

Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Método dos Beneficiários para Alocação de Custos de Sistemas de Transmissão.

**DANIELA BAYMA DE ALMEIDA(1); LUIZ CARLOS DA COSTA JUNIOR(1); RICARDO CUNHA PEREZ(1);
PSR(1);**

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma nova formulação matemática para o problema de alocação dos custos relativos ao uso dos sistemas de transmissão. Caracteriza-se por buscar ratear os custos dos circuitos entre os que se beneficiam economicamente de sua construção e por isso, o método proposto é denominado Método dos Beneficiários. Esta metodologia foi aplicada no sistema da Bolívia e verificou-se que 97% da receita requerida é recuperada pelo pagamento dos agentes, sendo 3% recuperado através da parcela selo. Destaca-se que o montante relativo ao selo é pequeno, o que é vantagem frente às metodologias tradicionais que apresentam selos representativos.

PALAVRAS-CHAVE

Método dos Beneficiários, Tarifa de uso de sistema de transmissão, Expansão da transmissão, Alocação de custos

1.0 - INTRODUÇÃO

Os ativos dos sistemas elétricos de transmissão devem ser remunerados de acordo com o uso de cada agente da infra-estrutura de transmissão. A remuneração dos ativos é feita através da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) que objetiva ratear os encargos relativos ao uso da rede de transmissão entre os agentes que a utilizam, isto é, geradores e consumidores.

A critério de exemplificação, no Brasil, além de necessitar arrecadar a receita anual permitida (RAP) dos circuitos, a TUST é composta por parcelas para remunerar gastos anuais do Operador Nacional do Sistema (ONS), tributos e impostos.

Diversas metodologias foram propostas ao longo dos anos para a alocação de custos de sistemas de transmissão. Dentre elas destacam-se as metodologias Nodal, "Nodal modificada para o caso Brasil", método das participações médias, método de Aumann-Shapley e método dos beneficiários.

É primordial que os métodos de alocação de custo objetivem a recuperação dos custos associados ao uso dos ativos de transmissão. Para a recuperação destes custos atribuem-se encargos aos agentes que fazem uso do sistema de transmissão. Além da recuperação dos custos, é necessário que as metodologias priorizem a justiça e isonomia entre os agentes de forma a não beneficiar e/ou prejudicar nenhum dos agentes ao alocar os encargos e assim, garantir a competitividade entre as unidades geradoras e estimular a expansão do parque gerador de uma maneira eficiente. Ressalta-se ainda que a metodologia de alocação dos custos deve ser clara e simples para que seja compreendida pelos agentes que compartilham o uso da rede. Além disso é essencial que as metodologias induzam ao uso e

expansão eficiente da rede de transmissão principalmente em países onde a expansão é relevante (historicamente países emergentes com elevado crescimento de demanda e, mais recentemente, países com grande inserção de fontes renováveis) (1).

2.0 - JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

As tarifas de uso do sistema de transmissão representam um encargo representativo para as unidades geradoras e assim, é preciso desenvolver uma metodologia justa de distribuição dos custos da rede e que estimule corretamente a expansão do sistema.

O presente trabalho justifica-se por analisar metodologias de alocação de custos existentes apresentando uma análise comparativa entre as metodologias e apresentar uma metodologia baseada no método dos beneficiários, que objetiva aloca os custos associados ao uso da rede de transmissão sob um viés operativo e econômico.

3.0 - MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS

As metodologias de alocação de custos são em maioria métodos que se baseiam na utilização da rede ou métodos marginais. Os métodos de utilização da rede alocam os custos pelos agentes baseado no quanto os agentes contribuem para os fluxos de potência em cada circuito. Os métodos marginais buscam analisar o impacto incremental causado em cada circuito por uma variação infinitesimal de demanda ou geração.

Além da definição metodológica, a alocação de custos de transmissão depende da definição de premissas iniciais, como por exemplo o número de cenários de despacho de geração que serão contemplados e de que maneira estes cenários são calculados.

As tarifas de uso dos sistemas de transmissão são compostas por duas parcelas: a parcela locacional e a parcela selo. A parcela locacional recebe esse nome, pois está associada a localização dos agentes no sistema elétrico. A parcela selo compreende a parcela da receita requerida que não foi recuperada através do pagamento da parcela locacional.

