



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

GPL - 28
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VII
GRUPO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

TARIFAÇÃO DE REDES DE GÁS E ENERGIA ELÉTRICA: INFLUÊNCIA NA TOMADA DE DECISÃO DOS AGENTES

Mabel Scianni Morais, José Wanderley Marangon Lima*

INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA, UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

RESUMO

A introdução da competição na geração e comercialização de eletricidade tem sido o principal foco de muitas experiências de reestruturação ao redor do mundo. O livre acesso à rede de transmissão e uma tarifa regulada de forma justa têm sido as chaves para o desenvolvimento do mercado de eletricidade. Paralelo à indústria de eletricidade, os negócios do gás natural têm grande interação com o mercado de eletricidade em termos de consumo de combustível e conversão de energia. Dado que as atividades monopólicas de transmissão e distribuição são muito similares ao transporte de gás natural através de gasodutos, a regulação econômica relacionada à rede de gás natural deveria ser coerente com a transmissão. Este artigo mostra a aplicação dos principais métodos de tarifação da transmissão aplicados à rede de gás. Equações de regime permanente são desenvolvidas para adequar os vários métodos de precificação. Alguns exemplos clareiam os resultados, em termos de investimentos para centrais térmicas de geração e para consumidores finais, quando métodos de tarifação combinada são usados para as redes de gás e de transmissão de energia, mostrando que as sinergias entre as indústrias de gás e eletricidade deveriam ser adequadamente consideradas, ou sinais econômicos errados são enviados para os investidores do mercado.

PALAVRAS-CHAVE

Regulação Econômica, Mercado de Eletricidade, Rede de Gás Natural, Rede de Transmissão, Tarifas de Transporte.

1.0 - INTRODUÇÃO

O ambiente internacional tem mudado dramaticamente desde o início dos anos 90. A introdução de um mercado competitivo na geração e na comercialização de eletricidade tem como objetivo principal a busca de maior eficiência econômica do que a encontrada no ambiente passado, centralizado e monopolista.

O livre acesso à rede de transmissão e tarifas reguladas justas são as chaves do desenvolvimento do mercado de eletricidade. Muitas metodologias têm sido propostas para tarifar as redes de transmissão a fim de dar razoáveis sinais econômicos aos investidores do mercado de eletricidade [1]. Estes métodos; tais como MW-milha, custo marginal por barra e outros, usualmente incorporam a natureza espacial do sistema de transmissão; dando a oportunidade para os geradores e para os agentes consumidores localizar suas unidades de geração e carga nos locais mais apropriados. Para aqueles agentes que já estão localizados, há uma oportunidade de influenciar no plano de expansão da transmissão para minimizar as tarifas de transporte.

Do lado da geração, especialmente para centrais térmicas, localizar os ativos onde sua produção será mais valorizada é de crucial importância para o retorno dos investimentos da empresa. Além da tarifa de transmissão e do custo de investimento da planta, uma importante porção do custo total é o custo do combustível, similares com a rede de transmissão de eletricidade. Portanto, condições de suprimento de combustível, bem como restrições na capacidade de geração e transmissão, devem ser simultaneamente levadas em consideração no processo de decisão de investimento. Sinergias entre sistemas de eletricidade e gás natural devem ser identificadas e economicamente quantificadas a fim de que decisões integradas possam trazer vantagens aos

*Avenida BPS, 1303, Bairro Pinheirinhos - Itajubá - MG - BRASIL
Tel.:(035) 3629-1254 - Fax: (035) 3629-XXXX – e-mail: morais@iee.efei.br

investimentos das empresas. A longo prazo, as decisões são altamente inter-dependentes nos subsistemas de gás e eletricidade, o que justifica uma análise integrada [2]. Portanto, a regulação econômica da transmissão de eletricidade e do transporte de gás deveria ser realizada conjuntamente.

Este artigo irá descrever e aplicar metodologias de tarifação, propostas para a rede de transmissão, em combinação com a rede de gás. Métodos de tarifação da transmissão usualmente consideram as equações de fluxo de potência, isto é, o comportamento estático do sistema. Portanto, um método coerente para tarifar a rede de gás deveria também usar equações estáticas para o fluxo de gás através dos gasodutos.

