

# Transmission Pricing Dynamically Integrated with Distribution Planning

Marcelo A. Benetti, *Student Member, IEEE*, Mauricio Sperandio, *Member, IEEE*, Moises M. Santos, and Felipe N. Lima

**Abstract**—Modern electrical networks with automatic control devices and with models that look for minimizing their costs will naturally increase the loading on buses with lower tariffs. We can identify two factors that are contributing to accelerate the network modernization. Firstly, the global targets to reduce the emission of polluting gases, which are boosting the transport electrification, a highly dynamic element. Secondly, the greater participation of clients in decision-making processes due to advances in means of measurement and communication. In this context, the article brings two innovative and direct contributions. The integration of transmission and distribution segments in a unique set of simulation, and the proposal of a novel transmission cost allocation (TCA) methodology. The integration between both segments confirms that loads responsive to tariff signals will seek buses with lower tariffs. The results show that traditional TCA methods do not respond to load variations in a coordinated manner. Therefore, the main contribution of the proposed methodology is to capture the consumption dynamics and make tariff adjustments proportional to the load variations. It preserves the tariff characteristics of traditional TCA methods and automatically induces a dynamic tariff-load balance for the entire power system. Thus, new investments in network reinforcements can be postponed, reducing the total cost paid by users in a long-term prospect.

**Index Terms**—Transmission cost allocation, responsive loads, segments integration, dynamic tariff-load balance.

## I. INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica estão passando por um processo de transição energética que se configura como uma mudança de paradigma [1]. Novos elementos tecnológicos estão sendo inseridos nas redes elétricas [2], diferentes mecanismos para geração [3] e armazenamento [4] têm surgido, e dispositivos de medição e de comunicação de dados [5] têm sido aperfeiçoados. Em decorrência, os clientes, anteriormente tratados apenas como consumidores passivos de energia, têm tido participação cada vez maior nos processos de tomada de decisão [6]. Adicionalmente, metas globais para reduzir a emissão de gases poluentes têm impulsionado a eletrificação dos meios de transporte, trazendo ao setor elétrico desafios inéditos relacionados ao conjunto altamente dinâmico formado por veículos elétricos e mecanismos para armazenamento [7].

Marcelo A. Benetti is Student at Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil (e-mail: marcelo.benetti@ieee.org).

Mauricio Sperandio: is Professor at Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil (mauricio.sperandio@ufsm.br).

Moises M. Santos: is Professor at Regional University of Northwestern, Ijuí, Brazil (e-mail: moises.santos@unijui.edu.br).

Felipe N. Lima: is Student at Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil (e-mail: felipe.nico@hotmail.com).

Embora tecnologia e experiência venham sendo adquiridas com as redes elétricas inteligentes, os procedimentos de planejamento, operação e regulação precisam ser aperfeiçoados. Em geral, os procedimentos abordam elementos e áreas do sistema de maneira individual. Integração, no entanto, é um aspecto evidente que emerge do processo de transição energética [8].

Portanto, é essencial que incentivos econômicos sistêmicos sejam fornecidos, permitindo que os agentes tomem decisões descentralizadas, mas induzindo neles comportamentos que promovam um ganho global ao sistema, aumentando a modicidade tarifária. Atualmente há uma grande discussão a respeito da modernização dos modelos tarifários [9]. Com o aumento da geração renovável e distribuída, a receita das distribuidoras vem diminuindo, pois é baseada na venda de energia a seus clientes [10]. Os modelos atuais, projetados sobre este paradigma, priorizam tarifas volumétricas de energia (\$/Wh), em detrimento de tarifas de capacidade de potência (\$/W). Isso torna as contas de energia bastante voláteis, muitas vezes, não garantindo a receita mínima das distribuidoras. Desta forma, o nível de incerteza do planejamento da distribuição aumenta e a modicidade tarifária diminui, já que o valor necessário para a obtenção da receita mínima é geralmente socializado entre todos os clientes, sem critérios de eficiência econômica. Portanto, em modelos tarifários modernos, é consenso de que as tarifas de capacidade devem adquirir maior peso na formação das contas de energia elétrica. A discussão se concentra em dois aspectos:

- Quais os percentuais adequados para este peso; e
- Quais as metodologias apropriadas para as tarifas de capacidade.

No Brasil, com o crescimento das fontes de energia solar e eólica, o Sistema Interligado Nacional (SIN) tem enfrentado novos desafios operacionais e regulatórios. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) concluiu que o método Nodal, atualmente empregado para a formação da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), tarifa de capacidade da transmissão, precisa ser aperfeiçoado [11]. A principal preocupação se refere aos sinais locais fornecidos pelo método. Assim, a ANEEL iniciou um projeto estratégico para definir a nova metodologia de TUST que será aplicada ao SIN.

## II. O PROBLEMA DA PRECIFICAÇÃO DO USO DA TRANSMISSÃO SEPARADA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O principal problema dos atuais métodos de precificação do uso da transmissão é que, sob o ponto de vista locacional e

temporal de um sistema, eles não são eficientes na formação de tarifas que induzam um comportamento integrado entre diferentes agentes de consumo [12].

Os tradicionais métodos de alocação dos custos de transmissão (ACT) formam a TUST com base em cenários estáticos de simulação. A evolução de carga do sistema não é capturada pela modelagem dos métodos tradicionais. Portanto, quando a carga de uma barra aumenta ao longo do tempo, não há garantia de que sua tarifa se eleve, o que é desejável para induzir o crescimento de carga em outras barras [13]. De forma análoga, é recomendável que haja a redução das tarifas em barras com diminuição de carga, para induzir o aumento de carregamento em tais barras. Somente assim, um equilíbrio sistêmico e dinâmico pode ser obtido, em termos de tarifa e carga, entre os segmentos de transmissão e distribuição.

Esta limitação dos tradicionais métodos de ACT ocorre pois eles foram desenvolvidos sobre o antigo paradigma do consumidor passivo, insensível a sinais tarifários. Assim, os métodos evoluíram em abordagens estáticas que buscam justificar sinais locais a partir de diferentes premissas. Como cada método garante a recuperação do custo total de transmissão, também denominado receita anual permitida (RAP), e como premissas distintas são aceitas pela literatura e pela sociedade, diferentes métodos de ACT são atualmente empregados. Porém, eles não capturam as dinâmicas de carga sendo, portanto, ineficazes no atual contexto de transição energética com clientes ativos e participativos.