Independentemente da metodologia utilizada, a principal razão para a não recuperação integral dos custos é o baixo fator de utilização das linhas de transmissão, que se se justifica devido a: (i) critérios de segurança operativa (como N-1) que resultam em redundância na rede; (ii) planejamento da rede para permitir acomodar múltiplos perfis de despacho devido a sazonalidade e complementaridade dos recursos; (iii) natureza modular dos equipamentos de transmissão disponibilizados pelos fabricantes, que obriga que os circuitos sejam construídos com capacidade superior a necessária.

Desta maneira, também independentemente da metodologia utilizada, a TUST basicamente será composta por uma parcela locacional, a qual apresenta um efeito e uma sinalização tarifária relativa ao ponto da rede em que o agente se encontra, e uma parcela selo que se faz necessária para que a totalidade dos custos seja recuperada.

Assim, é intuitivo concluir que quanto mais representativa é a parcela locacional no cálculo das tarifas, melhores insumos são fornecidos para que geradores futuros se conectem em pontos estrategicamente interessantes do ponto de vista dos custos de transmissão para o sistema elétrico, promovendo assim eficiência global no uso dos equipamentos da rede.

3.1 Metodologia Nodal

A metodologia Nodal aloca os custos baseando-se no fator de sensibilidade do circuito com relação à variação marginal de potência em cada barra. Em resumo, isto significa que os fluxos em circuitos que apresentam sensibilidade representativa à injeção incremental de potência em uma determinada barra serão mais influenciados pela variação de potência nesta barra.

O Brasil utiliza uma variante da metodologia Nodal para alocação de custos (3) Além de considerar a matriz de sensibilidade e o custo unitário dos circuitos na determinação das tarifas, inclui-se uma parcela multiplicativa denominada fator de ponderação. O fator de ponderação consiste em um valor entre 0 e 1 que representa o nível de carregamento do circuito. Este fator causa uma atenuação do sinal locacional das linhas de baixo carregamento no valor final das tarifas, resultando em uma maior parcela selo (5)(4).

Ressalta-se que a Metodologia Nodal necessita da definição da barra de referência (slack bus) para determinar a matriz de sensibilidade e por consequência, a alteração da barra slack, alteraria a alocação de custos (5). Dessa forma, a definição de uma barra slack é considerada uma "limitação" do método uma vez que dependendo da barra escolhida as tarifas para cada agente são diferentes.

Outra limitação da metodologia Nodal é a incapacidade de representar corretamente circuitos em corrente contínua. Para contorná-la, é feita a representação de uma estrutura AC equivalente mas esta acaba por distorcer a distribuição de fluxo real nas linhas. Além disso, o método permite a obtenção de tarifas de uso de transmissão negativas indicando que alguns agentes beneficiam o sistema e, portanto, deveriam “receber” por sua contribuição.. Este efeito é conhecido na literatura como “cross payment” e se caracteriza pelo pagamento entre agentes e é consequência da existência de tarifa negativa para um ou mais agentes. Embora do ponto de vista da expansão do sistema pela teoria marginalista isto seja adequado, esta característica é alvo de críticas do ponto de vista dos agentes.

3.2 Metodologia de Participações Médias

O objetivo principal do método de Participações Médias é determinar a responsabilidade percentual, referida como “participação”, de cada gerador e demanda no fluxo de cada uma das linhas de transmissão do sistema elétrico. Em outras palavras, a metodologia tem por objetivo identificar o “caminho” dos fluxos de potência ao longo da rede de transmissão, baseando-se no princípio da proporcionalidade, de forma que a responsabilidade nos fluxos que saem de cada barra podem ser definidas na mesma proporção das injeções de potência na barra. Esse princípio, é exemplificado na figura abaixo (2).