Exemplos com o sistema brasileiro irá demonstrar a importância da regulação da tarifação tanto para o sistema de gás quanto para o de eletricidade. A regulação econômica das redes é crucial quando investimentos e custos de operação das unidades térmicas a gás natural estão sob análise. Para tais unidades, o gás natural representa a entrada e a eletricidade a saída do processo de produção.

2.0 - EQUAÇÕES EM REGIME PERMANENTE

2.1 Equações do gás natural

A equação de fluxo de gás através de um gasoduto pode ser descrita por uma expressão geral, derivada da equação de fluidos de Bernoulli [3], na qual um fator de compressibilidade Z funciona como fator de correção da não idealidade do comportamento deste fluido [4]. A equação geral para fluxo em regime permanente em um gasoduto horizontal é dada por:

$$Q_n = C \frac{T_n}{P_n} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{fSLTZ}} \quad (1)$$

onde:

$$C = \sqrt{\frac{\pi^2 R_{ar}}{64}} = \text{constante} \quad (2)$$

R_{ar} = constante relativa do ar (Nm/kg/K),

P_n = condição padrão de pressão (N/m²),

D = diâmetro interno do gasoduto (m),

S = gravidade específica do gás,

Z = fator de compressibilidade,

T_n = condição padrão de temperatura (K),

P, T = pressão (N/m²) e temperatura (K) do gás,

L = comprimento do gasoduto (m),

f = fator de atrito,

Q_n = fluxo no gasoduto (m³/s).

Para qualquer gasoduto k , a equação de fluxo do nó i ao nó j pode ser expressa pela seguinte equação:

$$\phi[(Q_n)_k] = K_k (Q_n^m)_k = \Delta P_k \quad (3)$$

onde:

$\phi[(Q_n)_k]$ = função de fluxo para o gasoduto k ;

K_k = constante do gasoduto k ;

ΔP_k = queda de pressão para o gasoduto k ;

Para baixa pressão:

$$\Delta P_k = p_i - p_j$$

$$p_i = \text{pressão absoluta no nó } i; \quad p_j = \text{pressão absoluta no nó } j.$$

Para média e alta pressão:

$$\Delta P_k = P_i - P_j$$

$$P_i = p_i^2, P_j = p_j^2$$

Diversas equações foram desenvolvidas para serem utilizadas na prática, envolvendo situações de baixa, média e alta pressão, tais como: Equação de Pole, Equação de Panhandle A e Panhandle B, Equação de Weymouth, dentre outras, que se diferenciam pelo fator de atrito, pelo valor da constante K e do expoente m . No entanto, estas equações não representam com precisão o comportamento do gás nos gasodutos. Com o objetivo de modelar com maior precisão o fluxo nos gasodutos, estudos levaram a uma nova equação para o fator de atrito, a ser utilizada na equação geral de fluxo, designada por Equação de Chen [5]:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left[\frac{\varepsilon/D}{3,7065} - \frac{5,0452}{N_{re}} \log \left[\frac{(\varepsilon/D)^{1,096}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{N_{re}} \right)^{0,8961} \right] \right] \quad (4)$$

onde:

ε/D =rugosidade relativa do duto
 N_{re} =número de Reynolds

A seguir é apresentado o método de simulação de fluxo de gás em redes malhadas. Quando os gasodutos são agregados, a equação (3) é usada e métodos tais como, Newton-nó, Newton-loop, e Newton loop-nó podem ser aplicados. Este último será usado neste artigo devido à sua boa característica de convergência [3].