Neste trabalho, é dada continuidade a uma linha de pesquisa que vem investigando modelos otimizados de distribuição, e abordagens para a formação da tarifa de transmissão, bem como a inter-relação entre estas duas áreas [12]-[15]. Este artigo traz duas contribuições inovadoras e diretas ao setor elétrico:

- Integração entre precificação da transmissão e planejamento da distribuição em uma estrutura dinâmica e retroalimentada de simulação com diferentes instantes de tempo; e
- Proposição de uma metodologia dinâmica de precificação da transmissão, alinhada ao contexto da transição energética.

A metodologia se constitui em um esquema complementar com características sistêmicas e integrativas, sendo composta por um processo de diferentes estágios. A evolução de carga do sistema é capturada pela metodologia. Assim, ela promove o melhor uso dos recursos de transmissão, pois barras com aumento de carga têm sua TUST elevada proporcionalmente. Este atributo, quando incorporado ao planejamento da distribuição, proporciona um equilíbrio sistêmico e dinâmico, já que barras de carga pouco demandadas serão priorizadas no decorrer do tempo. Assim, os recursos de infraestrutura da transmissão podem ser melhor explorados, postergando a necessidade por novas obras de reforço e, por consequência, diminuindo a RAP que deve ser paga por todos usuários do sistema. Com isso, a eficiência econômica (de modo locacional e também temporal) entre transmissão e distribuição é aumentada, assim como a modicidade tarifária entre os agentes de consumo, pois a responsabilidade de cada um nos reforços estruturais futuros é capturada pela metodologia.

### III. METODOLOGIA DINÂMICA DE PRECIFICAÇÃO DA TRANSMISSÃO INTEGRADA À DISTRIBUIÇÃO

A integração dinâmica entre transmissão e distribuição tem sua estrutura geral ilustrada pela Fig. 1.

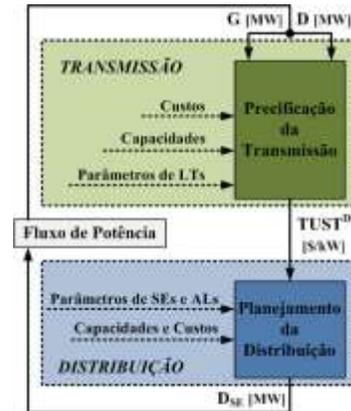


Fig. 1. Estrutura geral da integração dinâmica.

O fluxo de potência acopla os segmentos de transmissão e distribuição, fornecendo as informações elétricas dos casos convergidos. Quatro são as variáveis de entrada e saída:  $G$  (em MW) que representa o conjunto de geradores do sistema,  $D$  (em MW) o conjunto de cargas,  $TUST^D$  (em \$/kW) o conjunto de TUSTs das cargas, e  $D_{SE}$  (em MW) o conjunto de cargas das subestações (SEs) de fronteira entre transmissão e distribuição sensíveis aos sinais de TUST.

O planejamento da distribuição emprega como dados de entrada: parâmetros de SEs e de alimentadores (ALs), bem como suas capacidades e custos. Neste trabalho, as cargas das SEs de fronteira sensíveis às TUSTs são determinadas por um modelo de otimização que considera três custos na sua função objetivo: encargo de uso do sistema de transmissão (EUST), custo de perdas de energia elétrica na rede de distribuição, e custo de operação e manutenção das SEs [14]. Como restrições, o modelo considera: limites de tensão nos nós da rede, limites de corrente nos ramos, e limites de carregamento das SEs. A partir então de chaves seccionadoras, o modelo determina a configuração de mínimo custo da rede de distribuição, através de uma meta-heurística composta por duas etapas: fase de busca construtiva e fase de melhoria local [15].

Já a precificação da transmissão emprega como principais dados de entrada as informações das linhas de transmissão (LTs), tais como: custos, capacidades e parâmetros elétricos. Na sequência, é detalhada a metodologia de precificação da transmissão proposta neste trabalho.

#### A. Processo de Precificação da Transmissão

Inicialmente, é calculado um fator de acoplamento ( $F$ ) entra a evolução e o estado presente do sistema, dado por:

$$F = \frac{\left( \sum_{i=1}^{N_D} |D_i^t - D_i^{t-1}| \right) \cdot 1/N_{GD}}{\left( G_{TOTAL}^t + D_{TOTAL}^t \right) \cdot 2}, \quad (1)$$

em que  $N_D$  é o número total de cargas do sistema,  $N_{GD}$  é o número total de geradores e cargas,  $D_i^t$  é a carga na barra  $i$  no

instante  $t$ ,  $D_i^{t-1}$  é a carga na barra  $i$  no instante de tempo anterior ao instante  $t$ ,  $G_{TOTAL}^t$  é a geração total no instante  $t$ , e  $D_{TOTAL}^t$  é a carga total no instante  $t$ .

São então calculados os custos do sistema, subdivididos em custo da evolução de carga ( $C_E^{TOTAL}$ ) e custo presente ( $C_P^{TOTAL}$ ):

$$C_E^{TOTAL} = RAP \cdot F, \quad (2)$$

$$C_P^{TOTAL} = RAP \cdot (1 - F), \quad (3)$$

em que  $RAP$  é a receita anual permitida, que representa o montante total pago por geradores e consumidores pelo uso dos ativos do sistema de transmissão. O custo da evolução de carga só existe quando o fator de acoplamento não for nulo. Ou seja, quando houver mudança de carga no sistema. Além disso, a soma dos dois custos garante a recuperação da  $RAP$ , qualquer que seja o valor de  $F$ .

Após, o valor total do custo presente ( $C_P^{TOTAL}$ ) é alocado entre as diferentes barras do sistema ( $C_{Pi}$ ). Para isso, qualquer método tradicional de ACT pode ser empregado. Neste trabalho, são utilizados dois: o método Nodal [16], [17] e o método *Proportional Sharing* (PS) [18], [19].

