

Power Distribution Network Reconfiguration Considering the Transmission System Usage

F. N. Lima, M. M. Santos, M. A. Benetti, T. F. Milke, M. Sperandio, *Member IEEE*

Abstract—This paper presents a heuristic reconfiguration algorithm, considering the locational economic signals of the tariffs for the use of the transmission system. Among other aspects, the economic signaling of locational tariffs encourages the rationalization of the use of transmission assets, as well as the reduction of operating costs. Therefore, the proposed algorithm is presented as an optimization problem with a focus on minimizing the transmission system usage. In order to validate the efficiency of the proposed reconfiguration algorithm, the IEEE 33 and 69 nodes test systems are evaluated. In addition, the algorithm is tested for different transmission cost allocation techniques and transmission system capacity scenarios. The results achieved demonstrate the systemic rationalization of the use of assets, which characterize the proposed algorithm as an important tool to avoid the increase in the share of energy transport in the tariff for the final consumer.

Index Terms—Transmission Cost Allocation. Distribution Networks Reconfiguration. Transmission System Usage.

NOMENCLATURA

C_{EUST}^D	encargos de uso do sistema de transmissão atribuídos à distribuição (UM)
C_{PERDAS}	custo de perdas de energia elétrica (UM)
$C_{O\&M}$	custo de operação e manutenção de subestações (UM)
P_{G_i}	potência ativa gerada na barra i (pu)
Q_{G_i}	potência reativa gerada na barra i (pu)
P_{S_i}	potência ativa total demandada na subestação i (pu)
Q_{S_i}	potência reativa total demandada na subestação i (pu)
P_{d_i}	potência ativa total demandada na barra i (pu)
Q_{d_i}	potência reativa total demandada na barra i (pu)
Q_{G_i}	potência reativa gerada na barra i (pu)
v	limite inferior admissível de tensão (pu)
\bar{v}	limite superior admissível de tensão (pu)
v_i	tensão na barra i (pu)
\bar{S}_i	limite máximo de carregamento da subestação i (pu)
n_{ij}	variável binária de decisão que determina se o circuito entre as barras ij está aberto (0) ou fechado (1)
P_{ij}	fluxo de potência ativa no circuito entre as barras ij (MW)
Q_{ij}	fluxo de potência reativa no circuito entre as barras ij (MVar)
\bar{S}_{ij}	limite máximo de carregamento do circuito entre as barras ij (MVA)
n_{bd}	quantidade de barras do sistema de distribuição

ξ_{ij}	variável incremental variável de déficits de capacidade de linha de transmissão ij existente
n_{bs}	quantidade de subestações de fronteira entre o sistema de transmissão e de distribuição
Ω_b	conjunto de barras do sistema de transmissão e de distribuição
Ω_s	conjunto de subestações
Ω_{ld}	conjunto de ramos do sistema de distribuição
Ω_{lt}	conjunto de ramos do sistema de transmissão
$TUST_i^D$	tarifa de uso da transmissão na subestação de fronteira i entre o sistema de transmissão e distribuição (UM/MW)
δ_l	Fator de conversão em valor presente os custos anuais em perdas
R_{ij}	resistência elétrica da linha ij (Ω)
I_{ij}	corrente na seção de linha entre as barras i e j (A)
ϕ_l	fator de perdas típico anual
c_l	custo unitário das perdas (UM/kWh)
δ_{vp}	fator de conversão em valor presente de custos anuais
τ	taxa de atratividade (%)
h	horizonte de estudo (anos)
C_{ij}	custo anual da linha de transmissão do trecho ij (UM)
π_{ij}	custo marginal de expansão da linha de transmissão do trecho ij (UM)

I. INTRODUÇÃO

O problema de reconfiguração de redes elétricas de distribuição (PDNR - *power distribution network reconfiguration*) é um problema clássico no âmbito do planejamento e da operação de sistemas elétricos de potência. O PDNR consiste de uma sistemática de mudança do arranjo topológico da rede elétrica de distribuição variando o *status* (aberto ou fechado) de chaves instaladas ao longo da rede, considerando um conjunto de restrições operacionais. Na literatura, encontra-se uma diversidade de formulações e de estratégias de solução do PDNR, em especial visando reduzir perdas elétricas e melhorar o perfil de tensão [1,2,3].

Na última década, a difusão de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) tem despertado o interesse crescente de pesquisas sobre o PDNR endereçadas à geração distribuída (GD) [4,5,6,7]. Em [8] é proposto uma formulação não linear, cuja função objetivo consiste em minimizar perdas elétricas através da reconfiguração, considerando a geração distribuída. Nessa mesma linha de pesquisa, [9] trata a reconfiguração da distribuição com a alocação de GD. As restrições estão relacionadas aos limites de tensão, à capacidade de carregamento de condutores e à radialidade. Em [10] é apresentada uma solução para o problema de reconfiguração com um modelo não linear, objetivando minimizar as perdas

F. N. Lima, Marcelo A. Benetti and Tafarel F. Milke are Student at Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil (e-mail: felipe.nico@hotmail.com, marcelo.benetti@mail.ufsm.br, tafarelmilke@gmail.com). Moises M. Santos: is Professor at Regional University of Northwestern, Ijuí, Brazil (e-mail: moises.santos@unijui.edu.br). Mauricio Sperandio: is Professor at Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil (mauricio.sperandio@ufsm.br).

elétricas e desvios de tensão nos barramentos. Nesse estudo, consideram-se as restrições de tensão mínima e máxima e de capacidade de carregamento da rede. O algoritmo PSO (*particle swarm optimization*) no PDNR é apresentada em [11], objetivando minimizar perdas de energia e maximizar a confiabilidade, com e sem inserção de GD no sistema de distribuição. A metodologia proposta considerada incertezas do sistema através de previsões semanais de carga e de geração distribuída. Em [12] é apresentado um algoritmo baseado no método de varredura *Backward/Forward Sweep*. Um Algoritmo Genético (AG) modificado é discutido em [13], baseado em uma metodologia heurística que considera, apenas, as configurações radiais como populações iniciais, reduzindo significativamente o esforço computacional.