O método Newton loop-nó essencialmente resolve o conjunto de equações de malha (5):

$$F(q) = B[\phi(Q)] \quad (5)$$

O conjunto de equações de malha (5) é simplesmente uma representação matemática da segunda lei de Kirchhoff, a qual estabelece que a soma das quedas de pressão ao longo da malha é igual a zero. As quedas de pressão ΔP são dadas pelo termo $\phi(Q)$, e a matriz de incidência ramo-loop B define os loops e os ramos em cada loop. O termo $F(q)$ é o conjunto de loop-erros que é igual a zero quando os valores reais de Q são encontrados. A solução das equações de malha requer que um conjunto de loops na rede seja definido previamente.

O método Newton loop-nó não resolve as equações de malha (5). Tais equações devem ser transformadas em um conjunto equivalente de equações nodais (6):

$$L = A_1[\phi'(\Delta P)] \quad (6)$$

onde:

$$\phi'(\Delta P) = Q, \quad \Delta P = -A^T P = \phi(Q)$$

e:

L = vetor de carga nos nós de carga, ΔP = vetor de quedas de pressão nos ramos,
 P = vetor de pressões nodais, A^T = matriz transposta de incidência ramo-loop,
 A_1 = matriz reduzida de incidência ramo-loop, $\phi(Q)$ = vetor de funções de fluxo,
 Q = vetor de fluxos nos ramos.

A transformação do conjunto de equações de malha para equações nodais é feita pela expansão do termo $\phi(Q)$ pela série de Taylor para aproximação de primeira-ordem. Resolvendo o conjunto de equações nodais, as pressões nos nós são então usadas para calcular os fluxos nos ramos da rede.

A modelagem dos compressores é feita aplicando o método Newton loop-nó. As estações compressoras são representadas por um par de nós auxiliares: o nó de entrada e o nó de saída. Em seguida, um corte é feito entre os nós auxiliares, considerando o nó de saída como referência. As equações utilizadas são as mesmas do método Newton loop-nó, adotando uma matriz de incidência A^* para a rede seccionada.

2.2 Equações da transmissão

As equações de fluxo DC para estimar o fluxo de potência na rede de transmissão podem ser utilizadas para fins tarifários. A equação (9) relaciona os ângulos de tensão nodal com as potências injetadas na rede.

$$[P] = -[B][\delta] \quad (7)$$

onde:

$[P]$ = vetor de injeções de potência,
 $[\delta]$ = vetor de ângulos de tensão nodal,
 $[B]$ = matriz de susceptância nodal.

A solução da equação (7) produz ângulos de tensão para a rede, que são usados para calcular os fluxos na linha:

$$f_l = b_{km}(\delta_k - \delta_m) \quad (8)$$

onde f_l é o fluxo de potência na linha l conectando os nós k e m , b_{km} é a susceptância da linha l .

A similaridade entre as redes de transmissão e de gás pode ser notada pelas equações de fluxo (3) e (8) e pelas equações matriciais (6) e (7).

3.0 - MÉTODOS DE TARIFICAÇÃO DE REDES DE TRANSMISSÃO E GÁS

Muitos métodos de tarifação da transmissão têm sido propostos desde o popular método "selo-postal". A maioria deles começa com o método MW-milha [6], o qual incorpora a distância como uma importante medida a ser considerada. Este método aloca a receita permitida da transmissão entre os usuários do sistema em proporção à "extensão de uso" dos recursos da transmissão [1]. Quatro métodos de tarifação da transmissão serão propostos

para uso em conjunto com a rede de gás: o tradicional Selo-Postal, o MW-milha, o Nodal e o método de Aumann-Shapley [6,7,8,9].

3.1 Mw-milha e Gás milha

O método MW-milha calcula o fluxo em cada circuito da rede causado pelo par geração-carga de cada agente baseado no modelo de fluxo de potência. Os custos são então alocados proporcionalmente à relação do fluxo de potência e da capacidade do circuito:

$$T(u) = \sum_{all\ k} C_k \frac{\Delta f_k(u)}{\bar{f}_k} \quad (9)$$

onde:

$$\begin{aligned} T(u) &= \text{tarifa de transmissão para o usuário } u, & C_k &= \text{custo do circuito } k, \\ \Delta f_k(u) &= \text{fluxo no circuito } k \text{ causado pelo agente } u, & \bar{f}_k &= \text{capacidade do circuito } k, \\ \sum_{all\ k} C_k &= \text{custo total da transmissão.} \end{aligned}$$

