



**GRUPO – VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL**

**ANÁLISE DAS REPERCUSSÕES QUE ALTERAÇÕES NAS REDES ELÉTRICAS DE DISTRIBUIÇÃO  
PROVOCAM NOS SINAIS LOCACIONAIS DA TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO**

**Marcelo Azevedo Benetti(\*)**  
**SATC**

**Mauricio Sperandio**  
**UFSM**

**Moisés Machado Santos**  
**UNIJUÍ**

**Alzenira da Rosa Abaide**  
**UFSM**

**RESUMO**

Este trabalho analisa a repercussão que o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição (PESD) provoca nos sinais locacionais da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Os valores de selo e dos sinais locacionais, componentes da TUST, são calculados empregando-se a metodologia nodal aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Tais valores são então utilizados no problema de PESD, obtendo-se um cenário com maior demanda. Por fim, examinam-se os impactos causados por este novo cenário apresentado pelo PESD, especialmente nos sinais locacionais da TUST, determinantes da intensidade de uso da rede de transmissão.

**PALAVRAS-CHAVE**

Expansão dos Sistemas de Distribuição, Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão, Sinais Locacionais

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Podem ser elencadas as seguintes componentes como formadoras do custo de transmissão: perdas, congestionamento, manutenção e investimento. Sob a premissa de expansão ótima, a renda total pela prestação do serviço de transmissão deve permitir a recuperação de todas as componentes de custo supracitadas. De forma geral, no entanto, os sistemas de transmissão apresentam excedentes de capacidade, já que os fluxos transportados ficam abaixo das capacidades nominais. Deste modo, a recuperação dos custos, com base apenas nos custos marginais de curto prazo, não é possível na prática. Neste sentido, muitos esforços têm sido empreendidos no desenvolvimento de metodologias para a alocação dessas componentes de custo [1], [2] e [3].

Para a prestação do serviço de transmissão, o agente regulador define uma renda autorizada, responsável pela recuperação dos custos de investimento. A metodologia nodal, aplicada pela ANEEL e explorada neste trabalho, atribui os custos aos diversos agentes, de acordo com a intensidade de uso da rede de transmissão [4]. Tal atribuição é alcançada por meio do cálculo aproximado do custo marginal de longo prazo da expansão da transmissão. Mais precisamente, a partir do cálculo do custo incremental da expansão da transmissão [5]. De forma ideal, os usuários da rede (geradores ou consumidores) devem submeter-se a sinais de preço, de modo que escolham o local de sua instalação, para evitar a expansão da transmissão. No limite, a metodologia nodal objetiva induzir o uso de todas as folgas possíveis do sistema de transmissão existente. Assim, minimizando o custo de expansão da transmissão [6].

Atualmente, a crescente inserção de fontes de geração distribuída nos sistemas elétricos de potência, além de ser uma tendência natural e irrevogável, gera algumas consequências diretas. Dentre elas, a dificuldade na distinção das fronteiras entre os sistemas de transmissão e de distribuição. Por consequência, tem-se: a importância da redefinição dos papéis dos operadores, destes dois sistemas; e a necessidade de repensarem-se os modelos dos mercados de energia, para que contemplem a nova realidade das redes elétricas inteligentes [7]. Os consumidores

finais, antes totalmente passivos, cada vez mais, passam a ser clientes ativos, podendo inclusive fornecer energia à rede elétrica principal [8] e [9]. Portanto, verifica-se um aumento das incertezas associadas a todos os segmentos do setor elétrico. Assim, o desafio que se apresenta ao planejamento e à operação dos sistemas elétricos de potência é a proposição de abordagens que gerenciem a geração distribuída e centralizada, de maneira conjunta e eficiente, considerando-se o maior dinamismo dos agentes, e o maior grau de incerteza do seu comportamento [10] e [11].

Neste contexto, o trabalho aborda o problema da repercussão que alterações nas redes elétricas de distribuição provocam nos sinais locacionais da TUST. Emprega-se um modelo desenvolvido para o PESD, que contempla, de maneira integrada, aspectos de confiabilidade e os valores de TUST [12]. Assim, as decisões de planejamento associadas à expansão da transmissão e da distribuição são acopladas, potencializando-se a redução dos custos de energia ao consumidor final. O trabalho está organizado da seguinte forma. Na Seção 2, o modelo adotado para a expansão dos sistemas de distribuição é apresentado. Na Seção 3, é descrita a metodologia nodal aplicada para o cálculo do preço do serviço de transmissão. A Seção 4 expõe os resultados de aplicação obtidos. Por fim, a Seção 5 traz as conclusões do trabalho.