A seguir, é calculado o custo-benefício da evolução de carga ( $C_{Bi}^{EX-ANTE}$ ) a partir de:

$$C_{Bi}^{EX-ANTE} = \left[ \frac{C_E^{TOTAL}}{\sum_{i=1}^{N_D} |D_i^t - D_i^{t-1}|} \right] \cdot (D_i^t - D_i^{t-1}). \quad (4)$$

Este custo-benefício não garante a recuperação total da  $RAP$ . É calculado então o custo da evolução associado a cada carga do sistema ( $C_{Ei}^D$ ), contendo a parcela adicional necessária à recuperação da  $RAP$ . Ele é dado por:

$$C_{Ei}^D = C_{Bi}^{EX-ANTE} + \frac{\left( C_E^{TOTAL} - \sum_{i=1}^{N_D} C_{Bi}^{EX-ANTE} \right) \cdot N_D \cdot D_i^t}{N_{GD} \cdot D_{TOTAL}^t}. \quad (5)$$

De posse dos custos necessários ( $C_{Pi}$ ,  $C_{Ei}^D$ ), a tarifa final de TUST associada à carga  $i$  no instante de tempo  $t$  ( $TUST_i^D$ ) é então calculada a partir de:

$$TUST_i^D = \frac{C_{Pi} + C_{Ei}^D}{D_i^t}. \quad (6)$$

Com relação aos geradores do sistema, o custo da evolução associado à geração ( $C_E^G$ ) é dado por:

$$C_E^G = \frac{C_E^{TOTAL} - \sum_{i=1}^{N_D} C_{Bi}^{EX-ANTE}}{N_{GD}}. \quad (7)$$

Para fornecer um carácter isonômico aos agentes individuais de geração, é calculado o custo homogêneo da evolução ( $\bar{C}_{Ei}^G$ ) a partir de:

$$\bar{C}_{Ei}^G = \frac{C_E^G \cdot N_G \cdot G_i^t}{G_{TOTAL}^t}, \quad (8)$$

em que  $N_G$  é o número total de geradores e  $G_i^t$  a geração na barra  $i$  no instante  $t$ .

A tarifa final de TUST, referente ao gerador  $i$  no instante de tempo  $t$  ( $TUST_i^G$ ), é então calculada a partir de:

$$TUST_i^G = \frac{C_{Pi} + \bar{C}_{Ei}^G}{G_i^t}. \quad (9)$$

Este processo de precificação, além de garantir a recuperação da  $RAP$  entre todos os agentes, contribui para um planejamento aderente aos aspectos regulatórios fundamentais de eficiência econômica, transparência, simplicidade e equidade [20]. O processo pode ser separado em quatro fases: Definição dos Custos do Sistema (Fase A), Alocação do Custo Presente (Fase B), Formação da Tarifa para Carga (Fase C), e Formação da Tarifa para Geração (Fase D). Cada fase, por sua vez, pode ser subdividida em diferentes estágios:

- Fase A: Fator de Acoplamento (Estágio 1), Custos do Sistema (Estágio 2);
- Fase B: Custo Presente para Cada Agente do Sistema (Estágio 3);
- Fase C: Custo-Benefício da Evolução (Estágio 4), Custo da Evolução para Carga (Estágio 5), Tarifa Final para Carga (Estágio 6);
- Fase D: Custo da Evolução para Geração (Estágio 7), Custo Homogêneo da Evolução (Estágio 8), e Tarifa Final para Geração (Estágio 9).

A Fig. 2 traz um fluxograma que ilustra cada uma das fases e os respectivos estágios de processamento.

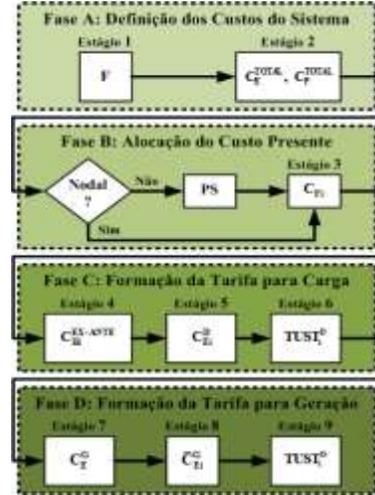


Fig. 2. Fluxograma com o processo de precificação da transmissão.

#### IV. RESULTADOS DE APLICAÇÃO

O fluxograma com o processo dinâmico que integra as simulações realizadas é mostrado na Fig. 3. No início do instante 0, a carga das SEs de fronteira é obtida com valores iniciais nulos de TUST. Ao final deste instante, as TUSTs são calculadas com o método tradicional de ACT puro, e não com a metodologia de precificação proposta, pois para o seu processamento são necessários os dados do instante anterior. A partir do instante de tempo 1, o processo dinâmico se torna completo: as SEs adotam as TUSTs do instante anterior para a sua configuração, e a metodologia é normalmente processada.

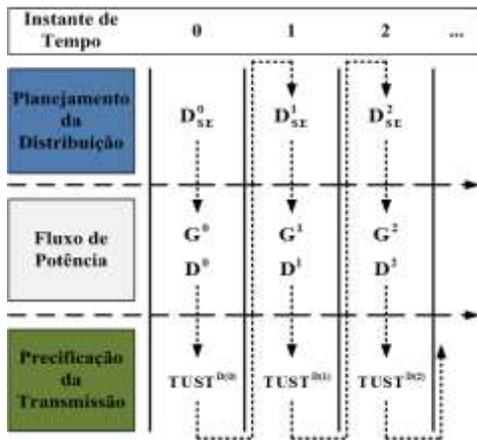


Fig. 3. Fluxograma com o processo dinâmico e integrado de simulações.

O modelo de otimização que determina o planejamento da distribuição foi implementado em plataforma Matlab. Ele possui uma interface com a plataforma OpenDSS, responsável pela execução do fluxo de potência AC (*alternating current*) da rede de distribuição [15]. A plataforma OpenDSS foi adotada para a futura inclusão de modelos de novos elementos tecnológicos, tais como veículos elétricos, mecanismos para armazenamento de energia e geração distribuída. Já o fluxo de potência AC do sistema de transmissão é obtido com o pacote computacional Matpower 7.0, uma ferramenta consolidada e gratuita que oferece robustez na simulação de sistemas de energia elétrica. Todos algoritmos de precificação da transmissão foram desenvolvidos em plataforma Matlab.