Tendências atuais sobre o PDNR têm abarcado novos objetivos, destacadamente os veículos elétricos (EV – *Electric Vehicles*) e sistemas de armazenamento de energia. Em [14] é proposta uma formulação multiobjetivo que considera o ciclo de recarga de veículos elétricos, perdas elétricas e desvio de tensão. A quantidade de operações de comutação é considerada como restrição no modelo de otimização. A solução de compromisso ideal é escolhida entre as soluções de Pareto, usando o método de decisão de avaliação de satisfação *fuzzy*. Nessa linha de pesquisa, um modelo de otimização para investigar diferentes estratégias de ciclos de descarga e recarga de EVs é explorado em [15], considerando perdas elétricas e perfil de tensão. Em [16] propõe-se uma abordagem multiobjetivo, cuja função objetivo inclui: índice de perda elétricas; índice de desvio de tensão; e índice de margem de estabilidade de tensão. A priorização desses objetivos considera o processo de hierarquia analítica (AHP - *analytic hierarchy process*). Como estratégia de solução, é proposto um AG aprimorado. Em [17] são investigados os potenciais benefícios da reconfiguração dinâmica da rede de distribuição, levando em consideração a disponibilidade espaço-temporal de veículos elétricos e sua demanda de carregamento. A formulação proposta se baseia em modelo de programação inteira mista para coordenar, de forma eficiente, o ciclo de carga e descarga de VEs. Em [18] é apresentada uma síntese de diversas formulações, algoritmos, assim como as tendências atuais em pesquisas sobre o PDNR.

De modo geral, ressalta-se que o crescente interesse no uso de energia sustentável, envolvendo a geração distribuída eólica e fotovoltaica e os veículos elétricos, contribui para o crescente número de pesquisas e, conseqüentemente, publicações sobre o PDNR que contemplem esses novos conceitos. No entanto, percebe-se que mesmo com o aumento das pesquisas, sendo acentuado a partir da última década, existem alguns aspectos, ainda, pouco explorados no PDNR, destacadamente a investigação de aspectos de tarifação locacional e alocação de custos da transmissão. A sinalização econômica das tarifas locacionais tende a racionalizar o uso dos ativos de transmissão, assim como se torna um importante indicativo à tomada de decisão relacionada à operação de sistemas elétricos de distribuição [19]. Nesse contexto, esse artigo tem por objetivo explorar o impacto das tarifas locacionais de uso da transmissão na reconfiguração de redes elétricas de distribuição. Dentre as principais contribuições deste trabalho, destacam-se: i) modelagem agregada de

sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica; ii) formulação de um modelo de reconfiguração da distribuição que minimiza encargos de uso do sistema de transmissão; e iii) análise do impacto das tarifas de transmissão sobre o PDNR, considerando os métodos Zbus, EBE (*Intercâmbio Bilateral Equivalente*) e PS (*Postal Stamp*).

II. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A formulação do PDNR proposto considera a minimização de três parcelas principais de custos: encargos de uso da transmissão (um diferencial desta proposta); custo de perdas elétricas; e custos de operação e manutenção. O detalhamento completo das técnicas utilizadas e a simbologia adotada podem ser visualizados em [20]. A descrição matemática dessa formulação é apresentada em (1)-(10).

$$\text{Min } f = C_{EUST}^D + C_{PERDAS} + C_{O\&M} \quad (1)$$

s.a.

$$P_{G_i} - P_{S_i} - P_{d_i} = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (2)$$

$$Q_{G_i} - Q_{S_i} - Q_{d_i} = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (3)$$

$$v \leq v_i \leq \bar{v} \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (4)$$

$$n_{ij} \times (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) \leq \bar{S}_{ij}^2 \quad \forall_i \in \Omega_{ld} \quad (5)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq \bar{S}_{ij}^2 + \xi_{ij}^2 \quad \forall_i \in \Omega_{lt} \quad (6)$$

$$P_{S_i}^2 + Q_{S_i}^2 \leq \bar{S}_i^2 \quad \forall_i \in \Omega_s \quad (7)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_{ld}} n_{ij} = n_{bd} - n_{bs} \quad (8)$$

$$n_{ij} \in \{0,1\} \quad (9)$$

$$\xi_{ij} \geq 0 \quad (10)$$

O termo C_{EUST}^D da função objetivo representa os custos de uso do sistema de transmissão, descrito por:

$$C_{EUST}^D = \sum_{i \in \Omega_s} P_{S_i} \times TUST_i^D \quad (11)$$

em que P_{S_i} é a potência ativa total demandada na subestação i (pu); $TUST_i^D$ é a tarifa de uso da transmissão na subestação de fronteira i entre o sistema de transmissão e distribuição (UM/MW); e Ω_s é o conjunto de subestações.

O termo C_{PERDAS} refere-se ao custo de perdas de energia elétrica nas redes de transmissão e distribuição, expressas como:

$$C_{PERDAS} = \delta_l \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} \cdot I_{ij}^2 \quad (12)$$

A constante δ_l transforma as perdas de potência em energia, ao mesmo tempo em que convertem em valor presente os custos anuais em perdas, sendo descrita como:

$$\delta_l = 8760 \times \phi_l \times c_l \times \delta_{vp} \quad (13)$$

em que ϕ_l é o fator de perdas típico anual; e c_l o custo unitário das perdas (UM/kWh). O termo δ_{vp} é o fator de conversão em valor presente de custos anuais, definido como:

$$\delta_{vp} = \frac{1}{\sum_{j=1}^h \left(1 + \frac{\tau}{100}\right)^j} \quad (14)$$

em que τ é a taxa de desconto (%); e h o horizonte de estudo (anos).

