

## Tarifação de redes de gás e energia elétrica: influência na tomada de decisão dos agentes

Mabel Scianni Morais<sup>1</sup>  
José Wanderley Marangon Lima<sup>2</sup>

### 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. Exemplos com o sistema elétrico e a rede de gasoduto brasileiro são apresentados. Dado que as centrais térmicas são as que usam as duas redes concomitantemente, a decisão de investir nestas centrais é influenciada fortemente pelos métodos de tarifação adotados. Este trabalho mostra a importância de uma tarifação combinada e coerente para as duas redes mostrando as sinergias existentes.

**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.

Para plantas de gás natural, o custo do combustível pode ser dividido em duas partes: o custo de produção e o custo de transporte. O transporte de gás é usualmente feito através de gasodutos, os quais têm características 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 consumidores finais visto que se busca uma otimização global dos sistemas energéticos trazendo uma maior eficiência no uso dos recursos de infraestrutura. 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 deve 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

<sup>1</sup> Instituto de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, mabelmorais@mantiqueira.com.br

<sup>2</sup> Instituto de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, marangon@unifei.edu.br

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. Neste trabalho será feito este equacionamento e comparando as variáveis de fluxo de gás com as variáveis de fluxo de potência elétrica.

Exemplos com o sistema brasileiro demonstram a importância da regulação da tarifa 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),  $T_n$  = condição padrão de temperatura (K),  
 $P_n$  = condição padrão de pressão (N/m<sup>2</sup>),  $P, T$  = pressão (N/m<sup>2</sup>) e temperatura (K) do gás,  
 $D$  = diâmetro interno do gasoduto (m),  $L$  = comprimento do gasoduto (m),  
 $S$  = gravidade específica do gás,  $f$  = fator de atrito,  
 $Z$  = fator de compressibilidade,  $Q_n$  = fluxo no gasoduto (m<sup>3</sup>/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;

$\Delta P_k$  = queda de pressão para o gasoduto k ;

Para baixa pressão:

$$\Delta P_k = p_i - p_j$$

$p_i$  = pressão absoluta no nó i;  $p_j$  = 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]:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7065} - \frac{5,0452}{N_{re}} \log \left[ \frac{(\varepsilon/D)^{1,1096}}{2,8257} + \left( \frac{7,149}{N_{re}} \right)^{0,8961} \right] \right) \quad (4)$$

onde:

$\varepsilon/D$ =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 são dadas pelo termo  $\phi$ , 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):

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

onde:

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

e:

$L$  = vetor de carga nos nós de carga,  $\Delta P$  = vetor de quedas de pressão nos ramos,  
 $P$  = vetor de pressões nodais,  $A^T$  = matriz transposta de incidência ramo-loop,  
 $A$  = 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  $\phi$  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 (7) relaciona os ângulos de tensão nodal com as potências injetadas na rede.

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

onde:

$$\begin{aligned}
 [P] &= \text{vetor de injeções de potência,} \\
 [\delta] &= \text{vetor de ângulos de tensão nodal,} \\
 [B] &= \text{matriz de susceptância nodal.}
 \end{aligned}$$

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 conectando os nós  $k$  e  $m$ ,  $b_{km}$  é a susceptância da linha. 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 TARIFAÇÃO 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,  $\Delta Q$ , 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:

$CUG(k)$  = custo unitário do gasoduto  $k$ ,  $n_r$  = número total de gasodutos na rede,  
 $\Delta Q(k)$  = variação do fluxo de gás no gasoduto  $k$  devido a injeção de 1 Mm<sup>3</sup>/h de gás no nó  $i$  e retirada no nó  $j$ .

### 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  $\beta_{kji}$ , 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  $j$ ,  $\pi_j$ , é determinado por:

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

$\beta_{kr}$  é a sensibilidade do circuito  $k$  com relação ao nó de referência  $r$ . Em muitos dos casos as tarifas  $\pi$  não fornecem a receita permitida total (RP) para a rede de transmissão. Conseqüentemente, um ajuste  $\rho$  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:

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

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).  $\beta_{kji}$  representa para a rede da gás, a variação no fluxo de gás no gasoduto  $k$  causado pela injeção de 1 Mm<sup>3</sup> de gás no nó  $j$ . Um nó de referência também deve ser escolhido para se construir a matriz  $B$  de todas as sensibilidades  $\beta$ . 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  $\beta$  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  $p_j$  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:

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

onde:

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

$I_j =$  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 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, Porto Alegre e Campo Grande no Mato Grosso do Sul.