A definição de critérios para a formação da RAP da transmissão não faz parte do escopo deste trabalho, cujo foco é a alocação deste valor entre as barras do sistema. Assim, o valor da RAP, em \$, utilizado no trabalho é dado por:

$$RAP = \sum_{k=1}^{N_L} x_k \cdot 10^6, \quad (10)$$

onde  $N_L$  é o número total de linhas do sistema de transmissão e  $x_k$  a reatância da linha  $k$ .

A. Sistema Teste 1

A Fig. 4 exibe o primeiro sistema teste, que possui oito barras e nove linhas, sendo seus dados originais obtidos em [21].

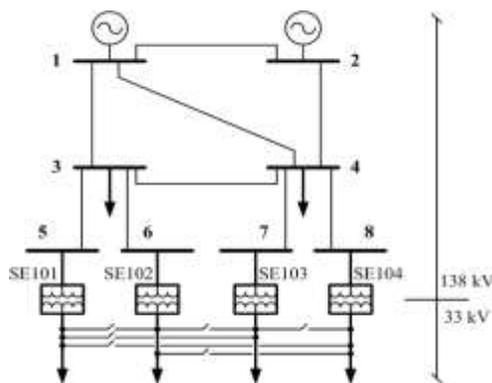


Fig. 4. Diagrama unifilar do Sistema Teste 1.

Foram adicionadas ao sistema original quatro barras e quatro linhas para a conexão das SEs de fronteira: SE101, SE102,

SE103, e SE104. As linhas adicionadas contêm resistência e susceptância nulas, sendo cada reatância ( $x$ ) igual a um oitavo da menor reatância adjacente à barra do sistema original à qual está conectada a SE:  $x_{3-5} = x_{3-6} = x_{4-7} = x_{4-8} = 0,0121$  em p.u. Desta forma, é obtido um fluxo de potência ativa idêntico ao do sistema original. Este primeiro sistema teste possui uma RAP de \$ 533.400,00. A Tabela I traz os resultados obtidos com o emprego do método Nodal de ACT no Estágio 3 da metodologia de precificação. A Tabela II ilustra as variações de injeção de potência ao longo do tempo, e as variações entre o valor da TUST obtido: com a metodologia de precificação e com o método Nodal puro (sem a metodologia).

TABELA I  
INJEÇÃO DE POTÊNCIA E VALORES DE TUST PARA CADA BARRA DO SISTEMA COM NODAL NO ESTÁGIO 3 DA METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO

Barra	Injeção de Potência [MW]				
	TUST [\$/kW]				
1	262,65	263,47	263,14	263,59	263,19
1	0,5934	0,5916	0,5925	0,5919	0,5924
2	250	250	250	250	250
2	0,4434	0,4416	0,4425	0,4419	0,4424
3	213	213	213	213	213
3	0,4269	0,4349	0,4319	0,4352	0,4323
4	208,29	208,29	208,29	208,29	208,29
4	0,5769	0,5849	0,5819	0,5852	0,5823
5	18,43	32	25,72	34,55	27,06
5	0,6269	0,6489	0,6238	0,6436	0,6232
6	18,57	30,13	27,47	30,13	27,47
6	0,6269	0,6475	0,6287	0,6381	0,6291
7	20,52	7,74	15,26	5,24	15,26
7	0,7769	0,7306	0,7981	0,7223	0,8039
8	21,19	9,06	10,38	9,06	9,06
8	0,7769	0,7409	0,7861	0,7804	0,7823
	0	1	2	3	4
	Instante de Tempo				

TABELA II  
VARIAÇÃO TEMPORAL DA INJEÇÃO DE POTÊNCIA E VARIAÇÃO DA TUST EM RELAÇÃO AOS VALORES FORNECIDOS COM NODAL PURO

Barra	$\Delta$ Potência [%] (Referência: instante anterior)			
	$\Delta$ TUST [%] (Referência: ACT puro)			
1	0,3122	-0,1253	0,171	-0,1518
1	-0,135	-0,0506	-0,0675	-0,0675
2	0	0	0	0
2	-0,1808	-0,0678	-0,0904	-0,0903
3	0	0	0	0
3	0,1843	0,0695	0,092	0,0694
4	0	0	0	0
4	0,137	0,0516	0,0684	0,0515
5	73,63	-19,625	34,3313	-21,6787
5	2,334	-1,235	1,3863	-1,3924
6	62,2509	-8,8284	9,6833	-8,8284
6	2,1132	-0,4592	0,5198	-0,4589
7	-62,2807	97,1576	-65,6619	191,2214
7	-6,8231	2,1111	-7,9638	2,8005
8	-57,244	14,5695	-12,7168	0
8	-5,5095	0,5757	-0,5607	0,0384
	1	2	3	4
	Instante de Tempo			

No instante 1, verifica-se que as cargas das Barras 5, 6, 7, e 8, sensíveis à TUST, distribuem-se de forma inversamente proporcional aos valores de TUST do instante 0. Ou seja, barras

com menores tarifas adquirem maiores valores de carga. A partir do instante 1, um equilíbrio dinâmico entre tarifa e carga é observado nestas barras, devido aos ajustes nas tarifas realizados pela metodologia de precificação. Nas demais barras do sistema, constata-se uma variação tarifária bastante pequena. Os valores percentuais evidenciam o equilíbrio dinâmico obtido com a metodologia de precificação. Os ajustes tarifários realizados são efetivos e proporcionais às mudanças de carga. Tal comportamento é fundamental não apenas com redes de distribuição que respondem a sinais de TUST, mas também com clientes livres que naturalmente irão buscar se conectar e expandir o seu consumo em locais com menores tarifas de uso.

A Tabela III traz os resultados obtidos com o método PS de ACT no Estágio 3 da metodologia de precificação. A Tabela IV ilustra as variações de injeção de potência e as variações de TUST com a metodologia e com PS puro (sem a metodologia).