O último termo de custo da função objetivo é o custo de operação e manutenção de subestações ($C_{O\&M}$), dado por:

$$C_{O\&M} = \delta_o \sum_{i \in \Omega_s} (P_{S_i}^2 + Q_{S_i}^2) \quad (15)$$

O fator δ_o é utilizado para converter em valor presente os custos anuais de operação e manutenção, expresso em termos de:

$$\delta_o = 8760 \times c_{vi} \times \phi_l \times \delta_{vp} \quad (16)$$

em que c_{vi} é o custo unitário de operação e manutenção de subestações (UM/kVA²).

A característica binária das variáveis de decisão (0 ou 1) é representada por n_{ij} em (9). Neste caso, n_{ij} se refere ao status (aberta ou fechada) da chave instalada no trecho ij .

As restrições do modelo matemático contemplam: o balanço de potência nos nós, descritas por (2) e (3); a radialidade dos circuitos alimentadores, garantida com o atendimento simultâneo de (2), (3) e (8) [4]; os limites de magnitude de tensão, conforme (4); a capacidade de carregamento das linhas de transmissão e redes de distribuição, as quais estão sujeitas a (6); e, por fim, o limite de carregamento das subestações, conforme (7). A expansão de capacidade de linhas de transmissão é modelada pela variável de folga ξ_{ij} , que reflete a variável incremental de déficits de capacidade de linha de transmissão ij existente.

A Receita Anual Permitida – RAP, é basicamente o valor pago aos agentes de transmissão pelos agentes de geração e distribuição por acessar o sistema. A soma da RAP é suprida pela arrecadação via TUST, obtida a partir de um método de alocação de custos de transmissão. Notadamente, a expansão da transmissão tem um efeito significativo nas tarifas aos consumidores finais. Avaliar as repercussões da expansão da transmissão na evolução da RAP é uma tarefa complexa, tendo em vista que a expansão real do sistema de transmissão se dá de forma descontínua, com a entrada em operação de novos empreendimentos. Tendo em vista que o foco deste trabalho é a reconfiguração do sistema de distribuição, adotou-se uma modelagem simplificada da evolução da RAP, admitindo que é possível expandir através de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes, descrita em (17). Mesmo diante desses pressupostos, é

importante destacar que a simplificação proposta permite uma análise de sensibilidade entre a reconfiguração da distribuição e da expansão da transmissão.

$$RAP = \sum_{i \in \Omega_{lt}} C_{ij} + (\xi_{ij} \times \pi_{ij}) \quad (17)$$

em que C_{ij} é o custo anual da linha de transmissão do trecho ij ; ξ_{ij} é a variável incremental de déficits de capacidade de linha de transmissão ij existente; e π_{ij} é o custo marginal de expansão da linha de transmissão do trecho ij .

III. METODOLOGIA

A estratégia de solução do problema de reconfiguração é formada por duas etapas fundamentais: reconfiguração do sistema de distribuição e a alocação de custos de transmissão, conforme fluxograma macro a seguir, na Fig. 1.

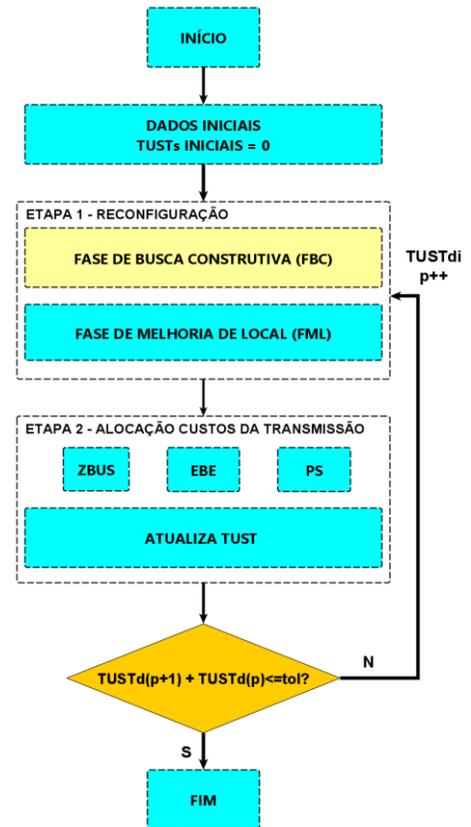


Fig. 1. Fluxograma macro da estratégia de solução proposta.

A. Etapa 1 - Reconfiguração

A etapa 1 é a base inicial da estratégia de solução, na qual é realizada a reconfiguração da rede através de uma metaheurística composta por duas etapas: fase de busca construtiva (FBC) e fase de melhoria local (FML).

Na FBC é criada uma lista de chaves candidatas manobráveis (LCM), considerando que o critério para criar a LCM é adaptável às características da rede elétrica de cada distribuidora. Inicialmente, todas as chaves da LCM se encontram fechadas, ou seja, a rede de distribuição encontra-

se em uma topologia malhada. Em seguida, cada uma das chaves é aberta, enquanto todas as demais estão fechadas. Se a rede não estiver conectada, a configuração será considerada inviável e a chave removida da LCM e o algoritmo segue a análise para a próxima chave. Caso contrário, um fluxo de potência não linear será calculado e a função de aptidão da chave, como:

$$fa = \frac{1}{C_{EUST} + C_{PERDAS} + C_{O\&M} + P1 + P2 + P3} \quad (18)$$

em que $P1$ é a penalidade por violação da capacidade das subestações; $P2$ é a penalidade por violação da capacidade dos circuitos de distribuição; e $P3$ é a penalidade por violação dos limites de tensão. O valor da função de aptidão obtido é armazenado e a chave é fechada. Esse processo é repetido até que a função de aptidão de todas as chaves seja obtida. Em seguida, a chave que resultar em maior aptidão (*fitness*) é selecionada para permanecer aberta definitivamente. Após a abertura definitiva de uma determinada chave, a LCM é atualizada de forma que a chave selecionada seja removida. O procedimento acima é aplicado em sequência e a LCM é atualizada, até o momento em que fica vazia. Essa condição indica a abertura de todos os laços e, portanto, que a configuração da rede se tornou radial e uma solução factível foi encontrada.