## 2.0 - MODELO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O modelo empregado para o PESD é formulado como um Problema de Programação Não-Linear Inteiro Misto (PNLIM), sendo consideradas ações de planejamento relacionadas à: instalação e repotencialização de subestações, construção e recondutoramento de circuitos, alocação de chaves, e construção de circuitos de interconexão entre alimentadores. A alocação das chaves e a construção dos circuitos de interconexão objetivam proporcionar maior flexibilidade de operação. Os custos associados a perdas, operação, manutenção, Energia Não Suprida Esperada (ENSE), e Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) são representados no modelo de PESD através dos sinais locacionais das tarifas de transmissão [12].

### 2.1 Metodologia Empregada

A estratégia de solução do PESD se baseia na decomposição do problema de planejamento da expansão em duas diferentes condições: operação normal (Subproblema I), e situação de contingência (Subproblema II). O Subproblema I objetiva a minimização de investimentos na instalação e repotencialização de subestações, e na construção e recondutoramento de circuitos. Objetiva-se também o mínimo custo com perdas, operação e encargos do uso da transmissão. Já o Subproblema II, de forma suplementar, busca minimizar os investimentos na alocação de chaves e na construção de interligações, bem como reduzir os custos incrementais associados à capacidade de reserva, e aos EUST, para atender restrições de confiabilidade. Estas alternativas estão condicionadas à topologia da rede obtida com o Subproblema I.

### 2.2 Planejamento da Expansão em Operação Normal

Neste trabalho, o PESD é realizado na condição de operação normal (Subproblema I). Para a solução do problema, é adotada a técnica metaheurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*). Esta técnica pode ser compreendida como um algoritmo de múltiplos inícios, contendo duas fases: Fase de Busca Construtiva (FBC), e Fase de Melhoria Local (FML). Na FBC, uma heurística constrói, passo a passo, uma solução factível do problema. A cada iteração, é adicionada uma componente na solução, em processo de construção. Já a FML objetiva melhorar a solução encontrada na FBC. Iterativamente, analisam-se soluções próximas à encontrada, ou seja, em sua vizinhança. Tem-se, como meta, a obtenção de uma solução aperfeiçoada, com melhor valor. A formulação matemática completa do problema de otimização e a descrição minuciosa das etapas necessárias à obtenção da solução estão detalhadas em [12].

## 3.0 - METODOLOGIA NODAL PARA A FORMAÇÃO DE PREÇO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

A metodologia empregada objetiva que os custos nodais calculados reflitam os custos incrementais de investimento na capacidade adicional de transmissão, e a intensidade com que cada usuário contribuiu para a existência do investimento na rede de transmissão sob análise [5].

Os custos nodais dependem:

- dos custos unitários de cada instalação de transmissão;
- e do fluxo incremental em cada circuito do sistema, ocasionado pelo uso incremental do sistema, sob as condições mais estressantes para a transmissão.

### 3.1 Descrição da Metodologia de Cálculo Aplicada

Os fluxos incrementais resultantes da geração adicional, para cada nó (ou barra), são calculados assumindo-se que não existe capacidade de transmissão ociosa (sem reserva de transmissão). Deste modo, um incremento marginal de geração, em cada nó, ocasionará fluxos incrementais que exigirão novos investimentos em um, ou

mais, circuitos. Os custos de uso do sistema sinalizam então aos usuários os benefícios/custos da redução/incremento em cada nó, sendo definidas tarifas, tanto para a geração, quanto para a carga.

À princípio, a intensidade de uso do sistema de transmissão poderia ser calculada analisando-se como cada agente de geração ou carga, isoladamente, utiliza o sistema. Este procedimento requer a definição de um nó de referência que possa absorver potência de cada gerador, e fornecer a potência demandada por cada carga do sistema. Assim, são calculados os fluxos nos circuitos, causados pelos agentes de geração e carga. Sob o ponto de vista prático, no entanto, tal procedimento é ineficiente. Pois há a necessidade de processamento de um fluxo de potência para cada agente de geração e carga.