TABELA III  
INJEÇÃO DE POTÊNCIA E VALORES DE TUST PARA CADA BARRA DO SISTEMA COM PS NO ESTÁGIO 3 DA METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO

Barra	Injeção de Potência [MW]			
	TUST [\$/kW]	TUST [\$/kW]	TUST [\$/kW]	TUST [\$/kW]
1	262,65	263,3	262,98	263,42
1	0,4098	0,4036	0,4063	0,4028
2	250	250	250	250
2	0,6363	0,6404	0,6388	0,6416
3	213	213	213	213
3	0,4804	0,4846	0,4827	0,4848
4	208,29	208,29	208,29	208,29
4	0,5864	0,5921	0,5896	0,5928
5	18,43	29,47	24,94	31,06
5	0,4804	0,4969	0,4767	0,4913
6	18,57	28,27	23,89	30,13
6	0,4804	0,4959	0,4767	0,4916
7	20,52	10,1	14,44	7,34
7	0,5864	0,5582	0,5994	0,561
8	21,19	11,04	15,51	10,38
8	0,5864	0,5619	0,599	0,5765
	0	1	2	3
	4			

TABELA IV  
VARIAÇÃO TEMPORAL DA INJEÇÃO DE POTÊNCIA E VARIAÇÃO DA TUST EM RELAÇÃO AOS VALORES FORNECIDOS COM PS PURO

Barra	$\Delta$ Potência [%] (Referência: instante anterior)			
	$\Delta$ TUST [%] (Referência: ACT puro)	$\Delta$ TUST [%] (Referência: ACT puro)	$\Delta$ TUST [%] (Referência: ACT puro)	$\Delta$ TUST [%] (Referência: ACT puro)
1	0,2475	-0,1215	0,1673	-0,1025
1	-0,099	-0,0492	-0,0496	-0,0247
2	0	0	0	0
2	-0,1559	-0,0626	-0,0934	-0,0625
3	0	0	0	0
3	0,1654	0,0622	0,1032	0,0828
4	0	0	0	0
4	0,0845	0,0509	0,0506	0,0339
5	59,9023	-15,3716	24,5389	-14,1339
5	2,7077	-1,1816	1,4454	-1,0559
6	52,2348	-15,4935	26,1197	-11,9482
6	2,501	-1,1816	1,5073	-0,8489
7	-50,7797	42,9703	-49,169	82,8338
7	-5,6457	1,7139	-5,3165	2,5576
8	-47,9	40,4891	-33,0754	17,7264
8	-5,0203	1,646	-2,7004	0,8808
	1	2	3	4

É observado um comportamento análogo ao obtido anteriormente com o método Nodal. Porém a diferença tarifária entre as Barras 5 (igual a 6) e 7 (igual a 8) ao final do instante 0 é menor, o que ocasiona variações menores de carga e de TUST nos instantes subsequentes. O equilíbrio dinâmico e proporcional proporcionado pela metodologia de precificação é mantido. As Fig. 5 e 6 ilustram respectivamente os resultados obtidos com os métodos Nodal e PS no Estágio 3 da metodologia de precificação da transmissão integrada ao planejamento da distribuição. Em cada figura, é considerada também a precificação da transmissão separada (ACT puro) da distribuição, para fins de comparação.

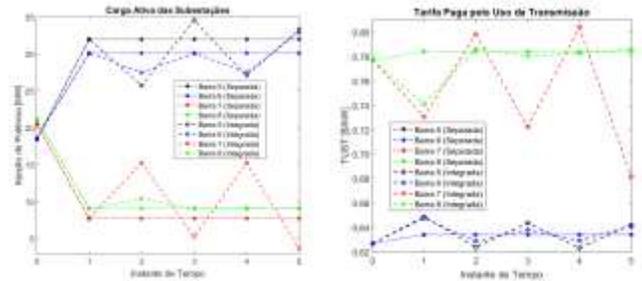


Fig. 5. Carga ativa e TUST paga pelas SEs considerando a precificação da transmissão separada (Nodal puro) e integrada (Nodal no Estágio 3 da metodologia) ao planejamento da distribuição.

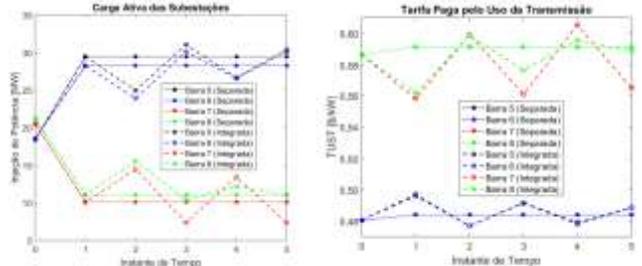


Fig. 6. Carga ativa e TUST paga pelas SEs considerando a precificação da transmissão separada (PS puro) e integrada (PS no Estágio 3 da metodologia) ao planejamento da distribuição.

Quando adotado o método Nodal de ACT, do instante 0 a 1, as tarifas das Barras 5 e 6 exibem um mesmo valor que passa de 0,6269 \$/kW para 0,6341 \$/kW. As Barras 7 e 8 também apresentam tarifas iguais que passam de 0,7769 \$/kW para 0,7841 \$/kW. Com a precificação separada, sem a captura da evolução de carga, a proporção tarifária se mantém igual, sendo cargas e TUSTs mantidas as mesmas a partir do instante 1. Já com a precificação integrada, um equilíbrio dinâmico e proporcional entre tarifa e carga é obtido ao longo do tempo pela metodologia, como anteriormente mostrado nas tabelas.

Considerando-se o método PS, do instante 0 a 1, as tarifas das Barras 5 e 6 passam de 0,4804 \$/kW para 0,4838 \$/kW. Já as Barras 7 e 8 passam de 0,5864 \$/kW para 0,5916 \$/kW. Com a precificação separada, cargas e TUSTs se mantêm iguais ao longo do tempo. Integrando então a precificação da transmissão ao planejamento da distribuição, um equilíbrio dinâmico e

proporcional é novamente obtido pela metodologia.