A FML consiste em busca em vizinhança na solução encontrada na FBC. Trata-se de troca de *status* entre as chaves selecionadas e não selecionadas na FBC. Cria-se uma lista de chaves selecionadas composta das chaves abertas em definitivo na FBC (LCS), que constitui a configuração inicial. A função de aptidão dessa configuração é definida como sendo a função de aptidão de referência (*fitness best*). Adicionalmente, cria-se uma lista de chaves candidatas, composta das chaves não selecionadas na FBC (LCNS). O procedimento seguinte consiste simplesmente em fazer trocas de estado das chaves (aberta ou fechada) da LCS e as chaves da LCNS. Uma operação de troca é definida como a ação de abrir uma chave da LCS e fechar uma chave da LCNS. Nesse caso, se a rede não mantiver a conectividade, a configuração será considerada inviável e a chave é removida da LCNS, e o algoritmo passará para a próxima chave. Caso contrário, um fluxo de potência não linear será calculado.

Para configuração assim obtida, a função de aptidão é processada, e comparada com a função de aptidão de referência. Se a nova configuração resulta em um menor valor da função de aptidão, a chave da LCNS é fechada e o algoritmo passará para a próxima chave. Caso contrário, se a nova configuração resulta em um maior valor da função de aptidão, a mesma é escolhida para substituir a configuração inicial. Para tal, realiza-se a permuta de estado das chaves da LCS e da LCNS em definitivo, sendo a chave da LCNS removida. Em seguida, a função de referência e a LCNS é atualizada. Todo o processo descrito na FML é repetido até que todas as permutas de chaves da LCS e da LCNS sejam avaliadas.

B. Etapa 2 – Alocação de Custos de Transmissão

A etapa 2 consiste nas alocações dos custos do sistema de

transmissão, sendo que, essas, foram desenvolvidas através de três técnicas vastamente utilizadas e validadas, corroborando para resultados sólidos e confiáveis. As técnicas utilizadas para determinar as TUSTs, são: Zbus, apresentado em [22, 23]; PS apresentado em [23-25] e EBE [26, 27, 28].

Pesquisadores interessados nos dados e fontes utilizados na metodologia podem entrar em contato com o autor correspondente.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção traz os resultados computacionais de aplicação da metodologia desenvolvida. Inicialmente, apresenta-se a validação da metodologia de reconfiguração (desconsiderando os sinais econômicos das tarifas de transmissão), reportando-se à resultados consolidados na literatura especializada. Posteriormente, apresentam-se os resultados da reconfiguração da rede de distribuição, integrada ao sistema de transmissão. Conforme destacado, não foram encontradas pesquisas que explorem os sinais econômicos das tarifas de transmissão ao problema de reconfiguração. Desse modo, para a análise da metodologia adotou-se o sistema teste de distribuição de 54 nós, adaptado de [19].

Os desenvolvimentos metodológicos se deram através de uma interface entre os *softwares Open Distribution System Simulation – OpenDSS* [29] e Matlab [30], conforme pode ser visto na Fig. 2.

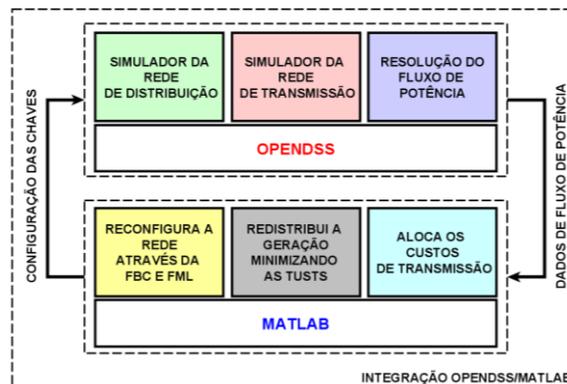


Fig. 2. Desenvolvimentos metodológicos.

O *software* OpenDSS é utilizado neste trabalho para a modelagem dos sistemas de transmissão e distribuição, bem como para resolver os problemas de fluxo de potência, de modo a avaliar o estado da rede. O *software* Matlab é utilizado para a programação da metaheurística de reconfiguração, bem como o desenvolvimento das técnicas de alocação de custos da transmissão.

A. Validação da Metodologia de Reconfiguração

Para fins validação da metodologia de reconfiguração, desconsiderando os sinais econômicos das tarifas de transmissão, são explorados dois sistemas de distribuição IEEE. O primeiro sistema teste se refere ao IEEE 33 nós apresentado em [31-33, 38] (Fig.3), cuja potência real total do sistema é de 3,715 MW e a potência reativa em 2,3 Mvar.

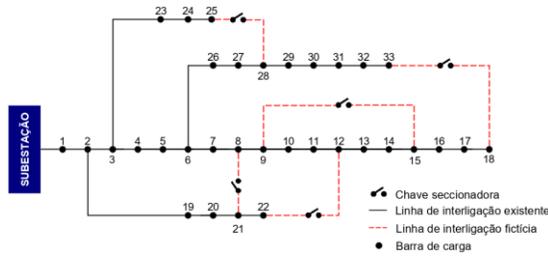


Fig. 3. Sistema de distribuição IEEE 33 nós [28].

Na Tabela I apresenta-se a configuração inicial e a configuração ideal para o sistema teste IEEE 33 nós.