Para evitar este processo custoso, calculam-se inicialmente fatores de sensibilidade, que mostram como o fluxo de cada circuito se modifica, em função de um incremento marginal de geração, em um determinado nó do sistema. De posse destas sensibilidades, posteriormente são calculados os fluxos nos circuitos, a partir de uma simples relação linear. Este procedimento é prático, já que os fatores de sensibilidade são calculados uma única vez. Tais fatores dependem apenas da configuração da rede de transmissão e, portanto, independem das magnitudes de geração e carga do sistema [4] e [5].

### 3.2 Formulação Matemática

O cálculo das tarifas de acesso ao sistema de transmissão deve considerar os seguintes aspectos [5]:

- permitir a recuperação completa dos custos para as empresas de transmissão;
- refletir os custos da expansão da capacidade de cada nó do sistema e;
- ser relativamente simples para possibilitar a reprodutividade dos resultados.

A partir da seleção de um cenário importante do sistema, o cálculo do custo incremental de expansão da transmissão,  $\pi_j$ , para o nó  $j$ , é dado por:

$$p_j = \frac{\nabla T(g)}{\nabla g_j}, \quad (1)$$

onde  $g$  : representa o vetor de geração líquida nodal;

$T(g)$  : é o custo total da capacidade de transmissão em função das injeções nodais e;

$g_j$  : é a injeção de potência no nó  $j$ .

A matriz  $\beta$ , denominada matriz de sensibilidade, é definida como uma matriz formada por fatores de distribuição de fluxo. Ela fornece as alterações nos fluxos de cada circuito  $i$ , para as injeções de potência em cada nó  $j$ . Cada linha da matriz  $\beta$  está associada a um circuito, permitindo assim medir o efeito sobre ele, decorrente do incremento unitário de potência nos diferentes nós, um a um. Esta matriz pode ser calculada empregando-se os conceitos básicos do fluxo de potência linearizado (DC) [4].

O cálculo dos fatores de sensibilidade da matriz  $\beta$  depende da seleção do nó de referência. Tal seleção afeta tanto os fluxos nos circuitos, quanto o valor absoluto do custo de uso de cada nó. No entanto, a diferença relativa do custo de uso entre dois nós permanece constante, bem como a arrecadação do agente detentor dos ativos de transmissão. Assim, tem-se que a diferença dos custos nodais, para os nós  $\rho$  e  $j$ , é dada por [5]:

$$p_r - p_j = \mathring{a} \sum_{pq \in w} \frac{c_{pq}}{\bar{f}_{pq}} (b_{pq}^r - b_{pq}^j) = k_r^j, \quad (2)$$

onde  $p_r$  : representa o custo nodal do nó  $\rho$ ;

$p_j$  : é o custo nodal do nó  $j$ ;

$w$  : é o conjunto de circuitos da rede;

$c_{pq}$  : é o custo do circuito  $pq$ ;

$\bar{f}_{pq}$  : é a capacidade do circuito  $pq$ ;

$b_{pq}^r$  : é o fator de sensibilidade associado ao nó  $\rho$  e ao circuito  $pq$ ;

$b_{pq}^j$  : é o fator de sensibilidade associado ao nó  $j$  e ao circuito  $pq$  e;

$k_r^j$  : é uma constante que mede o impacto sobre todos os circuitos, em decorrência da injeção no nó  $\rho$ , subtraída do impacto causado pela injeção em um nó  $j$  qualquer.

Fazendo-se uso então da constante fornecida pela Equação (2), pode-se calcular o custo de uso da transmissão para a geração, a partir de:

$$p_{rg} = \frac{RP^g + \overset{\circ}{\underset{j\hat{1} Y_g}{\mathbf{a}}} k_r^j g_j}{\overset{\circ}{\underset{j\hat{1} Y_g}{\mathbf{a}}} g_j}, \quad (3)$$

onde  $RP^g$  : representa a receita permitida a ser recuperada junto à geração;

$g_j$  : é a injeção de potência no nó  $j$  e;

$Y_g$  : é o conjunto dos nós que possuem geradores.

De modo análogo, o custo de uso da transmissão para a carga é dado por:

$$p_{rd} = \frac{RP^d + \overset{\circ}{\underset{j\hat{1} Y_d}{\mathbf{a}}} k_r^j d_j}{\overset{\circ}{\underset{j\hat{1} Y_d}{\mathbf{a}}} d_j}, \quad (4)$$

onde  $RP^d$  : representa a receita permitida a ser recuperada junto à carga;

$d_j$  : é a demanda em um nó  $j$  e;

$Y_d$  : é o conjunto dos nós que possuem demanda.