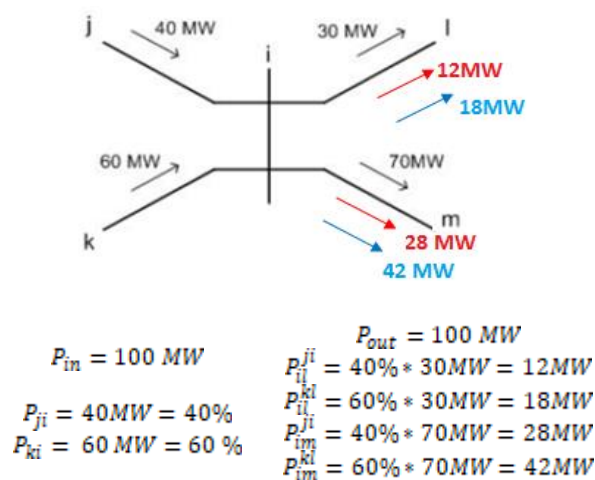


FIGURA 1 – Princípio da Proporcionalidade

Sendo P_{in} o fluxo “entrando” na barra i, P_{out} o fluxo “saindo” da barra i, P_{ji} fluxo no ramo ji, P_{ki} fluxo no ramo ki, P_{il}^{ji} fluxo no ramo i-l devido ao fluxo em j-i, P_{il}^{kl} fluxo no ramo i-l devido ao fluxo em k-i, P_{im}^{ji} fluxo no ramo i-m devido ao fluxo em j-i e P_{im}^{kl} fluxo no ramo i-m devido ao fluxo em k-i.

A metodologia das participações médias aloca os custos baseado no uso do sistema pelos agentes. É um método fácil de ser compreendido e não apresenta tarifas negativas, pois injeções marginais que causam fluxo reverso não são consideradas. Este método também é capaz de produzir tarifas mais estáveis para sistemas multi-regionais, sendo uma vantagem frente a métodos marginalistas pois, alterações na configuração da rede de um ano para outro por exemplo, podem causar mudanças representativas na matriz de sensibilidades de fluxo, alterando representativamente as tarifas calculadas por exemplo através da metodologia Nodal. Destaca-se que este método representa consistentemente circuitos de corrente contínua uma vez que para a alocação de custos é preciso apenas conhecer os fluxos nas linhas.

3.3 Metodologia Aumann-Shapley

A metodologia Aumann-Shapley baseia-se na teoria de jogos cooperativos que busca a alocação dos custos de uso do sistema de transmissão de forma economicamente eficiente e justa. O principal fundamento desta metodologia consiste no princípio de que a adesão de cada agente ao sistema de transmissão integrado deve trazer mais benefícios (menor custo) do que a participação em qualquer outro subconjunto da rede de transmissão original. Para tal, as unidades geradoras são segmentadas em partes infinitesimais e iguais sendo cada subagente (resultante da partição infinitesimal) tratado como agente independente. Embora a proposta pareça aumentar a dificuldade computacional, com a divisão em segmentos infinitesimais dos agentes é possível obter uma solução analítica para o problema (6).

4.0 - MÉTODO DOS BENEFICIÁRIOS

A alocação dos custos de transmissão é uma tarefa difícil visto que não há um consenso sobre a melhor forma para o rateio dos custos. A proposta de alocar os custos de transmissão entre os agentes beneficiados pela existência de uma infraestrutura no sistema foi proposta por Luis Olmos and Ignacio J. Pérez-Arriaga (7) (8). De acordo com (9), existem os que defendem que os “beneficiados” devem pagar a TUST, e os que defendem o princípio da “socialização” dos custos, isto é, que todos devem pagar uma parcela das tarifas de uso dos sistemas de transmissão, já que de alguma forma são beneficiados pela construção da linha na medida em que a expansão garante, por exemplo, maior confiabilidade ao sistema.

O conceito de beneficiário pode ser definido genericamente como aquele que se beneficia da expansão do sistema de transmissão. Os beneficiários sob uma análise econômica seriam os que fossem financeiramente favorecidos pela construção de uma linha de transmissão, isto é, os geradores que lucrassem e as demandas que pagassem menos com a construção da linha. Consequentemente, os geradores que vissem suas receitas reduzirem e os consumidores que pagassem mais com o acréscimo da linha seriam os “prejudicados ou não beneficiários” com a construção da linha. Assim, somente os beneficiários seriam responsáveis pelo pagamento da construção da linha.

No presente trabalho, beneficiário é aquele que obtém vantagens econômicas pela construção ou existência de um circuito de transmissão.