TABELA I
RESULTADOS COMPARATIVOS DO SISTEMA 33 NÓS

Aberturas	Referência	Algoritmo	Perdas (kW)
33, 34, 35, 36, 37	Caso Base	Heurístico	203,03
7, 9, 14, 32, 37	PDNR Proposto	Heurístico	139,7
7, 9, 14, 32, 37	[30]	HSA	138,06
7, 9, 14, 32, 37	[31]	BBO, GA, DE	139,52
7, 9, 14, 32, 37	[9]	L-SHADE	139,55
7, 9, 14, 32, 37	[33]	FWA	139,55
7, 9, 14, 32, 37	[34]	UVDA	139,55
7, 9, 14, 32, 37	[35]	CE	139,55

Nota-se que a metodologia proposta atinge a configuração ideal (abertura trechos 7, 9, 14, 32 e 37), resultando em perdas de 139,7 kW. Esse resultado é aderente ao apresentado na literatura. No entanto, em relação ao resultado de perdas de 138,06 kW obtido em [33], tem-se uma diferença percentual de 1,19%. Atribui-se essa diferença ao método de fluxo de potência proposto pelos autores (recursivo simplificado), tendo em vista que a solução topológica encontrada é igual a obtida na metodologia proposta.

O segundo sistema teste utilizado para validação é o IEEE 69 nós de 12,66 kV, amplamente investigado em pesquisas que tratam do problema de reconfiguração de redes de distribuição, como em [35,39-41] (Fig.4). O sistema representa uma potência ativa de 3,791 MW, e uma potência reativa de 2,694 Mvar.

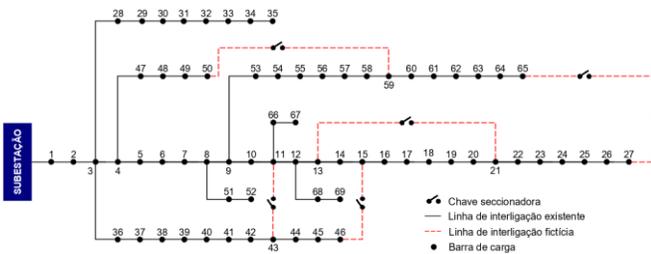


Fig. 4. Sistema de distribuição IEEE 69 nós [32].

Na Tabela II apresentam os resultados para o sistema teste o IEEE 69 nós de 12,66 kV IEEE 69 nós.

Neste caso, o PDNR proposto resultou no valor de perdas elétricas de 99,6 kW, portanto aderente aos resultados de [9, 33-37]. Tais resultados demonstram que a metodologia desenvolvida se mostra consistente, apresentando resultados condizentes, tanto para o sistema teste de IEEE 33 nós como para o IEEE 69 nós.

TABELA II
RESULTADOS COMPARATIVOS DO SISTEMA 69 NÓS

Aberturas	Referência	Algoritmo	Perdas (kW)
69, 70, 71, 72, 73	Caso Base	Heurístico	224,92
14, 58, 61, 69, 70	PDNR Proposto	Heurístico	99,6
13, 18, 56, 61, 69	[30]	HSA	99,35
14, 55, 61, 69, 70	[31]	PSO, GA	99,58
14, 57, 61, 69, 70	[31]	BBO, DE	99,58
14, 56, 63, 69, 70	[32]	FUZZY	99,59
14, 55, 61, 69, 70	[9]	L-SHADE	98,6
14, 56, 61, 69, 70	[33]	FWA	98,59
14, 58, 61, 69, 70	[34]	UVDA	98,58

B. PDNR Considerando os Sinais Econômicos das Tarifas de Transmissão

A reconfiguração de redes de distribuição considerando os sinais econômicos das tarifas de transmissão é avaliada a partir da modelagem integrada do sistema teste de transmissão de 4 barras apresentado em [24, 26] e do sistema teste de 54 nós de [21]. A integração dos sistemas de transmissão e distribuição é ilustrada na Fig. 5.

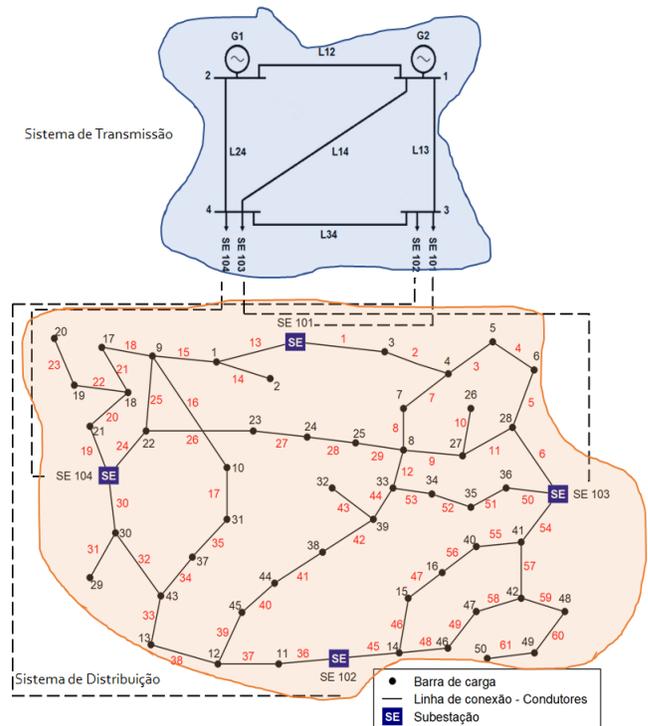


Fig. 5. Sistemas de transmissão e distribuição integrados.

O sistema de distribuição se encontra conectado à barra 4 do sistema de transmissão através das subestações SE-103 e SE-104 e à barra 3 através das subestações SE-101 e SE-102.

Na Tabela III são apresentados os dados técnicos e econômicos utilizados nas simulações.