Pode-se verificar que os termos das Equações (3) e (4) independem do nó de referência. A primeira parcela das equações (parcela à esquerda) corresponde a um selo, corrigido pela segunda parcela que introduz um sinal locacional. Este sinal está associado à componente do custo de uso da transmissão, dependente da localização da injeção de potência. Por fim, cabe salientar que, no Brasil, 50% da renda é recuperada junto à geração, e 50% junto à carga (distribuidores).

#### 4.0 - RESULTADOS

O cálculo dos valores de TUST para geração e carga é realizado empregando-se as Equações (3) e (4) respectivamente. Os fluxos dos circuitos e as injeções de potência dos nós são obtidos a partir de um fluxo de potência linearizado. A TUST referente à carga (rede de distribuição) é então utilizada no problema do PESD [12]. O acoplamento entre as redes de transmissão e de distribuição, o ponto de conexão, dá-se por meio das subestações rebaixadoras. Ou seja, cada nó de carga do sistema de transmissão representa uma subestação do sistema de distribuição. Assim, de forma retroativa, pode-se avaliar a maneira como o aumento da demanda na distribuição (solução do PESD) impacta a rede de transmissão, sob o parâmetro da TUST.

##### 4.1 Sistema Teste Empregado

A Figura 1 mostra o modelo de sistema de potência empregado nos testes, contendo a rede de transmissão.

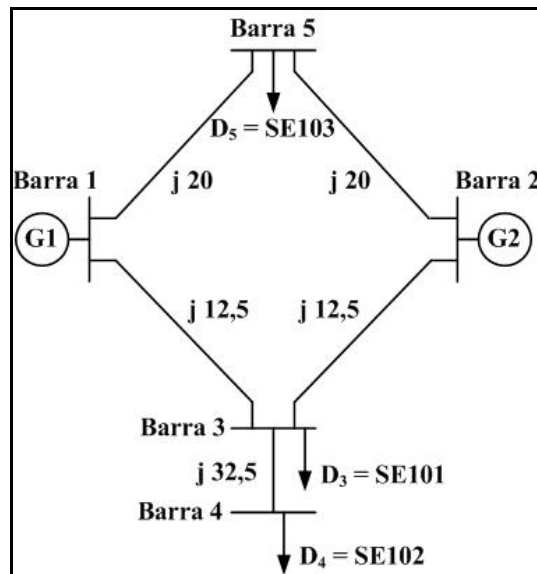


Figura 1 – Sistema de potência contendo a rede transmissão.

O sistema de potência mostrado contém cinco nós e cinco circuitos (ramos), sendo as respectivas reatâncias indicadas (valor em por unidade). Dois dos nós são de geração. Os outros três são nós de carga, sendo que cada

uma destas cargas representa uma determinada subestação (SE101, SE102 e SE103). Na Figura 2, tem-se ilustrado o modelo de sistema de distribuição empregado no PESD.

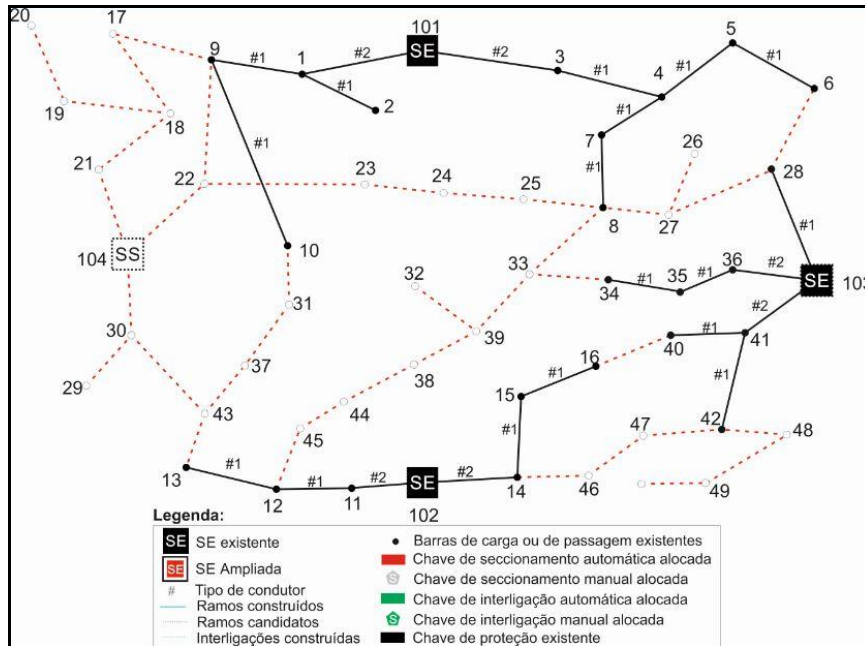


Figura 2 – Sistema de distribuição empregado no PESD.