O fluxo $\Delta f_k(u)$ pode ser obtido por um modelo de fluxo de potência DC baseado no conjunto dado de injeções e retiradas de potência, que representa as transações do usuário u . Neste caso, é importante identificar os pontos de injeção e retirada de cada transação. Os fluxos nos circuitos são calculados usando as equações (7) e (8). Uma aproximação similar do MW-milha pode se aplicada à rede de gás. Para um agente u representado por uma injeção de gás no nó i e uma retirada no nó j , a variação do fluxo de gás, ΔQ , para cada gasoduto pode ser determinada considerando o caso com e sem a transação usando a equação de fluxo de gás. Com tal procedimento, obtemos as sensibilidades do fluxo de gás de cada gasoduto. Então, a tarifa Gás-milha do agente u é:

$$T_u = \sum_{k=1}^{n_r} (\Delta Q(k) \times CUG(k)) \quad (10)$$

onde:

$$\begin{aligned} CUG(k) &= \text{custo unitário do gasoduto } k, & n_r &= \text{número total de gasodutos na rede,} \\ \Delta Q(k) &= \text{variação do fluxo de gás no gasoduto } k \text{ devido a injeção de } 1 \text{ Mm}^3/\text{h} \text{ de gás no nó } i \text{ e retirada no} \\ & \text{nó } j. \end{aligned}$$

3.2 Método nodal

O método nodal também usa o fluxo de potência DC, mas não é necessário identificar as partes envolvidas de uma transação. Preços nodais são determinados independentemente dos pontos de injeção e retirada. O método usa a sensibilidade β_{kj} , relacionada à variação no fluxo de potência em um circuito k , devido à injeção de 1 MW no nó j . O custo marginal nodal no nó j , π_j , é determinado por:

$$\pi_j = \sum_{all\ k} \frac{C_k}{\bar{f}_k} (\beta_{kj} - \beta_{kr}) \quad (11)$$

β_{kr} é a sensibilidade do circuito k com relação ao nó de referência r . Em muitos dos casos as tarifas π não fornecem a receita permitida total (RP) para a rede de transmissão. Conseqüentemente, um ajuste ρ é necessário para igualar a receita. A equação (12) mostra como este ajuste pode ser introduzido.

$$\pi'_j = \pi_j + \frac{RP - \sum_{all\ i} \pi_i L_i}{\sum_{all\ i} L_i} \quad (12)$$

onde:

$$\pi'_j = \text{tarifa ajustada no nó } j, \quad L_i = \text{carga no nó } i.$$

Rearranjando a equação (12) obtém-se:

$$\pi'_j = \frac{RP}{\sum_{all\ i} L_i} + \frac{\sum_{all\ i} (\pi_j - \pi_i) L_i}{\sum_{all\ i} L_i} \quad (13)$$

onde:

$$(\pi_j - \pi_i) = \sum_{\text{all } k} \frac{C_k}{f_k} (\beta_{kj} - \beta_{ki})$$

O primeiro termo da equação (13) é a parcela selo-postal da tarifa e o segundo termo representa a oscilação devido à localização do nó.

Procedimento similar pode ser aplicado à rede de gás, baseado no conjunto de equações (6). β_{kj} representa para a rede de gás, a variação no fluxo de gás no gasoduto k causado pela injeção de 1 Mm^3 de gás no nó j . Um nó de referência também deve ser escolhido para se construir a matriz B de todas as sensibilidades β . É importante notar que todas as sensibilidades estão relacionadas ao caso base com todas as transações incorporadas.

De forma similar à transmissão, baseado na matriz B , nos custos unitários e no custo total da rede (receita), calcula-se o valor das tarifas pagas pelo gerador e pelo consumidor. Assim como na transmissão, calculamos tarifas diferenciadas para a fonte e para o consumidor, considerando 50% da receita para cada uma das partes.