**B. Sistema Teste 2**

A Fig. 7 ilustra o segundo sistema teste que contém 36 barras e 50 linhas, sendo seus dados originais obtidos em [22], correspondentes à configuração pico de carga.

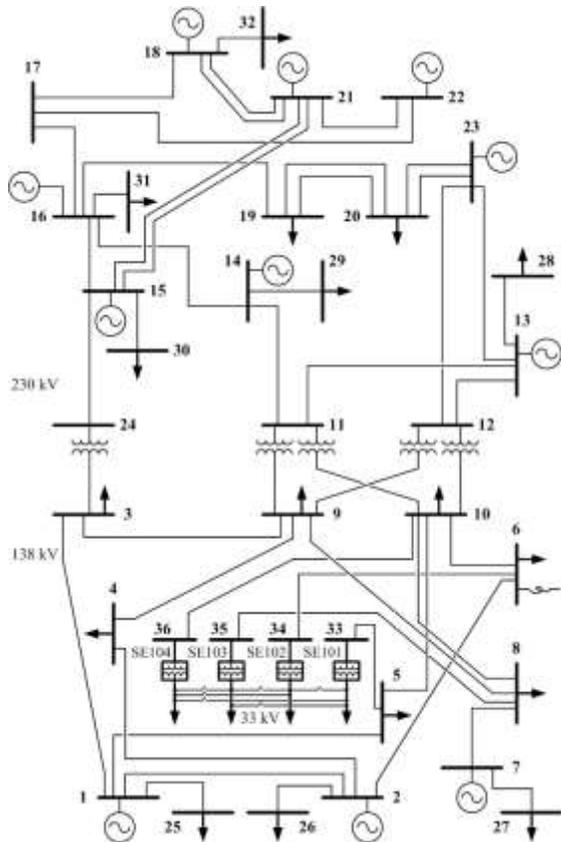


Fig. 7. Diagrama unifilar do Sistema Teste 2.

Foram adicionadas 12 barras e 12 linhas ao sistema original, pois a metodologia de precificação precisa identificar o tipo de injeção de potência (carga ou geração). As linhas adicionadas possuem resistências nulas. Já os valores de reatância ( $x$ ) e susceptância ( $b$ ), em p.u., são iguais à metade do menor valor adjacente à barra do sistema original à qual está conectada a nova barra de carga (de 25 a 32):

$$x_{1-25} = 0,0070; b_{1-25} = 0,0115; x_{2-26} = 0,0070; b_{2-26} = 0,0170;$$

$$x_{7-27} = 0,0305; b_{7-27} = 0,0085; x_{13-28} = 0,0240; b_{13-28} = 0,0500;$$

$$x_{14-29} = 0,0210; b_{14-29} = 0,0410; x_{15-30} = 0,0085; b_{15-30} = 0,0180;$$

$$x_{16-31} = 0,0085; b_{16-31} = 0,0180; x_{18-32} = 0,0070; b_{18-32} = 0,0150.$$

Quatro barras (33, 34, 35, e 36) e quatro linhas para a conexão das SEs de fronteira foram também adicionadas, em procedimento análogo ao realizado para o primeiro sistema teste, sendo:  $x_{5-33} = 0,0106$ ;  $x_{6-34} = 0,0076$ ;  $x_{8-35} = 0,0076$ ;  $x_{10-36} = 0,0076$  (p.u.). Com isso, é obtido um fluxo de potência ativa idêntico ao do sistema original.

A RAP deste segundo sistema teste é de \$ 2.918.900,00. A Tabela V exhibe os resultados obtidos para as SEs de fronteira com o emprego do método Nodal de ACT no Estágio 3 da

metodologia de precificação proposta.

TABELA V  
INJEÇÃO DE POTÊNCIA E VALORES DE TUST ADOTANDO O VALOR  $F$  NO ESTÁGIO 1 E NODAL NO ESTÁGIO 3 DA METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO

Barra	Injeção de Potência [MW]				
	TUST [\$/kW]				
33	37,02	52,62	52,62	52,62	52,62
33	0,3065	0,3107	0,3083	0,3083	0,3083
34	37,3	40,83	40,83	40,83	40,83
34	0,3658	0,3683	0,3676	0,3676	0,3676
35	41,21	46,84	46,84	46,84	46,84
35	0,3468	0,3496	0,3486	0,3486	0,3486
36	42,53	18,15	18,15	18,15	18,15
36	0,5339	0,5247	0,5356	0,5356	0,5356
	0	1	2	3	4
Instante de Tempo					

Do instante 0 ao 1, observa-se um comportamento tarifário dinâmico proporcional às mudanças de carga, porém em escala bastante reduzida. A partir do instante 1, as cargas das SEs não se alteram. Com isso, o custo da evolução de carga da metodologia é nulo, sendo as tarifas finais iguais às obtidas com o método de ACT puro. Desta forma, o sistema adquire um equilíbrio dinâmico de trajetória constante, até que haja nova mudança de carga no sistema.

A carga ativa total das SEs, em comparação à carga total do sistema, tem a seguinte proporção:  $158,06/2850 = 1/18,03$ . No primeiro sistema teste, esta proporção era de:  $78,71/500 = 1/6,35$ . Portanto, com a diminuição da ordem de grandeza das SEs, o impacto de suas variações no fator de acoplamento ( $F$ ) da metodologia de precificação, que subdivide os custos do sistema, é reduzido. Por isso, na sequência, é utilizado um fator de acoplamento duplo ( $2.F$ ) para analisar o impacto deste incremento. A Tabela VI traz os resultados obtidos.