Pode-se observar que o sistema de distribuição possui três diferentes subestações (SE101, SE 102 e SE103), que já existem. Uma quarta subestação (SS104) é passível de ser construída, caso o PESD indique a necessidade. De forma análoga, existe um conjunto de circuitos existentes, e outro formado por circuitos já construídos.

#### 4.2 Caso Base

Os valores das injeções de potência ativa e dos fluxos, para o Caso Base adotado, estão contidos na Tabela 1.

Tabela 1 – Injeções de potência e fluxos para o Caso Base.

Injeções de Potência [MW]		Fluxos [MW]	
<b>G1:</b>	31,5567	<b>P15:</b>	10,7986
<b>G2:</b>	10	<b>P13:</b>	20,7581
<b>D3:</b>	-15,6280	<b>P25:</b>	2,5076
<b>D4:</b>	-12,6226	<b>P23:</b>	7,4924
<b>D5:</b>	-13,3062	<b>P34:</b>	12,6226

Na Tabela 2, têm-se expostos os valores dos custos incrementais da rede de transmissão. Tais custos representam a razão entre o custo e a capacidade de um determinado circuito. Eles são considerados constantes, e calculados a partir das informações de despacho do Caso Base, e adotando-se uma receita permitida total de \$ 57000.

Tabela 2 – Custos incrementais da rede de transmissão.

Circuito	Custo [\$ /kW]
<b>1-5:</b>	0,9077
<b>1-3:</b>	0,7555
<b>2-5:</b>	3,9088
<b>2-3:</b>	2,0931
<b>3-4:</b>	0,4779

A Tabela 3 exibe os valores calculados de TUST, obtidos considerando-se: a topologia de rede mostrada na Figura 1, o despacho contido na Tabela 1, os custos incrementais expostos na Tabela 2, e a receita permitida total adotada.

Tabela 3 – TUST calculada para o Caso Base.

<b>TUST [\$/kW]</b>			
<b>Nó</b>	<b>Parcela</b>		<b>Valor Total</b>
	<b>Selo</b>	<b>Sinal Locacional</b>	
<b>1:</b>	0,6858	-0,4758	0,2100
<b>2:</b>	0,6858	1,5016	2,1874
<b>3:</b>	0,6858	0,4602	1,1460
<b>4:</b>	0,6858	-0,0177	0,6682
<b>5:</b>	0,6858	-0,5237	0,1621

Pode-se observar valores positivos para todas as TUSTs. Tais valores são constituídos por duas parcelas: o selo e o sinal locacional. Como esperado, todos os nós possuem o mesmo selo, pois a receita permitida total da transmissão foi igualmente dividida entre geração e carga. Com relação ao sinal locacional, verificam-se valores distintos. O Nó 1 de geração e os Nós 4 e 5 de carga possuem valores negativos. Já o Nó 2 de geração, assim como o Nó 3 de carga, possui valor positivo. Associadas a cada nó, estas características locais se refletem no valor total da TUST. Os nós com sinais locais negativos possuem valores totais de menor magnitude, quando comparados a nós com sinais locais positivos.

#### 4.3 Cenário de Expansão das Redes Elétricas de Distribuição

A partir do Caso Base, cujas características estão detalhadas na seção anterior, empregam-se os valores calculados de TUST dos nós de carga no problema formulado de PEDS, representando-se uma expansão das redes de distribuição. Incrementa-se em 20% a demanda total do sistema, tendo-se as cargas dos Nós 3, 4 e 5 associadas respectivamente às injeções de potência ativa das subestações SE101, SE102 e SE103. A Tabela 4 mostra os valores de injeção de potência ativa e fluxo para a nova configuração.

Tabela 4 – Injeções de potência e fluxos para o Cenário 1.