As tarifas de carga e geração para o agente i são calculadas respectivamente por:

$$\pi'_C(i) = \frac{R + \sum_{j=1}^{n_b} \sum_{l=1}^{n_r} (\beta_{li} - \beta_{lj}) \times (C(l) / CAP(l)) \times dg(j)}{\sum dg} \quad (14)$$

$$\pi'_G(i) = \frac{R + \sum_{j=1}^{n_b} \sum_{l=1}^{n_r} (-\beta_{li} + \beta_{lj}) \times (C(l) / CAP(l)) \times g_{in}(j)}{\sum g_{in}} \quad (15)$$

onde:

$R = 50\%$ da receita total,

$n_r =$ número total de gasodutos,

$CAP(l) =$ capacidade do gasoduto l ,

$g_{in}(j) =$ gás injetado no nó j .

$n_b =$ número total de nós,

$C(l) =$ custo do gasoduto l ,

$dg(j) =$ gás retirado no nó j ,

Para a rede de gás, as sensibilidades β variam com o caso base, isto é, elas dependem do nível de consumo de gás. Esta dependência não existe na rede de transmissão devido à sua característica linear. Note-se que para propósitos tarifários é assumido o modelo de fluxo de potência DC enquanto para a rede de gás equações não-lineares são utilizadas. Portanto, o método nodal é restrito ao ponto de operação e pode apresentar alguma volatilidade se as condições operacionais mudam.

3.3 Alocação via Aumann-Shapley (TAS)

Para superar as desvantagens dos métodos convencionais de tarifação e otimizar economicamente o uso das instalações de gás e eletricidade, a metodologia de Aumann-Shapley, parte da Teoria de Jogos Cooperativos [7], é proposta para alocação dos custos de transporte e transmissão de gás e eletricidade respectivamente. A real situação da rede de transmissão é: todos os participantes do mercado compartilham dos recursos do sistema de transmissão e todos cooperam para obter os melhores benefícios possíveis. Cooperação no sentido de Teoria dos Jogos significa que cada parte comunica e coordena suas ações com o propósito de favorecer seus próprios interesses. Então, é possível definir o problema de alocação de custo como um jogo cooperativo. O mecanismo de precificação de Aumann-Shapley não somente assegura que a receita total coletada das cargas será igual ao custo para as redes de gás e eletricidade proverem o serviço, mas também garante uma divisão justa devido às suas propriedades de marginalidade. [7]

Para aplicar Aumann-Shapley na alocação de custos, as transações são divididas em N partes iguais e o custo marginal π_j dos nós são calculados para cada intervalo. Os custos marginais são então integrados em uma trajetória que vai do valor nulo ao valor efetivo da transação. Esta integração pode ser aproximada pelo somatório expresso por:

$$TR_j = \sum_{i=1}^N (\pi_j(i) l_j(i)) \quad (16)$$

onde:

$\pi_j =$ custo marginal no nó j para o intervalo i ,

$l_j =$ carga no nó j para o intervalo i .

Uma vez que a soma da receita coletada para todos os nós não é igual à receita permitida (RP), um ajuste δ necessita ser feito:

$$\delta = \frac{RP}{TR_j} \quad (17)$$

Então, a tarifa de Aumann-Shapley no nó j é ajustada para:

$$TAS_j = \pi_j \delta \quad (18)$$

Note-se que este método pode ser aplicado tanto para a rede de gás quanto para a de eletricidade mantendo em mente que $\pi_j(i)$ pode ser o custo marginal da rede de gás ou da rede de transmissão. Além disso, a não-linearidade das equações do gás pode ser controlada por este método.

4.0 - REDES DE GÁS E TRANSMISSÃO DE ENERGIA

O desenvolvimento da rede de gás no Brasil é recente, mas algumas malhas podem ser visualizadas no futuro. A Figura 1 representa a rede de gasodutos utilizada para a aplicação das metodologias. Na realidade, este é um sistema fictício, pois alguns trechos desta configuração ainda estão por construir, porém guarda relação direta com dados reais de comprimento dos gasodutos existentes e futuros. As fontes de gás importado estão localizadas na Bolívia e Argentina enquanto que o gás nacional está localizado na Bacia de Campos. Neste artigo, serão analisadas três opções para a localização da central térmica: Rio de Janeiro, São Paulo e Porto Alegre.