TABELA VI  
INJEÇÃO DE POTÊNCIA E VALORES DE TUST ADOTANDO O VALOR  $2.F$  NO ESTÁGIO 1 E NODAL NO ESTÁGIO 3 DA METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO

Barra	Injeção de Potência [MW]				
	TUST [\$/kW]				
33	37,02	52,62	49,92	52,62	52,62
33	0,3065	0,3132	0,3072	0,3091	0,3083
34	37,3	40,83	40,83	40,83	40,83
34	0,3658	0,369	0,3674	0,3676	0,3676
35	41,21	46,84	46,84	46,84	46,84
35	0,3468	0,3506	0,3484	0,3486	0,3486
36	42,53	18,15	20,79	18,15	18,15
36	0,5339	0,5137	0,5375	0,5333	0,5356
	0	1	2	3	4
Instante de Tempo					

Variações tarifárias um pouco mais intensas podem ser verificadas no instante 1, sendo mantida a proporcionalidade. Observa-se que as cargas das SEs se alteram nos instantes 1, 2, e 3. No entanto, a partir do instante 4, não há nenhuma alteração de carga no sistema. As tarifas então se mantêm constantes, sendo alcançado o mesmo equilíbrio dinâmico de trajetória constante anteriormente verificado com o valor  $F$ .

Na Tabela VII são ilustrados os resultados obtidos com o emprego do método PS no Estágio 3 da metodologia de precificação e com a utilização do valor  $2.F$  no Estágio 1.

TABELA VII  
INJEÇÃO DE POTÊNCIA E VALORES DE TUST ADOTANDO  
O VALOR  $2.F$  NO ESTÁGIO 1 E PS NO ESTÁGIO

Barra	3 DA METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO		
	Injeção de Potência [MW] TUST [\$/kW]		
33	37,02	49,16	49,16
33	0,5384	0,5831	0,579
34	37,3	14,21	14,21
34	1,0533	1,0404	1,0671
35	41,21	59,81	59,81
35	0,5367	0,598	0,5928
36	42,53	35,35	35,35
36	1,0928	1,0979	1,1014
	0	1	2
	Instante de Tempo		

Do instante 0 ao 1, observa-se o aumento de carga nas barras com menores tarifas (Barras 33 e 35), acompanhado de um incremento tarifário proporcional. Do instante 1 ao 2, as cargas de todas SEs se mantêm iguais e o sistema novamente adquire um equilíbrio dinâmico de trajetória constante.

As Fig. 8 e 9 mostram os resultados obtidos adotando-se o valor  $2.F$  no Estágio 1 da metodologia proposta. Na Fig. 8, o método Nodal de ACT é empregado no Estágio 3. Já na Fig. 9, é empregado o método PS. Além da precificação da transmissão integrada (metodologia proposta) ao planejamento da distribuição, as figuras mostram também a precificação separada (ACT puro) para a comparação dos resultados.

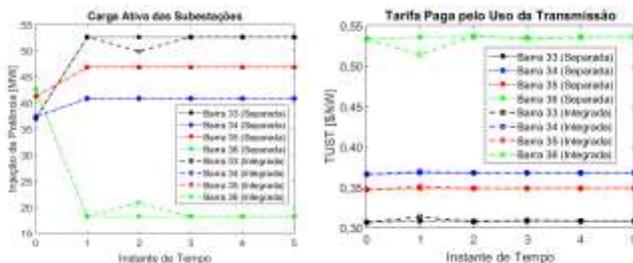


Fig. 8. Carga ativa e TUST paga pelas SEs considerando a precificação da transmissão separada (Nodal puro) e integrada (valor  $2.F$  no Estágio 1 e Nodal no Estágio 3 da metodologia) ao planejamento da distribuição.

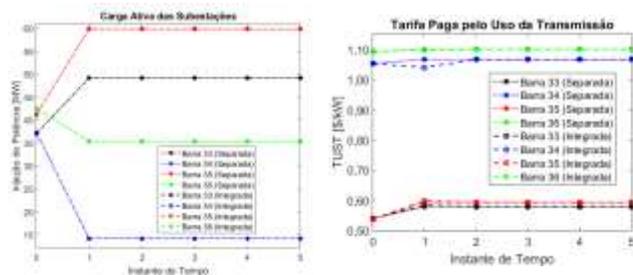


Fig. 9. Carga ativa e TUST paga pelas SEs considerando a precificação da

transmissão separada (PS puro) e integrada (valor  $2.F$  no Estágio 1 e PS no Estágio 3 da metodologia) ao planejamento da distribuição.

Com o emprego do método Nodal, um equilíbrio dinâmico de trajetória constante é alcançado a partir do instante 4 pela precificação integrada, como mostrado anteriormente na Tabela VI. Os valores de tarifa e carga deste equilíbrio são iguais aos valores obtidos no instante 1 pela precificação separada da distribuição, o que confirma a preservação das características tarifárias do método de ACT utilizado pela metodologia.

Analogamente, com o emprego do método PS no Estágio 3 da metodologia, o equilíbrio dinâmico de trajetória constante apresenta valores iguais aos obtidos no instante 1 pela precificação separada. Neste caso, porém, o equilíbrio é alcançado antes, já no instante 2, como anteriormente ilustrado pela Tabela VII. Isto demonstra a aplicabilidade da metodologia como um esquema suplementar e sistêmico com atuação automática. Pois quando houver alguma mudança de carga no sistema, o que na prática sempre ocorrerá, a metodologia irá atuar, realizando os devidos ajustes tarifários, proporcionais às mudanças de carga.

## V. CONCLUSÕES

O processo de formação da TUST precisa capturar as dinâmicas de consumo. Os resultados apresentados neste trabalho mostram a importância disso. Redes de distribuição modernas, com dispositivos automáticos de chaveamento e modelos que minimizam custos globais, irão alocar carga a SEs com menores TUSTs. Mesmo que concessionárias de distribuição não busquem tal minimização, devido à falta de incentivos regulatórios, repassando o custo do EUST aos seus clientes finais de forma integral e uniforme, clientes livres conectados em nível de transmissão irão buscar pontos do sistema com menores TUSTs. Quanto maior o impacto do EUST no negócio de um cliente livre, maior será a influência da TUST na estratégia de expansão do seu consumo. Estações para abastecimento de veículos elétricos, que têm a eletricidade como produto final destinado a veículos que se constituem em cargas móveis, são potenciais clientes livres cujo valor da TUST se apresenta como fator decisivo para o seu negócio.