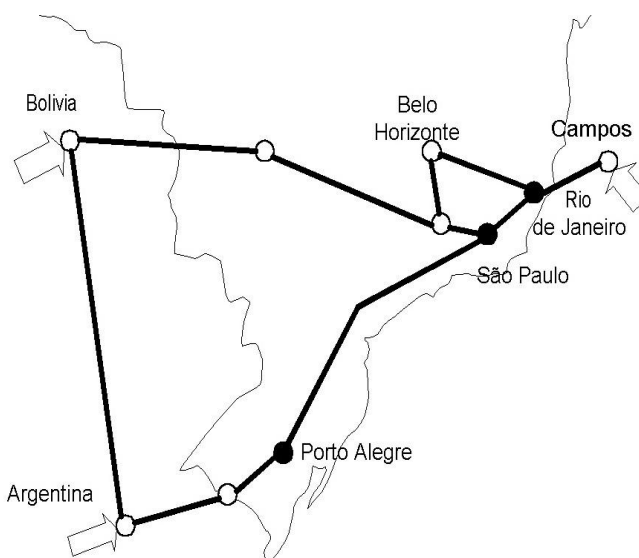


Figura 1: Rede Brasileira de Gás Natural

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

Tabela 1: Tarifas Gás-milha (milhões US\$/ Mm<sup>3</sup>/h.mês)

	R.Janeiro	S.Paulo	P.Alegre	C. Grande
Campos	3.5	20.3	34.5	34.8
Bolívia	30.0	32.8	37.9	21.0
Argentina	31.0	30.6	22.6	28.6

A Tabela 2 mostra as tarifas para as quatro 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<sup>3</sup>/h.mês)**

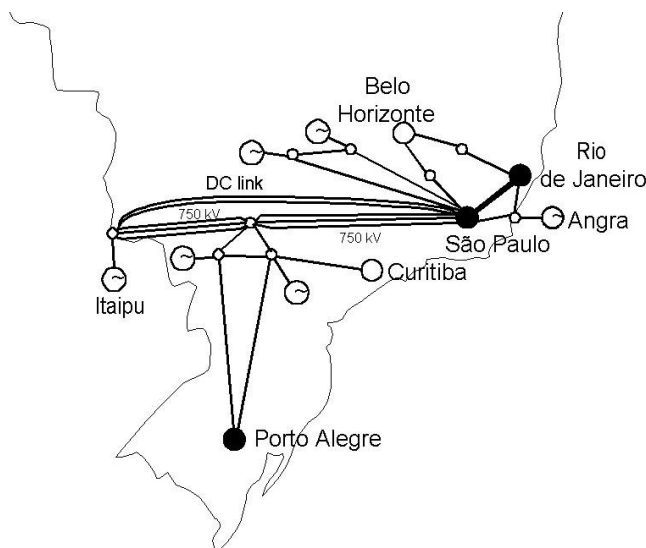
	Geração	Consumo
R. Janeiro	33.96	34.13
S. Paulo	38.56	31.22
P. Alegre	53.14	22.11
C.Grande	69.1	13.01

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<sup>3</sup>/h.mês)**

	Geração	Consumo
R. Janeiro	741.9	36.4
S. Paulo	310.2	32.5
P. Alegre	285.6	38.6
C. Grande	-1.6	23.3

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 próxima 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	C.Grande
R.Janeiro	0	0.866	2.099	2.318
S.Paulo	0.866	0	1.770	1.989
P.Alegre	2.099	1.770	0	1.392
C.Grande	2.318	1.989	1.392	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	-0.545	1.740
S.Paulo	-0.219	1.411
P. Alegre	0.359	0.814
C.Grande	0.578	0.604

A Tabela 5 também 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.

#### 4.0 – LOCALIZAÇÃO DA CENTRAL TERMELÉTRICA

O custo total de uma central térmica a gás natural é composto basicamente de:

- Investimento inicial;
- Custo de operação e manutenção incluindo o custo do combustível;
- Tarifas de transporte para o gás comprador e para a energia elétrica vendida.

Este exemplo considera um investimento de US\$ 335.00/KW [13] e uma taxa de retorno de 15% para um período de 10 anos. Uma taxa adicional de 3% é acrescida para representar os custos de operação e manutenção. Para o custo de combustível foi considerado uma média de 1.29 US\$/MMBTU ou 48.12 US\$/Mm<sup>3</sup>. Esses preços estão coerentes com os preços praticados no Brasil em 2005.

De acordo com estes dados, as Tabelas 6, 7, 8 e 9 apresentam o custo mínimo de venda da energia gerada para compensar os custos de uma central térmica com capacidade de 800 MW. Por exemplo, a Tabela 7 mostra que o preço mínimo de venda seria de 57,3 US\$/MWh se o método nodal fosse usado para a transmissão e o método de gás-milha para a rede de gás para o gás vindo de Campos.