4.1 Formulação da Parcela Locacional

4.1.1 Cálculo dos Benefícios

A metodologia dos beneficiários proposta neste trabalho objetiva alocar custos somente aos agentes beneficiados pela existência de uma linha de transmissão e, para tais, propõe-se o rateio da receita anual requerida (RAP) entre eles.

O cálculo do benefício de cada agente gerador ou consumidor pode ser feito por:

$$Ben(l, d_i)_{anok} = \sum_t (\pi d_{i,t,k}^0 * d_{i,t,k} - \pi d_{i,t,k}^1 * d_{i,t,k}), i = 1, 2, \dots, D \quad (1)$$

$$Ben(l, g_j)_{anok} = \sum_t (\pi d_{\Omega(j),t,k}^1 * g_{j,t,k}^1 - \pi d_{\Omega(j),t,k}^0 * g_{j,t,k}^0), j = 1, 2, \dots, G \quad (2)$$

Sendo: $Ben(l, d_i)_{anok}$: benefício da demanda i no ano k , com a construção da linha l

$Ben(l, g_j)_{anok}$: benefício do gerador j no ano k , com a construção da linha l

$\pi d_{i,t,k}^1, \pi d_{i,j,k}^1$: custo marginal da demanda na barra i , na etapa t , no ano k com e sem a ampliação da linha, respectivamente.

$d_{i,j,k}$: previsão de demanda na etapa t para a demanda conectada na barra i no ano k

$g_{j,t,k}^0, g_{j,t,k}^1$: previsão de geração na etapa t para o gerador conectado na barra j no ano k antes e depois da construção da linha l

$\Omega(j)$: barra de conexão do gerador j

D : número de barras com demanda

G : número de barras com gerador

Os custos marginais de demanda (com e sem cada linha de transmissão), que são dados de entrada para a alocação de custos, são obtidos por meio do software SDDP que determina os despachos de mínimo custo para operação do sistema permitindo uma representação detalhada de sistemas térmicos, hidrotérmicos complexos, geração renovável e rede de transmissão.

Com intuito de determinar os benefícios e beneficiários, avalia-se, primeiramente, o custo marginal de demanda, o despacho de cada gerador e a demanda por etapa considerando a construção da linha de transmissão. Com isso, determina-se a receita dos geradores e o pagamento das demandas para o cenário com as linhas. Em seguida, repete-se a análise, porém sem contemplar a linha de transmissão. Então, comparam-se as receitas e pagamentos antes e depois da linha através das equações (1) e (2) e encontram-se os benefícios e também os beneficiários. Caso o benefício seja positivo, isto é, os valores obtidos a partir das equações (1) e (2), diz-se que o agente é beneficiado pela construção da linha. Caso contrário, diz-se que o agente é prejudicado e, portanto, não arca com nenhuma parcela da TUST correspondente a esse circuito.

Como objetiva-se a recuperação de todos os custos da rede, quando vários circuitos são contemplados na análise, determina-se a tarifa de cada agente de forma análoga: analisa-se o cenário base, isto é, supondo a existência de todos os circuitos e então simula-se a retirada de um circuito por vez. Através das equações (1) e (2) se calcula o benefício de cada agente com cada circuito. Somando-se os benefícios para cada circuito construído tem-se o benefício total dos agentes e somente os agentes beneficiados devem arcar com uma parcela do custo correspondente a este circuito.

É válido ressaltar que o benefício dependerá dos critérios adotados, como por exemplo, os cenários de despacho considerados. No caso de um país com hidrelétricas na matriz energética, como é o caso do Brasil, se forem consideradas somente séries secas, muitas térmicas terão que ser despachadas para atender a demanda e em consequência, o custo marginal da demanda será alto. Uma vez que o benefício é calculado em função da diferença do custo marginal com e sem o circuito, despachos diferentes levam a custos e beneficiários diferentes.

Neste trabalho, para análise dos benefícios, são considerados diversos cenários da simulação probabilística da operação realizada pelo modelo SDDP, cenários os quais são baseados em séries hidrológicas (que refletem a incerteza nas vazões afluentes dos rios de cada hidrelétrica) e cenários de produção de fontes renováveis não despacháveis (como solares e eólicas). Então o benefício final é calculado a partir da média dos benefícios obtidos em cada cenário considerado.