Os resultados evidenciam que métodos tradicionais de ACT não respondem às mudanças de carga de forma coordenada. A metodologia de precificação proposta, por sua vez, captura as dinâmicas de consumo e realiza ajustes tarifários proporcionais a tais mudanças. Esta é sua grande contribuição. Ela preserva as características tarifárias dos métodos tradicionais e induz, de maneira automática, um equilíbrio dinâmico entre tarifa e carga para todo o sistema. Com isso, novos investimentos em reforços estruturais podem ser postergados, reduzindo o custo total pago pelos usuários em uma perspectiva de longo prazo.

Por fim, podemos verificar que a metodologia apresentada possui opção de ajuste para a proporcionalidade dos custos do sistema e opção de seleção de qualquer método tradicional de ACT para a alocação do custo presente. Portanto, isso permite que reguladores e operadores definam qual configuração melhor se aplica a um determinado sistema de potência, em termos da inter-relação dinâmica tarifa-carga.

## REFERÊNCIAS

- [1] B. Lachal, *Energy Transition*. Great Britain and United States: ISTE and John Wiley & Sons, 2019.
- [2] M. Junginger and A. Louwen, *Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System: Conceptual Issues, Empirical Findings, and Use, in Energy Modeling*. United Kingdom and United States: Elsevier, 2020.
- [3] P. Benalcázar, J. Lara, and M. Samper, "Distributed Photovoltaic Generation in Ecuador: Economic Analysis and Incentives Mechanisms," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 3, pp. 564-572, 2020.
- [4] L. R. Pontes, H. R. Espinoza, Y. P. Molina, and J. E. Luyo, "Optimal Allocation of Energy Storage System in Distribution Systems with Intermittent Renewable Energy," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 19, no. 2, pp. 288-296, 2021.
- [5] E. Kabalci and Y. Kabalci, *Smart Grids and Their Communication Systems*. Singapore: Springer, 2019.
- [6] R. Lotero and H. de Souza, "Optimal Selection of Photovoltaic Generation for a Community of Electricity Prosumers," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 4, pp. 791-799, 2020.
- [7] L. Noel, G. Z. de Rubens, J. Kester, and B. K. Sovacool, *Vehicle-to-Grid: A Sociotechnical Transition Beyond Electric Mobility*. Switzerland: Springer, 2019.
- [8] V. Petit, *The New World of Utilities: A Historical Transition Towards a New Energy System*. Switzerland: Springer, 2019.
- [9] "Utility Rate Making: Balancing Reliability Versus Cost," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 18, no. 3, May/June 2020.
- [10] "Choices in Tools and Design: Zero-Marginal-Cost Electricity Markets," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 19, no. 1, Jan./Feb. 2021.
- [11] "Nota Técnica 246/2018: Requisitos básicos para execução do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D do Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico – SIASE, módulo Transmissão (SIASE-T)," *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*, Brasil, 2018.
- [12] M. A. Benetti and M. Sperandio, "Transmission Pricing: Rights Insights for Suitable Cost Allocation Methods," in *Electricity Markets: New Players and Pricing Uncertainties*. Switzerland: Springer, 2020.
- [13] M. A. Benetti, M. Sperandio, M. M. Santos, e A. R. Abaide, "Análise das Repercussões que Alterações nas Redes Elétricas de Distribuição Provocam nos Sinais Locacionais da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão," em *XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, Curitiba, Brasil, 2017.
- [14] M. M. Santos, A. R. Abaide, and M. Sperandio, "Distribution Networks Expansion Planning under the perspective of the location Transmission Network Use of System Tariffs," *Electric Power Systems Research*, vol. 128, pp. 123-133, 2015.
- [15] F. N. Lima, *Reconfiguração de Redes de Distribuição Considerando Tarifas Locacionais dos Sistemas de Transmissão*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil, 2020.
- [16] "Nota Técnica 003/1999: Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos," *Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão (SRT) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*, Brasil, 1999.
- [17] A. H. F. Azevedo e L. V. Mattos, *Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil*. São Paulo: Mackenzie, 2012.
- [18] J. Bialek, "Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1185-1193, 1997.
- [19] D. A. Lima, A. Padilha-Feltrin, and J. Contreras, "An overview on network cost allocation methods," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 750-758, 2009.
- [20] I. J. Pérez-Arriaga, *Regulation of the Power Sector*. London, Heidelberg, New York, and Dordrecht: Springer, 2013.
- [21] A. J. Conejo, J. Contreras, D. A. Lima, and A. Padilha-Feltrin, "Zbus Transmission Network Cost Allocation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 342-349, 2007.

- [22] Reliability Test System Task Force, "The IEEE Reliability Test System - 1996," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, 1999.



**Marcelo A. Benetti** possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), e mestrado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Exerceu o cargo de engenheiro na Rio Grande Energia, empresa do Grupo CPFL. Atuou como pesquisador no LabPlan e como professor do curso de engenharia elétrica da SATC.

Atualmente é doutorando do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM no Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP).



**Mauricio Sperandio** é formado em Engenharia Elétrica pela UFSM, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, e concluiu mestrado e doutorado em Sistemas de Energia Elétrica pela UFSC em 2004 e 2008, respectivamente, vinculado ao LabPlan. De 2009 a 2013 foi professor adjunto da Universidade Federal do Pampa - Campus Alegrete (RS). Atualmente está na UFSM, estando como chefe do 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 transmissão e distribuição, tarifação, redes elétricas inteligentes e microrredes.



**Moises M. Santos** é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (2005), Mestre em Engenharia Elétrica pela UFSC (2008) e Doutor em Engenharia Elétrica pela UFSM, com doutorado sanduíche pela Universidade do Porto, Portugal (2017). Atualmente é professor adjunto da

Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (UNIJUI). Atua nas áreas de planejamento, análise e operação de sistemas de energia elétrica com aplicação de métodos de otimização vinculados ao conceito de Smart Grid.



**Felipe N. Lima** possui curso Técnico em Eletrotécnica pela Escola Técnica Estadual 25 de Julho (2007), Graduação em Engenharia Elétrica pela UNIJUI (2016) e Mestrado pela UFSM (2020). Atualmente é Eletrotécnico do Departamento Municipal de Energia de Ijuí. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica atuando

principalmente nos seguintes temas: Reconfiguração de redes de distribuição, Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, e Metodologias Heurísticas.