De modo a avaliar o impacto da reconfiguração no sistema de transmissão foram considerados diferentes cenários de capacidade das linhas, a seguir detalhados:

TABELA III
DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

fator de carga	0,5
fator de perdas	0,5
desvio de tensão mínimo (pu)	0,93
desvio de tensão máximo (pu)	1,05
custo O&M das subestações	$4e^{-5}$ UM/kVA ²
custo de perdas	1,6 UM/kW
taxa de desconto	10 % a.a.
impedância dos condutores	$z=0,6115 + j 0,4133$ (Ω /km)

- Cenário I: capacidade da linha LT-13 de 25 MVA, demais linhas 100 MVA;
- Cenário II: capacidade da linha LT-24 de 25 MVA, demais linhas 100 MVA;
- Cenário III: capacidade da linha LT-14 de 25 MVA, demais linhas 100 MVA;

O impacto do PNDR sobre os fluxos de potência na transmissão é apresentado na Fig. 6.

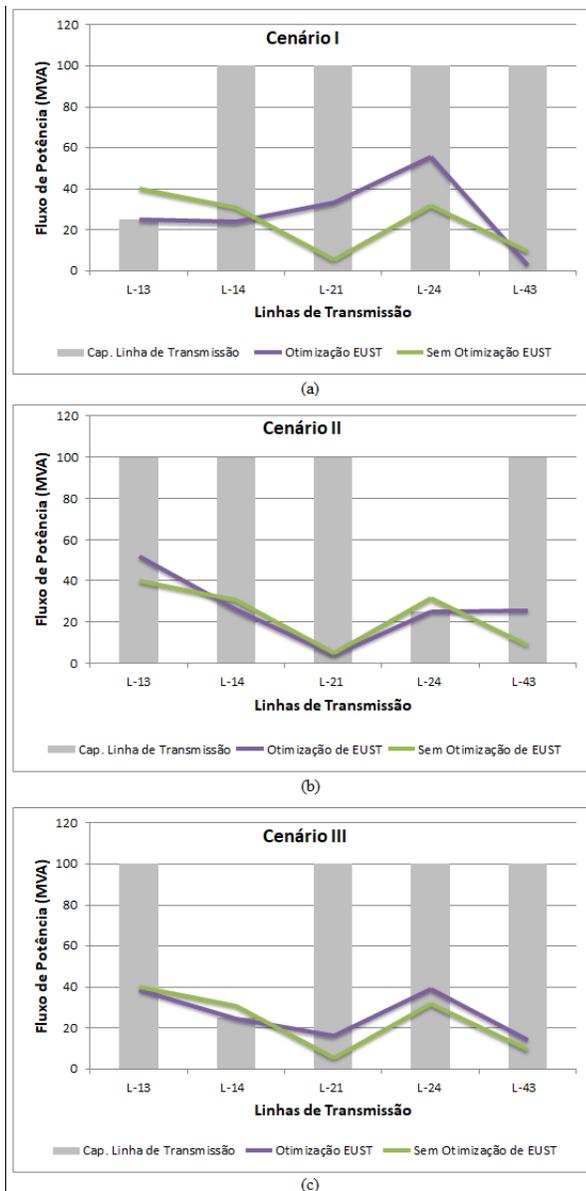


Fig. 6. Impacto do PNDR sobre os fluxos de potência da transmissão.

Nos cenários I, II e III os fluxos de potência nas linhas de transmissão não ultrapassam suas capacidades, quando considerada a reconfiguração do sistema de distribuição, vislumbrando a otimização dos encargos de uso do sistema de transmissão. Em contraponto, nos três casos em que não são consideradas as tarifas de transmissão, nota-se que surge a necessidade de expansão da transmissão.

O impacto da TUST sobre PDNR e o carregamento de subestações de distribuição é apresentado na Tabela IV.

TABELA IV
MUST X TUST

		MUST (MW)		TUST (UM/MW)			
ACT		101	102	104	103	101-102	103-104
CENÁRIO I	EBE					3,09	2,23
	PS	4,76	20,82	35,88	37,29	2,69	2,37
	ZBUS					2,77	1,83
CENÁRIO II	EBE					2,42	2,73
	PS	30,25	44,55	10,35	13,80	2,06	3,86
	ZBUS					1,50	2,41
CENÁRIO III	EBE					2,55	2,36
	PS	19,92	31,42	21,21	26,50	2,15	2,79
	ZBUS					1,59	1,97

No cenário I, observa-se um carregamento expressivo nas subestações SE-103 e SE-104, com valor de 35,88 MW e 37,29 MW, respectivamente. Esse comportamento se deve ao valor reduzido de TUST na barra 4 em relação à barra 3, onde se conectam a SE-101 e SE-102. As TUSTs na SE-103 e SE-104, obtidos através dos métodos EBE, PS e ZBUS são de 2,23 UM/MW, 2,37 UM/MW e 1,83 UM/MW, respectivamente. Por outro lado, as TUSTs na SE-101 e SE-102 são mais elevadas, resultando em 3,09 UM/MW, 2,69 UM/MW e 2,77 UM/MW. No cenário II, ocorre uma inversão nos valores de TUST. Nesse caso, a SE-101 e SE-102 apresentam valores inferiores aos da SE-103 e SE-104. Como consequência, tem uma reconfiguração expressiva da rede de distribuição, de modo que a SE-101 e a SE-102 apresentam carregamentos de 30,25 MW e 44,55 MW, respectivamente. No cenário III, apesar de duas das três técnicas determinarem tarifas menores para a barra 4, a contratação dos montantes de uso do sistema de transmissão pelas SEs 103 e 104 foi levemente menor. O fato é que o modelo busca minimizar os encargos totais e atender às restrições de fluxo, neste caso, da LT-14.

A Tabela V sintetiza os custos globais resultantes das reconfigurações. Interessante ressaltar que as configurações se mantiveram iguais, independente da técnica de alocação dos custos de transmissão.