4.1.2 Cálculo da TUST dos agentes

Cada circuito l possui uma receita anual permitida RAP_l . A receita requerida RR a ser remunerada pelas TUSTs corresponde ao somatório das RAPs dos circuitos, isto é:

$$RR = \sum_{l=1}^T RAP_l \quad (3)$$

Uma vez determinados os benefícios de cada agente, através das equações (1) e (2), a parcela a ser paga por cada gerador j e demanda i referentes à construção da linha l no ano k é:

a. Geração

$$PAG_{g_{j_{ano k}}}^l = \frac{Ben(l, g_j)_{ano k}}{Ben_{Tot_{ano k}}} * \min(RAP_{ano k}, Ben_{Tot_{ano k}}), \forall g_j \text{ pertencente a } \Omega_g(l) \quad (4)$$

b. Demanda

$$PAG_{d_{i_{ano k}}}^l = \frac{Ben(l, d_i)_{ano k}}{Ben_{Tot_{ano k}}} * \min(RAP_{ano k}, Ben_{Tot_{ano k}}), \forall d_i \text{ pertencente a } \Omega_d(l) \quad (5)$$

Sendo: $Ben_{Tot_{ano k}} = \sum_{i=1}^{\Omega_d(l)} Ben(l, d_i)_{ano k} + \sum_{j=1}^{\Omega_g(l)} Ben(l, g_j)_{ano k}$, isto é, soma dos benefícios com a construção do circuito no ano k .

$\Omega_g(l)$: número de geradores que se beneficiam com a construção do circuito l .

$\Omega_d(l)$: número de consumidores que se beneficiam com a construção do circuito l .

Pela análise das equações acima, observa-se que somente os agentes beneficiados pela construção da linha, isto é, os geradores que aumentam suas receitas e as demandas que reduzem suas despesas, pagam pela linha. Observa-se também que o pagamento é proporcional aos benefícios.

Finalmente, o pagamento total de cada agente, relativo aos benefícios com a construção das linhas em cada ano, é:

a. Geração

$$\Pi_{g_{j_{ano k}}}^B = \sum_{l=1}^T PAG_{g_{j_{ano k}}}^l \quad (6)$$

b. Demanda

$$\pi_{d_{i_{ano}k}}^B = \sum_{i=1}^T PAG_{d_{i_{ano}k}}^i \quad (7)$$

4.2 A parcela selo

A parcela selo corresponde ao montante da RAP não recuperado por meio da parcela locacional. Por ter um viés econômico, o método dos beneficiários apresenta uma característica diferente para a formação do selo.

Considere um planejamento integrado geração e transmissão que contempla custos de investimento e operação para a expansão do sistema (10),(11). Ao se garantir a otimalidade na expansão, a soma dos benefícios dos agentes beneficiários deve ser maior que o custo da linha. Em outras palavras, a construção de uma linha de transmissão deveria ser justificada, em teoria, somente se o custo da linha for menor que o total de benefícios obtidos pelos agentes com a construção da linha, isto é:

$$RAP_{ano k} < Ben_{Tot_{ano k}} \quad (8)$$

Em virtude de a metodologia dos beneficiários apresentar um viés econômico e estar intimamente relacionada aos custos reais de operação e despacho do sistema, em um planejamento integrado ideal e ótimo (geração e transmissão), a construção de todas as linhas é justificada pelo critério econômico no qual o montante de benefícios associado a cada circuito é maior que seu custo. Neste caso teórico e ideal, torna-se intuitivo concluir que a parcela selo seria igual a zero.

Entretanto, devido a critérios de segurança operativa e outros, podem existir circuitos para os quais a inequação acima (8), não seja atendida. Assim, pela análise das equações (4) e (5) o pagamento dos agentes não permite a recuperação integral dos custos de transmissão. Nesses casos, a parcela “faltante”, isto é, não recuperada pelo pagamento dos beneficiados é rateada entre todos os agentes e é definida da seguinte maneira:

$$Selo_{anual} = RAP_{anual} - \left(\sum_{j=1}^G \pi_{g_j}^B + \sum_{i=1}^D \pi_{d_i}^B \right) \quad (9)$$

A parcela selo a ser paga por cada agente de geração é proporcional à potência instalada de cada agente, ou seja:

$$\pi_a^{aj} = \frac{Selo * P_{inst a}}{\sum_a^n P_{inst a}} \quad (10)$$

sendo π_a^{aj} : parcela de ajuste a ser paga pelo agente a para cada ano
 $P_{inst a}$: potência instalada do agente a em cada ano
 n: número de agentes

Para a demanda, torna-se necessária a definição da demanda a ser utilizada neste cálculo. Neste trabalho, adotou-se o conceito de Montante de Uso de Transmissão (MUST) para a definição da demanda a ser utilizada para fins de alocação de custos de transmissão.