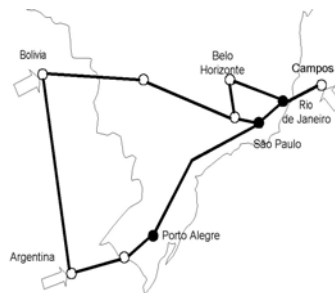


FIGURA 1: Rede Brasileira de Gás Natural

A Tabela 1 apresenta a rede de gás sob a metodologia de tarifação Gás-milha considerando o transporte de 1 mil m^3 por hora (Mm^3/h) provenientes das três fontes para as cidades anteriormente mencionadas.

TABELA 1: Tarifas Gás-milha (milhões US\$/ $Mm^3/h.mês$)

	R.Janeiro	S.Paulo	P.Alegre
Bolívia	0.0205	0.0215	0.0267
Argentina	0.0243	0.0228	0.0142
Campos	0.00246	0.0132	0.0263

A Tabela 2 mostra as tarifas para as três cidades considerando o método Nodal. Neste caso, produção e consumo pagam a tarifa, i.e., 50% dos custos totais são pagos pela geração e 50% pela carga.

TABELA 2: Tarifas Nodais para a rede de gás (milhões US\$/ $Mm^3/h.mês$)

Nó	Gás Injetado	Tarifa Geração	Gás Consumido	Tarifa Carga
S Paulo	0	0.055	253	0.041
R Janeiro	0	0.034	86	0.062
P Alegre	0	0.061	167	0.035
Bolívia	310	0.064	0	0.032
Argentina	99	0.051	0	0.045
Campos	97	-0.037	0	0.133

A Tabela 3 mostra as tarifas Aumann-Shapley. Embora os valores de TAS sejam derivados dos mesmos custos marginais usados no método nodal, a alocação é diferente devido à não-linearidade das equações do gás.

TABELA 3: Tarifas Aumann-Shapley para a rede de gás (milhões US\$/ $Mm^3/h.mês$)

Nó	Gás Injetado	Tarifa Geração	Gás Consumido	Tarifa Carga
S Paulo	0	-0,0140	253	0.0076
R.Janeiro	0	0.3815	86	0.0812
P Alegre	0	-0,1298	167	0.0666
Bolívia	310	0.0225	0	0.1876
Argent	99	0.0727	0	-0,071
Campos	97	0.0883	0	-1,734

Os mesmos métodos foram aplicados ao sistema brasileiro de transmissão de energia elétrica representado na Figura 2, em que somente algumas linhas de 750 KV e 500 KV são mostradas. Os principais centros de carga são também representados com as principais plantas de potência.

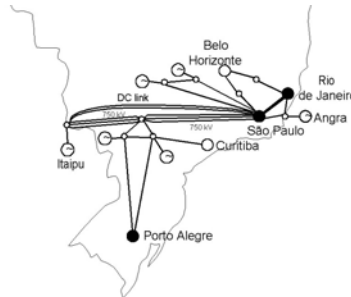


FIGURA 2: Rede Brasileira de Transmissão de Energia Elétrica

A Tabela 4 mostra as tarifas de transmissão sob o método MW-milha para os três pontos escolhidos para injeção de potência. Neste caso, foi assumido que a usina térmica de geração a gás natural pode estar situada próximo a São Paulo, Rio de Janeiro ou Porto Alegre.

TABELA 4: Tarifas MW-milha para a rede de Transmissão (US\$/ KW.mês)

	R.Janeiro	S.Paulo	P.Alegre
R.Janeiro	0	0,468	1,581
S.Paulo	0,468	0	1,3143
P.Alegre	1,581	1,3143	0

A Tabela 5 mostra as tarifas de transmissão sob a metodologia Nodal para os mesmos pontos da Tabela 4. O método nodal é o método atualmente utilizado no Brasil, onde a geração paga 50% do total dos custos e a carga paga os outros 50%. Note-se que as tarifas não são simétricas, porque há uma alocação para a geração e outra para a carga.