<b>Injeções de Potência [MW]</b>		<b>Fluxos [MW]</b>	
<b>G1:</b>	39,9165	<b>P15:</b>	19,1144
<b>G2:</b>	10	<b>P13:</b>	20,8020
<b>D3:</b>	-12,1065	<b>P25:</b>	7,6081
<b>D4:</b>	-11,0874	<b>P23:</b>	2,3919
<b>D5:</b>	-26,7225	<b>P34:</b>	11,0874

Comparativamente ao Caso Base, verifica-se um aumento da carga do Nó 5, e a diminuição das cargas do Nó 4 e do Nó 5 (em maior magnitude). Este resultado está bastante aderente aos valores de TUST empregados no PEDS. Como se objetiva obter a expansão das redes de distribuição a um menor custo, e a tal custo estão associados os valores de TUST, tem-se uma maior expansão da rede conectada à subestação SS103. Ou seja, um aumento significativo de carga no Nó 5. Para esta nova configuração de sistema, calculam-se novos valores de TUST, sendo os resultados ilustrados na Tabela 5.

Tabela 5 – TUST calculada para o Cenário 1.

<b>TUST [\$/kW]</b>			
<b>Nó</b>	<b>Parcela</b>		<b>Valor Total</b>
	<b>Selo</b>	<b>Sinal Locacional</b>	
<b>1:</b>	0,5710	-0,3961	0,1748
<b>2:</b>	0,5710	1,5813	2,1522
<b>3:</b>	0,5710	0,6329	1,2038
<b>4:</b>	0,5710	0,1550	0,7260
<b>5:</b>	0,5710	-0,3511	0,2199

Observa-se a diminuição do valor do selo, o que era esperado, em função do aumento da geração e da carga total, e a manutenção da receita total permitida. Com relação aos sinais locais, verifica-se a manutenção da ordem hierárquica dentre os valores, com exceção dos Nós 1 e 5. Ambos os nós tiveram suas magnitudes reduzidas, porém o Nó 5 em maior intensidade. A isto se deve o fato de que o sinal local do Nó 1 está associado somente a G2, que se mantém fixo. Já o sinal local do Nó 5 está vinculado a D3 e a D4, que se alteram. Estas mudanças nos sinais locais impactam especialmente os valores totais de TUST dos Nós 1 e 5. O menor valor de TUST, anteriormente pertencente ao Nó 5, passa a ser de propriedade do Nó 1.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho, foram apresentados os principais aspectos da formação de preço do serviço de transmissão, e detalhada a metodologia nodal de cálculo da tarifa de uso dos sistemas de transmissão. Por meio de um sistema teste, esta metodologia foi avaliada, acoplando-se um sistema de transmissão a redes de distribuição. Tal acoplamento foi realizado considerando-se, como montantes de carga dos nós do sistema, as injeções de potência ativa das subestações que abastecem as redes de distribuição. A partir disso, avaliaram-se quantitativamente dois parâmetros: os valores calculados de TUST para a transmissão, e os valores das injeções de potência, obtidos com a expansão da distribuição. A solução do PESD foi obtida a partir de um problema de otimização que considera o valor de TUST na sua função-objetivo. Os resultados mostram coerência com as características elétricas e de investimento, em ambos os segmentos, para os cenários analisados.