Assim, a tarifa final de pagamento dos agentes, é definida por:

a. Gerador:

$$TUST_{g_j} = \sum_k^A \pi_{g_{j_{ano}k}}^B + \sum_k^A \pi_{g_{j_{ano}k}}^{aj} \quad (11)$$

b. Demanda:

$$TUST_{d_i} = \sum_k^A \pi_{d_{i_{ano}k}}^B + \sum_k^A \pi_{d_{i_{ano}k}}^{aj} \quad (12)$$

Sendo A o número de anos analisados.

4.3 O método dos beneficiários na alocação de custos

Em virtude do exposto, pode-se observar que a metodologia dos beneficiários rateia os custos ponderando o benefício de cada agente pelo benefício total. Em caso de não se recuperar integralmente a soma das receitas anuais permitidas, a recuperação do montante restante é obtida através do selo. Desta forma, a metodologia apresentada permite a recuperação total dos custos. Além disso, é um método justo na medida em que rateia os custos somente entre os que são beneficiados economicamente pela construção de um circuito. Ao mesmo tempo é um método claro, transparente e eficiente já que estimula a expansão consciente da rede de transmissão na medida em que compara os custos da rede antes e após a expansão do sistema.

5.0 - ESTUDO DE CASO

Com intuito de aplicar a metodologia dos beneficiários em um sistema real, utilizou-se o sistema da Bolívia que possui matriz de geração composta por hidroelétricas e termoeletricas. Neste estudo de caso consideram-se 30 centrais hidroelétricas apresentando 760 MW de capacidade instalada e 42 usinas térmicas com aproximadamente 1300 MW de capacidade instalada. A rede de alta tensão é composta por 57 linhas de transmissão (sendo 8 de 69 kV, 24 de 115kV e 25 de 230kV) e 22 transformadores (12) . A figura abaixo indica o sistema acima mencionado:

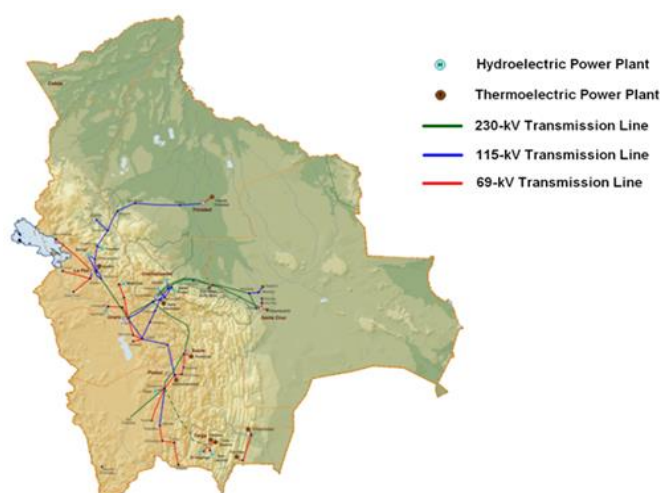


FIGURA 2 – Sistema da Bolívia utilizado para estudo de caso

Com intuito de analisar a metodologia dos beneficiários sobre o sistema da Bolívia foi feita uma expansão da rede de transmissão, para o horizonte de 2016 a 2024, com auxílio da ferramenta computacional OPTGEN, desenvolvida pela PSR (10). Essa ferramenta calcula o plano de expansão ótimo contemplando custos de investimento e operação, sendo a operação estocástica calculada pelo modelo de despacho hidrotérmico SDDP. A aplicação destas ferramentas é interessante pois a construção de cada circuito é justificada operativa e economicamente, englobando custos de investimento e operação.

Uma vez obtido o plano de expansão da transmissão (composto por 27 circuitos), uma simulação estocástica do despacho hidrotérmico é realizada através do modelo SDDP considerando 100 cenários hidrológicos.

