

INFLUÊNCIA DAS TARIFAS NODAIS DE TRANSMISSÃO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

MOISES MACHADO SANTOS*, ALZENIRA DA ROSA ABAIDE†, MAURICIO SPERANDIO†, MARCELO AZEVEDO BENETTI†, MAURICIO DE CAMPOS*

**Rua do Comércio, 3000, Bairro Universitário. CEP: 98700-000
Ijuí, RS, Brasil*

†*Av. Roraima nº 1000 Cidade Universitária
Bairro Camobi Santa Maria - RS CEP: 97105-900*

Emails: moises.santos@unijui.edu.br, alzenira@ufsm.br, mauricio.sperandio@ufsm.br, marcelo.a.benetti@gmail.com, campos@unijui.edu.br

Abstract— This paper presents the development of a model for distribution system expansion planning that includes the transmission tariffs. It is proposed the minimization of costs of use of transmission system, investments and operation. The expansion alternatives consist of: installation and repowering of substations and the construction of circuits. The model is formulated as a Mixed Integer Nonlinear Program (MINLP) and the metaheuristic GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) is adopted as solution algorithm. The methodology is developed in AMPL (A Modeling Language for Mathematical Programming) and the solver (Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer) is used as optimization tool. The validation tests are performed using IEEE System Test of 54 buses. The results demonstrate the potentials of the proposed methodology, which obtained reduction in expansion costs. In addition, the developed methodology provide subsidies to the distribution companies, allowing to establish agreements to use the transmission system.

Keywords— Distribution System Expansion Planning, Transmission System Use Tariffs, Greedy Randomized Adaptive Search Procedure.

Resumo— Este trabalho apresenta um novo foco para o planejamento da expansão da rede de distribuição associado às tarifas de transmissão. Propõe-se a minimização de custos de uso do sistema de transmissão, investimentos e operação. As alternativas de expansão consideradas compreendem: a instalação e a ampliação de subestações e a construção de circuitos ou recondutoramento de circuitos. Este modelo é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM) e a metaheurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) é adotada como algoritmo de solução. A metodologia é desenvolvida em linguagem AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) e o solver KNITRO (*Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer*) é utilizado como ferramenta de otimização. Os testes de validação são realizados utilizando um sistema teste 54 barras. Os resultados demonstram as potencialidades da metodologia proposta, obtendo-se reduções nos custos de expansão. Verifica-se, ainda, que a metodologia desenvolvida fornece subsídios às distribuidoras, para que estas possam definir as contratações de uso do sistema de transmissão.

Palavras-chave— Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Distribuição. Tarifação do Uso do Sistema de Transmissão. Procedimento de Busca Gulosa Randômica Adaptativa.

1 Introdução

O Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Distribuição (PESD) é um problema clássico dos sistemas elétricos de potência, que tem como objetivo indicar o local, a capacidade e o momento em que as expansões devem ser realizadas, de modo a atender o crescimento da demanda com o mínimo custo.

As pesquisas que abordam o PESD sinalizam diversos avanços no estado da arte, especialmente em relação à formulação do problema e o desenvolvimento de estratégias de solução. O PESD tem sido explorado por vários pesquisadores ao redor do globo, através das mais diversas formulações matemáticas, tais como: não-linear e linear; mono e multiobjetivos; determinísticas e estocástica; estática, pseudo-dinâmica e dinâmica (Ganguly et al., 2013; Georgilakis and Hatziargyriou, 2015).

Assim como as formulações matemáticas, encontra-se uma grande diversidade de técnicas

de solução. Propõem-se técnicas de otimização clássica (Haffner et al., 2008a; Haffner et al., 2008b; Xing et al., 2016), técnicas heurísticas (Cossi et al., 2009; Moreira et al., 2011) e metaheurísticas (Jia-mei and Honge, 2010; Shan et al., 2011; Mazhari et al., 2016; Tabares et al., 2016). Mais recentemente, a integração maciça de fontes de energia renováveis ao sistema de distribuição, principalmente a geração eólica e a solar, tem sido um dos desafios do planejamento da expansão (Santos et al., 2017; Yao et al., 2016; Humayd and Bhattacharya, 2017; Shen et al., 2017).

Apesar dos avanços nos estudos de planejamento da distribuição, existem alguns aspectos, ainda, pouco explorados ou em fase embrionária de desenvolvimento. Dentre esses aspectos, destaca-se a investigação dos sinais locais das tarifas de uso da transmissão no planejamento da distribuição. Com o advento da desverticalização da indústria da energia, ocorrida em muitas partes do mundo, tem-se à concorrência aberta entre as empresas de energia, de modo que os inves-

timentos em expansão da geração, da transmissão e da distribuição são feitos por agentes distintos (Biggar and Hesamzadeh, 2014). Enquanto a geração funciona num ambiente competitivo, as atividades de transmissão e de distribuição permanecem monopólios naturais. As atividades de transmissão e de distribuição de energia elétrica, sendo exercidas através de monopólios naturais, requerem estratégias adequadas de regulação tarifária para coibir eventuais abusos de mercado e, ao mesmo tempo, garantir a adequada remuneração aos agentes. Neste ambiente concorrencial, cada segmento busca minimizar seus próprios custos de expansão e de operação. Dessa forma, os sinais econômica e locacional das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) surgem como mecanismos fundamentais para conciliar interesses comerciais dos diversos agentes envolvidos, visando à otimização dos resultados do planejamento da expansão, do ponto de vista sistêmico.