Nos cenários I, II e III, o custo global é reduzido quando se considera a sinalização locacional das TUSTs. Nesse caso, o PNDR proposto repercute em uma redução de 50,98%, 27,36% e 30,62% nos cenários I, II e III, respectivamente, em relação ao PNDR clássico. Esses resultados demonstram a importância de considerar as tarifas de transmissão no PNDR.

TABELA V
CUSTOS GLOBAIS

	Aberturas	PDNR	PDNR
		PROPOSTO	CLÁSSICO
		Custo Global (UM)	
CENÁRIO I	2, 7, 12, 15, 18, 28, 35, 37, 39, 55, 57	671,80	1370,59
CENÁRIO II	5, 8, 12, 20, 25, 28, 32, 34, 51, 55, 57	690,27	950,38
CENÁRIO III	4, 8, 12, 21, 25, 27, 35, 38, 44, 56, 57	632,42	911,54

Em um contexto geral, analisando os resultados apresentados na Fig. 6, e nas Tabelas IV e V é possível afirmar que em todos os cenários, o algoritmo mostrou-se eficiente, evitando ultrapassagem da capacidade das linhas de transmissão através da reconfiguração das redes de distribuição, e que por consequência evitou investimentos desnecessários em expansão, otimizando os ativos existentes.

V. CONCLUSÕES

Este trabalho direcionou-se ao desenvolvimento de um modelo de reconfiguração de redes elétricas de distribuição, considerando a sinalização econômica das tarifas de uso do sistema de transmissão. A metodologia desenvolvida se mostrou robusta na solução do PDNR para os diversos cenários avaliados, apresentando resultados condizentes aos da literatura especializada. O método proposto resultou em soluções de reconfiguração sensíveis aos sinais locais das tarifas de transmissão, repercutindo em redistribuições expressivas de carga entre subestações. A trajetória da reconfiguração do sistema de distribuição é atraída para os pontos de conexão (subestações) com valores menores de TUST, e também impede a violação de capacidade das linhas existentes. Assim, essa metodologia evita o aumento da parcela de transporte de energia na tarifa para o consumidor final, indo ao encontro do conceito de modicidade tarifária.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001, e do INCT-GD (CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo no. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

REFERÊNCIAS

- [1] A.K. Ferdavani, A.B.M. Zin, A.B. Khairuddin and M.M. Naeini, "A review on reconfiguration of radial distribution networks through heuristic methods", in *Proceedings of ICMSAO, Kuala Lumpur, Malaysia*, pp. 1–5 (2011).
- [2] S. Kalambe and G. Agnihotri, "Loss minimization techniques used in distribution networks: bibliographic review", in *Renew. Sustain. Rev.* 29(1), 184–200 (2014).
- [3] L. L. Pfitscher, D. P. Bernardon; L. N. Canha, V. F. Montagner, V. J. Garcia and A. R. Abaide, "Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time", in *Electric Power Systems Research*, vol. 97, pp. 84–92, 2013, 10.1016/j.epr.2012.12.007.
- [4] J.F. Franco, M.J. Rider, M. Lavorato and R. Romero, "A mixed integer lpmoel for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation", in *Electr. Power Syst. Res.* 97(1), 51–60 (2013).
- [5] Y.K. Wu, C.Y. Lee, L.C. Liu and S.H. Tsai, "Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators", in *IEEE Trans. Power Syst.* 25(3), 1678–1685 (2010).
- [6] A.M. Imran, M. Kowsalya and D.P. Kothari, "A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks", in *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 63(1), 461–472 (2014).
- [7] D. P., Bernardon, A. P. C. Mello, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, A. R. Abaide and A. A. B. Ferreira, "Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation", in *Electric Power Systems Research*, vol. 107, pp. 59–67, 2014, 10.1016/j.epr.2013.09.011.
- [8] R.S. Rao, K. Ravindra, K. Satish and S.V.L. Narasimham, "Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation", in *IEEE Trans. Power Syst.* 28(1), 317–325 (2013).
- [9] P. P. Biswas, R. Mallipeddi, P. N. Suganthan and G. A. Amaratunga, "J. optimal reconfiguration and distributed generator allocation in distribution network using an advanced adaptive differential evolution", in *IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI)*, 2017, 10.1109/ssci.2017.8280824.
- [10] M. A., Heidari, "Optimal network reconfiguration in distribution system for loss reduction and voltage-profile improvement using hybrid algorithm of PSO and ACO", in *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 1, pp. 2458–2461, 2017. doi: 10.1049/oap-cired.2017.1007.
- [11] S. M. M. Larimi, M. R. Haghifam and A. Moradkhani, "Risk-based reconfiguration of active electric distribution networks", in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol 10, no 4, pp. 1006–1015, 2016, 10.1049/iet-gtd.2015.0777.
- [12] A. A. Radwan, M. O. Foda, A.-H. M. Elsayed and Y. S. Mohamed, "Modeling and reconfiguration of middle egypt distribution network", in *Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2017, 10.1109/mepron.2017.8301343.
- [13] U. Raut and S. Mishra, "Power distribution network reconfiguration for loss minimization using a new graph theory based genetic algorithm", in *IEEE Calcutta Conference (CALCON), Kolkata*, 2017, p. 1-5, 10.1109/CALCON.2017.8280684.
- [14] D. Zhang, T. Zhang, X. Xu, Y. Zhou and X. Zhang, "Optimal reconfiguration of the active distribution network with distributed generation and electric vehicle", in *The Journal of Engineering*, vol. 2017, no. 13, pp. 1453–1456, 2017, doi: 10.1049/joe.2017.0572.
- [15] J. Singh and R. Tiwari, "Real power loss minimisation of smart grid with electric vehicles using distribution feeder reconfiguration", in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 18, pp. 4249–4261, 17 9 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6330.
- [16] C. Shuoya and L. Zheyuan, "Multi-objective network reconfiguration considering v2g of electric vehicles in distribution system with renewable energy", in *Energy Procedia*, vol 158, 2019, pp. 278–283, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.089>.
- [17] Z. Guo, Z. Zhou and Y. Zhou, "Impacts of integrating topology reconfiguration and vehicle-to-grid technologies on distribution system operation", in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 1023–1032, April 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2916499.
- [18] S. Mishra, D. Das and S. Paul, "A comprehensive review on power distribution network reconfiguration", in *Energy Syst* 8, 227–284 (2017). <https://doi.org/10.1007/s12667-016-0195-7>
- [19] M. M. Santos, A. R. Abaide and M. Sperandio, "Distribution networks expansion planning under the perspective of the locational transmission network use of system tariffs", in *Electric Power Systems Research*, vol. 128, pp. 123–133, 2015, 10.1016/j.epr.2015.07.008.
- [20] F. N. Lima, "Reconfiguração de redes de distribuição considerando tarifas locais dos sistemas de transmissão", Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil 2020.
- [21] M. M. Santos, "Planejamento da expansão de sistemas elétricos de distribuição considerando a tarifa da transmissão e aspectos de confiabilidade", Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil 2017.
- [22] M. Ilic, F. Galiana and L. Fink, "Power systems restructuring: engineering and economics" in Springer Science+Business Media, 1998.