**Tabela 6 – Preço da Energia Elétrica para uma central no Rio de Janeiro (US\$/MWh)**

Preço da Energia		GÁS						
		Postage Stamp	GMM			IRAC	ASA	
Eleticidade	Postage Stamp		Campos	Bolívia	Argentina			
	MWh	R.Janeiro	88.3	46.1	64.9	65.6	67.8	69.4
		S.Paulo	91.1	48.9	67.7	68.4	70.6	72.2
		P.Alegre	95.2	53.0	71.8	72.5	74.7	76.3
		C.Grande	95.9	53.8	72.5	73.2	75.4	77.0
IRAC		86.5	44.3	63.1	63.8	66.0	67.6	
ASA		86.5	44.3	63.1	63.8	66.0	67.6	

**Tabela 7 – Preço da Energia Elétrica para uma central em São Paulo (US\$/MWh)**

Preço da Energia		Gas						
		Postage Stamp	GMM			IRAC	ASA	
Eleticidade	Postage Stamp		Campos	Bolívia	Argentina			
	MWh	R.Janeiro	91.1	60.9	69.7	68.1	68.6	69.5
		S.Paulo	88.3	58.0	66.8	65.3	65.7	66.6
		P.Alegre	94.1	63.8	72.7	71.1	71.5	72.5
		C.Grande	94.8	64.6	73.4	71.8	72.3	73.2
IRAC		87.5	57.3	66.1	64.6	65.0	65.9	
ASA		87.5	57.3	66.1	64.6	65.0	65.9	

**Tabela 8 – Preço da Energia Elétrica para uma central em Porto Alegre (US\$/MWh)**

Preço da Energia		GAS						
		Postage Stamp	GMM			IRAC	ASA	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Postage Stamp	177.0	156.8	159.2	148.4	148.1	159.7	
	MWh	R.Janeiro	95.2	75.0	77.3	66.5	66.2	77.8
		S.Paulo	94.1	73.9	76.3	65.5	65.1	76.8
		P.Alegre	88.3	68.1	70.5	59.6	59.3	70.9
		C.Grande	92.8	72.6	75.0	64.2	63.9	75.6
	IRAC		89.4	69.2	71.6	60.8	60.5	72.1
ASA		89.4	69.2	71.6	60.8	60.5	72.1	

**Tabela 9 – Preço da Energia Elétrica para uma central em Campo Grande (US\$/MWh)**

Preço da Energia		Gas						
		Postage Stamp	GMM			IRAC	ASA	
			Campos	Bolívia	Argentina			
Eletricidade	Postage Stamp	177.0	157.1	147.3	152.6	141.7	150.0	
	MWh	R.Janeiro	95.9	75.9	66.1	71.5	60.5	67.8
		S.Paulo	94.8	74.8	65.0	70.4	59.5	66.7
		P.Alegre	92.8	72.8	63.1	68.5	57.5	64.7
		Cpo.Gde.	88.3	68.3	58.5	63.9	52.9	60.1
	IRAC		90.2	70.2	60.4	65.8	54.8	62.3
ASA		90.2	70.2	60.4	65.8	54.8	62.3	

Com o propósito de analisar o sinal econômico associado a cada método, a variação nos investimentos em longo-prazo é apresentado na Tabela 10. Com um crescimento fixo de carga de 4 % ao ano em todas as quatro cidades, a melhor localização de uma térmica é no Rio de Janeiro. Para o Rio de Janeiro, São Paulo ou Porto Alegre somente estações de compressão são necessárias para aumentar a capacidade dos gasodutos. Em Campo Grande é necessário ampliar a capacidade de transmissão. A expansão da transmissão foi feita com um horizonte de 5 anos.

**Tabela 11- Custo incremental na rede (US\$million)**

Cidade	Custo
Rio de Janeiro	4
São Paulo	8
Porto Alegre	16
Campo Grande	85

Considerando estas tabelas, é possível identificar problemas de sinal econômico quando o selo postal é escolhido para ser o método de alocação. Nesse caso, instalar uma térmica em Campo Grande ou Rio de Janeiro representa o mesmo custom em termos de transporte. A tarifa é alta e não há incentive para instalar perto dos centros de carga.

O MW-milha e o Gás-milha apresenta um melhor desempenho em termos de sinais econômicos, i. e., é melhor localizar a térmica perto das fontes de gás e dos centros de carga elétrica que é o caso específico do Rio de Janeiro. Embora o MW-milha parece ser muito simples, ele produz bons resultados quando analisado utilizando uma visão de longo-prazo. Por exemplo, comprando gás da Bolívia e vendendo no Rio de Janeiro, a térmica situada no Rio de Janeiro tem um custo total de 46.1 US\$/MWh enquanto que a mesma térmica situada em Campo Grande tem um custo total de 66.1 US\$/MWh. A diferença aumenta se o gás é comprado em Campos, i.e., 46.1 US\$/MWh e 75.9 US\$/MWh para a térmica situada no Rio de Janeiro e Campo Grande respectivamente. É importante observar que este é um método ponto-a-ponto que causa problemas quando não é possível identificar comprador e vendedor de energia. Isto é muito comum nos mercados “spots”.

Dado que o método Nodal é pouco intensivo no sinal locacional, o Rio de Janeiro perderia para São Paulo e Porto Alegre e mesmo para Campo Grande. Os resultados para o Aumman-Shapley não mudam muito.

O método Nodal vem sendo usado para a tarifação da transmissão e o Selo Postal para a tarifação do gás no Brasil. O uso destas metodologias conjugadas não incentivam a instalação correta de centrais termelétricas nas redes de gás e energia elétrica.

## 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 Transmission 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.