Com relação a análises do comportamento conjunto da transmissão e da distribuição, verifica-se que esta é uma tendência, em função da crescente dificuldade em estabelecerem-se limites claros dentre estes dois segmentos. Tal dificuldade está associada à revolução tecnológica verificada em diferentes áreas, tais como: nos processos alternativos de geração distribuída de energia; nos diferentes mecanismos de comunicação, cada vez mais abrangentes; no desenvolvimento de veículos elétricos, acessíveis ao grande público; e no aumento da capacidade dos dispositivos de armazenamento de energia. Tudo isso torna o cliente de energia mais ativo e dinâmico, o que faz aumentar o grau de incerteza dos sistemas elétricos de potência. Neste contexto, as metodologias para o cálculo de tarifas, em monopólios naturais, precisam ser constantemente aperfeiçoadas. Pois os modelos matemáticos precisam reproduzir as tendências e as características sociais, que ditam o comportamento de consumo da energia elétrica. Neste contexto, o trabalho busca contribuir para este fim.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Romero, R. A. Gallego, A. Monticelli, "Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 364-369, Feb. 1996.
- [2] R. C. G. Teive, E. L. Silva, L. G. S. Fonseca, "A Cooperative Expert System for Transmission Expansion Planning of Electrical Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 636-642, May 1998.
- [3] H. A. Gil, F. D. Galiana, A. J. Conejo, "Multiarea Transmission Network Cost Allocation", *IEEE Transactions on Power System*, vol. 20, no. 3, pp. 1293-1301, Aug. 2005.
- [4] Nota Técnica 003/1999 SRT/ANEEL, *Manual de Metodologia para Cálculo de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico*, Novembro de 1999.
- [5] E. L. Silva, *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. Florianópolis: Edição do Autor, 2012.
- [6] H. A. Gil, F. D. Galiana, E. L. Silva, "Nodal Price Control: A Mechanism for Transmission Network Cost Allocation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, Feb. 2006.
- [7] "Facing Uncertainties: The Economics of Transmission Networks", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 14, no. 4, July-Aug. 2016.
- [8] M. Sperandio, D. P. Bernardon, G. Bordin, M. O. Oliveira, S. Bordignon, "Probabilistic demand forecasting to minimize overtaking the transmission contract", *Electric Power Systems Research*, vol. 112, pp. 27-36, July 2014.
- [9] E. H. Kummer, E. Knorr, M. M. Santos, A. R. Abaide, M. Sperandio, "Contracting of Energy: An Analysis for Small-Sized Distributors", In: *2015 12<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 19-22 May 2015.
- [10] C. Rathore, R. Roy, "Impact of wind uncertainty, plug-in-electric vehicles and demand response program on transmission network expansion planning", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 75, pp. 59-73, Feb. 2016.
- [11] G. Ghatikar, S. Mashayekh, M. Stadler, R. Yin, Z. Liu, "Distributed energy systems integration and demand optimization for autonomous operations and electric grid transactions", *Applied Energy*, vol. 167, pp. 432-448, April 2016.
- [12] M. M. Santos, A. R. Abaide, M. Sperandio, "Distribution Networks Expansion Planning under the perspective of the locational Transmission Network Use of System tariffs", *Electric Power Systems Research*, vol. 128, pp. 123-133, Nov. 2015.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

### **Marcelo Azevedo Benetti:**



Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), e mestrado em Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Tem experiência na área de Medição, Monitoração e Correção de Sistemas Elétricos de Potência, tendo participado em diferentes projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Atuou também como Engenheiro do Departamento de Relacionamento com Clientes Corporativos da Rio Grande Energia (RGE), empresa vinculada ao Grupo CPFL Energia. Atualmente desenvolve pesquisas focadas nas subáreas de transmissão, distribuição e tarifação de energia elétrica, atuando como professor do curso de Engenharia Elétrica da Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina (SATC).

### **Mauricio Sperandio:**



É formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria - RS, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, e concluiu mestrado e doutorado em Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2004 e 2008, respectivamente, vinculado ao Laboratório de Planejamento (LabPlan). De 2009 a 2013 foi professor adjunto da Universidade Federal do Pampa - Campus Alegrete (RS). Atualmente está na Universidade Federal de Santa Maria lotado no Depto. de Eletromecânica e Sistemas de Potência. Atua nas áreas de planejamento, análise e operação de sistemas de energia elétrica com aplicação de métodos de otimização. Principal interesse em pesquisa e desenvolvimento na área de gestão técnica, como softwares de auxílio ao gerenciamento de redes e ativos de energia elétrica vinculados ao conceito de Smart Grids.

### **Moisés Machado Santos:**



É formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência. Concluiu o mestrado na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica - LabPlan. Atualmente é doutorando da Universidade Federal de Santa Maria. Tem experiência nas áreas de planejamento e expansão de sistemas de energia elétrica. Recentemente, atuando nos seguintes temas: planejamento, análise e operação de sistemas de energia elétrica com aplicação de métodos de otimização vinculados ao conceito de Smart Grids.

### **Alzenira da Rosa Abaide:**



Nasceu em Santa Maria, Brasil. Possui graduação, mestrado e doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria. Atuou como projetista de redes de energia elétrica e como engenheira na Companhia Estadual de Energia Elétrica. Desde 1989 é professora da Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Departamento de Eletromecânica e Sistemas de Potência. Atuou como consultora para a pesquisa e elaboração do documento técnico Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional para o CGEE e o Ministério de Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI). Suas áreas de interesse incluem a confiabilidade, o planejamento, a otimização e operação do sistema de distribuição de energia e as redes elétricas inteligentes (smart grid). Vinculada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) orienta doutorado e mestrado. Também coordena projetos de pesquisa e desenvolvimento junto a empresas de energia elétrica brasileiras.