TABELA 5: Tarifas Nodais da Transmissão (US\$/KW.mês)

	Geração	Carga
R. Janeiro	-0,291	1,025
S.Paulo	-0,0243	0,759
P. Alegre	0,555	0,180

A Tabela 6 mostra as tarifas da transmissão sob a metodologia de Aumann-Shapley. É importante observar que os preços são os mesmos que os do método nodal devido à linearidade das equações da transmissão. Neste artigo, as equações de fluxo de potência DC são utilizadas.

TABELA 6: Tarifas Aumann-Shapley da Transmissão (US\$/KW.mês)

	Geração	Carga
R. Janeiro	-0,291	1,025
S.Paulo	-0,0243	0,759
P. Alegre	0,555	0,180

As Tabelas 7, 8 e 9 apresentam o custo total para uma central térmica de ciclo combinado com capacidade de 10 MW, instalada próximo às três cidades respectivamente. As tarifas para as redes de gás e eletricidade variam de acordo com a metodologia usada. Por exemplo, observando a Tabela 7, se a central térmica está localizada no Rio de Janeiro e o método Nodal for usado para o gás enquanto que o Selo-Postal é usado na transmissão, o proprietário da central pagará US\$ 300.000,00 por mês num contrato ship-or-pay. As tarifas das células sombreadas derivam do mesmo método aplicado para ambas as redes.

TABELA 7: Central Térmica no Rio de Janeiro (milhões US\$/mês)

		Gás				Nodal	A.S.	
		S. Postal	Gás-milha Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	S.Postal	0,3484	0,1719	0,2107	0,2188	0,3000	0,3412	
	MWm	R.Janeiro	0,1817	0,0053	0,0440	0,0522	0,1333	0,1746
		S.Paulo	0,1864	0,0100	0,0487	0,0568	0,1380	0,1793
		P.Alegre	0,1976	0,0211	0,0598	0,0680	0,1491	0,1904
	Nodal	0,1788	0,0024	0,0411	0,0492	0,1304	0,1717	
	A.S.	0,1788	0,0024	0,0411	0,0492	0,1304	0,1717	

TABELA 8: Central Térmica em São Paulo (milhões US\$/mês)

Eleticidade	Gás						
	S.Postal	S. Postal	Gás-milha			Nodal	A.S.
		Campos	Bolívia	Argentina			
	S.Postal	0,3484	0,1951	0,2130	0,2156	0,2548	0,1830
MWm	R.Janeiro	0,1864	0,0331	0,0510	0,0536	0,0928	0,0210
	S.Paulo	0,1817	0,0284	0,0463	0,0489	0,0882	0,0163
	P.Alegre	0,1949	0,0416	0,0595	0,0621	0,1013	0,0295
	Nodal	0,1815	0,0282	0,0461	0,0487	0,0879	0,0161
	A.S.	0,1815	0,0282	0,0461	0,0487	0,0879	0,0161

TABELA 9: Central Térmica em Porto Alegre (milhões US\$/mês)

Eleticidade	Gás						
	S.Postal	S. Postal	Gás-milha			Nodal	A.S.
		Campos	Bolívia	Argentina			
	S.Postal	0,3484	0,2231	0,2240	0,1972	0,2419	0,3099
MWm	R.Janeiro	0,1976	0,0723	0,0731	0,0464	0,0911	0,1590
	S.Paulo	0,1949	0,0696	0,0705	0,0437	0,0884	0,1563
	P.Alegre	0,1817	0,0565	0,0573	0,0306	0,0752	0,1432
	Nodal	0,1873	0,0620	0,0629	0,0361	0,0808	0,1487
	A.S.	0,1873	0,0620	0,0629	0,0361	0,0808	0,1487

Baseado nas três tabelas é possível identificar alguns problemas em termos de sinais econômicos quando Selo-Postal é escolhido para método de tarifação. Os três pontos, quando Selo-Postal é aplicado em ambas as redes, apresentam altas tarifas, o que não permite aos investidores localizar as centrais térmicas nos locais apropriados. As tarifas continuam a ser elevadas mesmo quando apenas uma das redes é tarifada sob o método Selo-Postal.