- [23] D. A. Lima, A. Padilha-Feltrin and J. Contreras. "An Overview On Network Cost Allocation Methods", in *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 5, pp. 750–758, 2009, 10.1016/j.epr.2008.10.005.
- [24] J. Bialek, "Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1185–1193, 1997, 10.1109/59.630460.
- [25] M. Junqueira, L. C. da Costa, L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thome and M. V. Pereira, "An aumann-shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22 no. 4, pp. 1532–1546, 2007, 10.1109/tpwrs.2007.907133.
- [26] F. D. Galiana, A. J. Conejo and H. A. Gil, "Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1425–1431, 2003, 10.1109/tpwrs.2003.818689.
- [27] H. A. Gil, F. D. Galiana and A. J. Conejo, "Multiarea transmission network cost allocation", in *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, no. 3, pp 1293–1301, 2005, 10.1109/tpwrs.2005.851951.
- [28] A. J. Conejo, J. Contreras, D. A. Lima and A. Padilha-Feltrin, "Zbus transmission network cost allocation", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 342–349, 2007, 10.1109/tpwrs.2006.889138.
- [29] SOUCEFORGE. OpenDSS - EPRI Distribution System Simulator URL: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/latest/download>, Acesso em: Jan, 23, 2021.
- [30] MATHWORKS. MATLAB. Acessível: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>, Acesso em: Jan, 23, 2021.
- [31] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira; M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia and L. R Araujo, "A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 3, 1373–1378, 2005, 10.1109/tpwrs.2005.851937.
- [32] B. Amanulla, S. Chakrabarti and S. N. Singh. "Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss", in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 2, pp. 918–926, 2012, 10.1109/tpwr.2011.2179950.
- [33] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish and S. V. L. Narasimham, "Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 28, no 1, pp. 317–325, 2013, 10.1109/tpwrs.2012.2197227.
- [34] A. Kouzou and R. D. Mohammedi, "Optimal reconfiguration of a radial power distribution network based on meta-heuristic optimization algorithms", in *4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, 2015, 10.1109/epecs.2015.7368517.
- [35] J. S. Savier and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems", in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, pp. 2473–2480, 2007, 10.1109/tpwr.2007.905370.
- [36] A. Baiat, A. Bagheri and R. Noroozian, "Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method", in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 77, pp. 360–371, 2016, 10.1016/j.ijepes.2015.11.039.
- [37] K. Sebaa, A. Gelen and H. Nouri, "Cross-entropy method for distribution power systems reconfiguration", in *Engineering Reports*, vol. 1, pp. 1–18, 2019, 10.1002/eng2.12052.
- [38] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing" in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp 1401–1407, 1989b, 10.1109/61.25627.
- [39] M. E. Baran and F. F. Wu, "Optimal capacitor placement on radial distribution systems", in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no.1, pp. 725–734, 1989a, 10.1109/61.19265.
- [40] H.-D. Chiang and R. Jean-Jumeau, "Optimal network reconfigurations in distribution systems. ii. solution algorithms and numerical results" in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no.3, pp 1568–1574,1990, 10.1109/61.58002.
- [41] Y. C Huang, "Enhanced-genetic-algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration", in *IEE Proceedings*

- *Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, no. 5, p. 615, 2002, 10.1049/ip-gtd:20020512.



Felipe N. Lima possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (2016). Atualmente é mestrando do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. As principais áreas de interesse são: análise e operação de Sistemas Elétricos de

Potência.



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 Universidade Federal de Santa Catarina (2008) e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria,

com período sanduíche na Universidade do Porto, Portugal (2017). Atualmente é professor adjunto da Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul. Atua nas áreas de planejamento, análise e operação de sistemas de energia elétrica com aplicação de métodos de otimização vinculados ao conceito de Smart Grids.



Marcelo A. Benetti possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), e mestrado pela Universidade Federal de Santa Catarina. Exerceu o cargo de engenheiro na Rio Grande Energia, empresa do Grupo CPFL. Atuou como pesquisador e desenvolvedor de soluções computacionais no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica. Foi também professor do curso de engenharia elétrica da Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina. Atualmente é estudante de doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM no Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência.



Tafarel F. Milke é graduado em engenharia elétrica pela Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (2010) e mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria (2019). Atualmente é doutorando do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFSM. Tem experiência na área de

Engenharia Elétrica, atuando em temas de planejamento, análise e operação de sistemas de energia elétrica com aplicação de métodos com Redes Neurais.



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.

Atualmente está na Universidade Federal de Santa Maria, 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.