Para o sistema da Bolívia, no horizonte de 2016 a 2024, as RAPs dos circuitos do plano de expansão são indicadas na tabela a seguir, em k\$.

Tabela 1 – RAP dos circuitos, ano a ano

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9
Circ 1	383,86	383,86	383,86	383,86	383,86	383,86	383,86	383,86	383,86
Circ 2	135,96	135,96	135,96	135,96	135,96	135,96	135,96	135,96	135,96
Circ 3	-	4333,05	4333,05	4333,05	4333,05	4333,05	4333,05	4333,05	4333,05
Circ 4	-	116,62	116,62	116,62	116,62	116,62	116,62	116,62	116,62
Circ 5	-	206,61	206,61	206,61	206,61	206,61	206,61	206,61	206,61
Circ 6	-	39,89	39,89	39,89	39,89	39,89	39,89	39,89	39,89
Circ 7	-	-	-	-	407,87	407,87	407,87	407,87	407,87

Circ 8	-	-	-	-	169,68	169,68	169,68	169,68	169,68
Circ 9	-	-	-	-	-	297,03	297,03	297,03	297,03
Circ 10	-	-	-	-	-	945,44	945,44	945,44	945,44
Circ 11	-	-	-	-	-	945,44	945,44	945,44	945,44
Circ 12	-	-	-	-	-	-	554,89	554,89	554,89
Circ 13	-	-	-	-	-	-	207,27	207,27	207,27
Circ 14	-	-	-	-	-	-	221,82	221,82	221,82
Circ 15	-	-	-	-	-	-	-	437,23	437,23
Circ 16	-	-	-	-	-	-	-	187,28	187,28
Circ 17	-	-	-	-	-	-	-	193,12	193,12
Circ 18	-	-	-	-	-	-	-	377,11	377,11
Circ 19	-	-	-	-	-	-	-	108,40	108,40
Circ 20	-	-	-	-	-	-	-	193,78	193,78
Circ 21	-	-	-	-	-	-	-	28,54	28,54
Circ 22	-	-	-	-	-	-	-	203,07	203,07
Circ 23	-	-	-	-	-	-	-	-	1263,79
Circ 24	-	-	-	-	-	-	-	-	1602,24
Circ 25	-	-	-	-	-	-	-	-	661,68
Circ 26	-	-	-	-	-	-	-	-	801,42
Circ 27	-	-	-	-	-	-	-	-	801,42
Total	519,8	5.215,9	5.215,99	5.215,99	5.793,54	7.981,45	8.965,42	10.693,95	15.824,51

Neste caso de estudo, objetiva-se avaliar a recuperação dos custos de transmissão para as linhas pertencentes ao plano de expansão para se avaliar em um sistema real principalmente o montante remunerado pelas parcelas locacionais.

O valor das parcelas locacionais e parcelas referentes ao selo são indicadas na tabela abaixo:

Tabela 2: Parcelas Locacional e Selo ano a ano

	Ano 1 (2016)	Ano 2 (2017)	Ano 3 (2018)	Ano 4 (2019)	Ano 5 (2020)	Ano 6 (2021)	Ano 7 (2022)	Ano 8 (2023)	Ano 9 (2024)
Π^B (k\$)	519,82	5.195,74	5.215,99	5.215,99	5.398,44	7.981,45	8.420,61	10.386,98	15.021,39
Selo (k\$)	-	20,25	-	-	395,10	-	544,82	306,98	803,12

Pela análise da tabela observa-se que a RR é de k\$ 65.426,68. Aplicando-se o método dos beneficiários verifica-se que k\$ 63.356,4 é recuperado pela parcela de benefício dos agentes sendo k\$ 2070,28 arrecado por meio da parcela selo (o que corresponde a 3% dos custos totais). Destaca-se este resultado frente a metodologias tradicionais que costumam apresentar selos bem representativos. O montante atrelado ao selo é extremamente pequeno, comprovando em um sistema real os efeitos almejados de recuperação representativa pelo método dos beneficiários através das parcelas locacionais.