O MW-milha e o Gás-milha produzem melhores resultados, sinalizando que é melhor local a central mais perto da fonte de gás e do centro consumidor. Este é o caso do Rio de Janeiro.

Como mencionado anteriormente, os métodos MW-milha e o Gás-milha necessitam identificar os pares geração-carga e fonte-consumo respectivamente. Esta identificação representa uma desvantagem quando as bolsas de energia são implantadas. Por outro lado, o método Nodal tem a vantagem de não identificar os contratos bilaterais, sendo, portanto, mais recomendável em termos de mercado. A metodologia Nodal é também melhor que o método Selo-Postal.

A metodologia de Aumann-Shapley tem um grande potencial para aplicação em alocação de custos, por ser um método que satisfaz as propriedades fundamentais requeridas para uma alocação justa e desejável. A receita coletada não ultrapassa os custos para prover os serviços e, ao mesmo tempo, o método considera o efeito da localização de cada agente na rede.

5.0 - CONCLUSÃO

Metodologias para tarifar redes de gasodutos e de transmissão de energia foram propostas neste artigo. A tarifa combinada das redes de gás e eletricidade é necessária principalmente quando centrais térmicas a gás natural estão sob consideração. No Brasil, o desenvolvimento da rede de gás está sendo justificado pelo setor elétrico que foi recentemente exposto a um processo de racionamento, i.e., o setor elétrico tem sido a âncora do setor de gás natural. Portanto, encontrar os melhores locais para a instalação das centrais térmicas tornou-se uma tarefa importante. Com a introdução dos mecanismos de mercado em ambos os setores, o estabelecimento de métodos razoáveis de tarifação para as redes de gás e eletricidade torna-se crucial, especialmente porque o governo não tem mais o controle sobre os novos investimentos privados.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) TABORS, R. D. Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons; IEEE Trans on PWRS, Vol. 9, No.1, pp 206-215, Feb 1994.
- (2) HECQ, S. ET Y.BOUFFIOULX, P. DOULLIEZ, P. SAINTES The Integrated Planning of the Natural Gas and Electricity Systems Under Market Conditions; Proc. 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001.
- (3) OSIADACZ, A. J. Simulation and Analysis of Gas Network; Gulf Publishing Company. Houston,USA 1987.
- (4) BAYER, M. M. et all. Influência da incerteza associada à determinação da composição do gás natural no cálculo do fator de compressibilidade segundo a AGA-8; Metrologia 2003, Sociedade Brasileira de Metrologia (SBM), Setembro 01-05, 2003, Recife, Pernambuco.
- (5) GREGORY, G. A . FOGARASI, M. Alternate to Standard Friction Factor Equation; Oil and Gas Journal, April 1, 1985.
- (6) LIMA, J. W. M.; PEREIRA M. V. F. et PEREIRA, J. L. R. An Integrated Framework for Cost Allocation in Multi-Owned Transmission System; paper 503-3 PWRS, presented at 1994 IEEE Summer Meeting, USA.
- (7) TAN, X. et LIE, T. T. Allocation of Transmission Loss Cost Using Cooperative Game Theory in the Context of Open Transmisi3n Access; Proceeding of IEEE/PES Winter Meeting, 3:1215-1219, 2001.
- (8) TAN, X. et LIE, T. T. Application of the Shapley Value on Transmission Cost Allocation in the Competitive Power Market Environment; IEE Proceeding – Gener. Transm. Distrib. Vol. 149, No. 1, January 2002.
- (9) MORAIS, M. S et LIMA, J. W. M. Natural Gas Network Pricing and Its Influence on Electricity and Gas Markets; Bologna Power Tech 2003 Conference, Bologna, Italy.