, dos geradores, obtidos do sistema base, a média aritmética de todas as taxas calculadas para cada geradores, o desvio médio das taxas e o nível de dispersão destas taxas (calculado como a razão do desvio médio e a média aritmética das taxas) para cada método. Na tabela 8 estão apresentadas as mesmas informações da tabela 7, mas com as medidas estatísticas calculadas para as cargas.

Tabela 7: Taxas estatísticas de uso da rede para os geradores.

-	Nodal	Z_{bus}	Pro-rata
Máximo (\$/MWh)	14,72	7,66	13,20
Mínimo (\$/MWh)	12,97	3,77	13,20
Desvio Médio	0,88	1,95	0,00
Média	13,85	5,72	13,20
Dispersão (%)	6,32	34,03	0,0

Tabela 8: Taxas estatísticas de uso da rede para as cargas.

-	Nodal	Z_{bus}	Pro-rata
Máximo (\$/MWh)	15,78	140,66	14,15
Mínimo (\$/MWh)	12,50	3,77	14,15
Desvio Médio	0,72	29,26	0,0
Média	13,28	15,72	14,15
Dispersão (%)	5,44	186,12	0,0

Como se observa nas tabelas 7 e 8, o método Z_{bus} apresentou um elevado nível de dispersão, com 34,03 % para os geradores e 186,12 % para as cargas. Este elevado nível de dispersão acompanhou os resultados apresentados para o sistema IEEE 24 barras, com o qual podemos intuir que esta parece ser uma tendência apresentada pelo método, ainda que, para o caso mais didático (sistema 4-barras), o nível de dispersão não tenha sido elevado. Já o método Nodal manteve um nível de dispersão bastante razoável para os sistemas IEEE 24-barras e IEEE 30-barras. Além disto os resultados apresentados nos diferentes testes indicaram uma tendência do método Nodal de aproximar-se do método Pro-rata, o que, nos leva a pensar, que este método apresenta um nível de estabilidade maior que o método Z_{bus} .

Entretanto, deve-se explicar porque o método Z_{bus} apresenta maior estabilidade que o método Nodal para o sistema 4-barras. A explicação está no fato do sistema 4-barras ser um sistema praticamente simétrico. Como foi possível verificar em todos os sistemas apresentados, o método Z_{bus} mostrou-se um excelente observador de desequilíbrios, apontando as barras potenciais a produzir um aumento no custo do uso do sistema de transmissão. Esta observação de desequilíbrios se deve principalmente ao fator a_{jk}^i , que mede a distância elétrica da barra i à linha $j - k$ e dá o caráter locacional ao método. Como não havia desequilíbrio no sistema 4-barras o método parecia indicar maior estabilidade. Já o método Nodal, ao contrário, apresenta maior estabilidade quando o fator de ajuste (f_{3j}), que aloca custos à barra de referência, recupera o custo total do uso do sistema e pulveriza os resultados por um número maior de barras do sistema (por isto a tendência dos resultados aproximarem-se dos resultados obtidos com o método Pro-rata) é mais significativo. Este fenômeno se observa nos sistemas IEEE 24-barras e IEEE 30-barras.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho apresentou-se uma comparação de dois dos principais métodos de alocação de custos pelo uso da rede de transmissão conhecidos na literatura e em aplicações reais. Uma análise das principais características de cada método e a

recomendação para diferentes situações foram apresentadas.

O método Z_{bus} , mostrou-se mais eficiente que o método Nodal no que diz respeito ao aspecto locacional e bom desempenho no que concerne a alocação de custos de novos investimentos. Entretanto, para os sistemas IEEE 24-barras e IEEE 30-barras, o método indicou relativa instabilidade quando comparado ao método Nodal, o que pode comprometer a desejada continuidade tarifária.

Já o método Nodal, não demonstrou um bom desempenho no que diz respeito ao aspecto locacional, mas mostrou-se mais estável que o método Z_{bus} , com valores baixos de dispersão entre as barras do sistema. Esta é uma característica desejada, pois é um indicador importante de continuidade tarifária.

Portanto, a aplicação de um ou outro método fica condicionada a alguns fatores. Caso deseje-se um método estável ao longo do tempo com relação às tarifas do sistema, deve-se utilizar o método Nodal. Caso deseje-se utilizar um método com boa indicação com relação ao aspecto locacional e novos investimentos pode-se utilizar o método Z_{bus} .

7 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Fapesp, projeto número 07/01543-7, pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- Aneel (1999). *Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos*, Nota Técnica 003/1999-SRT/ANEEL. Disponível em: www.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Metodologia_completa.pdf.
- Aneel (2006). *Agência Nacional de Energia Elétrica*, Acesso online em outubro de 2006. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.
- Bialek, J. (1996). Tracing the flow of electricity, *IEE Proc-Gen. Transmission Distribution* **143**(4): 313–320.
- Bialek, J. (1997). Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access, *IEEE Trans. on Power Systems* **12**: 52–60.
- Christie, R. (2007). *30 Bus Power Flow Test Case*, Acesso online em setembro de 2007. Disponível em www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm.
- Conejo, A. J., Contreras, J., Lima, D. A. and Padilha-Feltrin, A. (2007). Z_{bus} Transmission Network Cost Allocation, *IEEE Trans. Power Systems* **22**(1): 342–349.
- Galiana, F. D., Conejo, A. J. and Gil, H. A. (2003). Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges, *IEEE Trans. on Power Systems* **18**: 1425–1431.
- Gil, H. A., Galiana, F. D. and Conejo, A. J. (2005). Multi-area Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges, *IEEE Trans. on Power Systems* **20**: 1293–1301.
- IEEE-Task-Force (1999). The IEEE Reliability Test System 1996, *IEEE Trans. on Power Systems* **14**(3): 1010–1020.
- Ilic, M., Galiana, F. D. and Fink, L. (1998). *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*, Norwell, MA.
- Kirschen, D. S., Allan, R. N. and Strbac (1997). Contribution of individual generators to loads and flows, *IEEE Trans. on Power Systems* **12**(1): 52–60.
- Kirschen, D. S. and Strbac, G. (2004). *Fundamental of power system economics*, Chichester, U.K, Wiley.
- Marangon, J. (1996). Allocation of transmission fixed charges: An overview, *IEEE Trans. on Power Systems* **11**(3): 1409–1414.