6.0 - CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como principal objetivo a apresentação do método dos beneficiários para alocação de custos de sistemas de transmissão. Demonstrou-se que a metodologia dos beneficiários é eficiente, justa e intuitiva na medida em que propõe o rateio dos custos somente entre os que se beneficiarem economicamente pela existência do circuito.

Além disso, a metodologia apresentada possui a vantagem de independer da barra definida como referência para alocação de custos da transmissão. Desta forma, as tarifas alocadas aos agentes não são alteradas de acordo com a escolha desta referência, sendo, portanto, uma vantagem do método frente ao método Nodal.

A abordagem adotada neste trabalho destaca-se por considerar os custos marginais por barra para alocar os custos de transmissão entre os agentes. Ressalta-se também que as simulações consideraram diversas séries para representar a estocasticidade de um sistema hidrotérmico. Assim, os benefícios são calculados em função do valor esperado dos cenários analisados, capturando consequentemente efeitos das incertezas associadas aos recursos operativos do sistema.

Destaca-se ainda que o método mostrou que caso a construção dos circuitos seja decorrente de otimização da expansão, em que se minimiza os custos de investimento e operação, a soma dos pagamentos relativos aos benefícios deve ser maior que RAP. Neste caso, há uma razão operativa e econômica para que este circuito exista e por consequência, a receita requerida tende a ser recuperada de forma predominante pelas parcelas locacionais,

as quais possuem a sinalização econômica da posição dos agentes na rede e, portanto, trazem a justiça na alocação de custos.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) JÚNIOR, L.C., Método de participações médias para alocação dos custos do uso do sistema de transmissão, Trabalho de fim de curso de graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Outubro 2005
- (2) JUNQUEIRA, M., COSTA, L.C., BARROSO, L.A., OLIVEIRA, G.C., THOMÉ, L.M., PEREIRA, M.V., "An Aumann-Shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets", IEEE Transactions on Power Systems, vol 22, no4, pp.1532-1546, Novembro 2007
- (3) ANEEL, Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico TUST_{RB}, TUST_{FR} e TUSD_G, Manual do Usuário. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual_Nodal_v45.pdf. Acesso em 29 abr. 2019, 21:05.
- (4) Market Report PSR, "O sinal (pouco) locacional da tarifa por uso da rede de transmissão", Abril, 2011, edição 52. Disponível em: <http://www.psr-inc.com.br>.
- (5) PSR, "Implicit Economic Slack Bus in the Calculation of Transmission Tariffs for the LRMC Methodology", PSR Tech. Rep. Disponível em: <http://www.psr-inc.com.br/reports.asp>
- (6) AUMANN, R.J.; SHAPLEY, L.S. (1974) "Values of Non-Atomic Games", Princeton University Press.
- (7) Olmos, Luis, and Ignacio J. Pérez-Arriaga. "A comprehensive approach for computation and implementation of efficient electricity transmission network charges." Energy Policy 37.12 (2009): 5285-5295.
- (8) Hogan, William W. "Transmission benefits and cost allocation." (2011).
- (9) PJM, "A Survey of Transmission Cost Allocation Issues, Methods and Practices", Março 2010
- (10) PSR, "OPTGEN – User Manual", available at: <http://www.psr-inc.com/software-en/?current=p4040>.
- (11) N. Campodónico , S. Binato , R. Kelman , M. Pereira , M. Tinoco , F. Montoya , M. Zhang, F. Mayaki, "Expansion Planning of Generation and Interconnections Under Uncertainty", Conference: 3rd Balkans Power Conference, At Romania, May 2003.
- (12) THOMÉ, F.; PEREZ, R.; OKAMURA, L.; METELLO, C.; BINATO, S.; "Stochastic Multistage Generation-Transmission Expansion Planning", PSR Working Paper, Disponível em: www.psr-inc.com, July 18, 2016.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Daniela Bayma de Almeida é graduada em Engenharia Elétrica pela UFRJ e está cursando o mestrado na COPPE (UFRJ) no Programa de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência. É sócia e consultora da PSR.



Luiz Carlos da Costa Junior é doutor em Pesquisa Operacional (Otimização) pela COPPE/UFRJ. É sócio e um dos responsáveis pelo desenvolvimento dos modelos computacionais da PSR.



Ricardo Cunha Perez é mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE (UFRJ). É sócio e consultor da PSR.