Face ao exposto, o objetivo do presente trabalho é avaliar os impactos dos sinais econômicos das TUST nas soluções de planejamento de distribuição. Propõe-se um modelo de PESD que inclua a minimização da função custo: investimentos; operação; perdas; e custo para uso de rede. O problema é formulado com um modelo de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM). Para solução do problema o emprego do algoritmo GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) é proposto.

2 Formulação do Problema

O PESD proposto deve ser suficientemente adequado para reagir à sinalização econômica das TUSTs. Nesse sentido, a formulação do problema considera a minimização de duas parcelas principais: custos de expansão da distribuição e encargos de uso da transmissão. A descrição completa da formulação proposta é apresentada nas Eqs. (1) - (10).

$$\min(C_{DNE} + C_{EUST}) \quad (1)$$

sujeito a:

$$P_i - PS_i + PD_i = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (2)$$

$$Q_i - QS_i + QD_i = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (3)$$

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \bar{V}_i \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (4)$$

$$PS_i^2 + QS_i^2 \leq (\bar{S}_i^0 + m_i \times \bar{S}_i)^2 \quad \forall_i \in \Omega_{bs} \quad (5)$$

$$P_{ij,a}^2 + Q_{ij,a}^2 \leq ((n_{ij,a} + n_{ij,a}^0) \times \bar{S}_{ij,a})^2 \quad \forall_{ij} \in \Omega_l \quad (6)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} n_{ij,a} + n_{ij,a}^0 \leq 1 \quad \forall_{ij} \in \Omega_l, \forall_a \in \Omega_a \quad (7)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (n_{ij,a} + n_{ij,a}^0) = n_b - n_{bs} \quad (8)$$

$$m_i \in \{0, 1\} \quad \forall_i \in \Omega_{bs} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} n_{ij,a} &\in \{0, 1\} \\ n_{ij,a}^0 &\in \{0, 1\} \end{aligned} \quad \forall_{ij} \in \Omega_l, \forall_a \in \Omega_a, \forall_i \in \Omega_{bs} \quad (10)$$

Na Eq. (1) o termo C_{DNE} está relacionado aos custos de instalação e ampliações de subestações, a construção e recondutoramento de circuitos, custos de perdas, operação e manutenção. O termo C_{EUST} refere-se aos custos de uso da rede, considerando os sinais econômicos das tarifas de transmissão.

O termo C_{DNE} é dada por:

$$C_{DNE} = f(inv) + f(O\&M) \quad (11)$$

A função $f(inv)$ contempla os investimentos em construção e ampliação de subestações, bem como a substituição e o recondutoramento de condutores, expressa pela Eq.(12).

$$f(inv) = \delta_{inv} \times \left(\sum_{i \in \Omega_{bs}} (c_{fi} \times m_i) + \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (c_a \times n_{ij,a} \times l_{ij}) \right) \quad (12)$$

O custo de instalação de uma subestação em barra i é determinado pela constante c_{fi} (US\$), enquanto o custo construção de um circuito de condutor do tipo “a” é dado por c_a (US\$/km). O termo m_i representa as variáveis de decisão de instalação ou ampliação de uma subestação na barra i . O termo $n_{ij,a}$ representa as variáveis de decisão (binário, 0 ou 1) para a construção e/ou recondutoramento de um circuito com o tipo de condutor “a”, na seção ij . O comprimento do circuito é representado por l_{ij} (km) e o fator δ_{inv} é a taxa de recuperação de capital (Giacomini et al., 2013).

A função $f(O\&M)$ representa os custos de operação e manutenção (O&M), detalhada em (13).

$$\begin{aligned} f(O\&M) &= \delta_o \times \sum_{i \in \Omega_{bs}} (C_{O\&M_i} \times (PS_i^2 + QS_i^2) + \\ &\delta_l \times \sum_{ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a} (g_{ij,a} \times (n_{ij,a} + n_{ij,a}^0) \times \\ &(V_i^2 + V_j^2 - 2 \times V_i \times V_j \cos(\theta_{ij}))) \end{aligned} \quad (13)$$

O custo de operação das subestações é representado pela primeira parcela da Eq. (13) e é indicado por $C_{O\&M_i}$ (US\$/KVA²). As variáveis PS_i e QS_i representam a potência ativa e a reativa demandadas na subestação conectada a barra i . O fator δ_o é utilizado para converter em valor presente os custos anuais de operação é dado por:

$$\delta_o = 8.760 \times \delta_{vp} \times \phi_c \times c_{vi} \quad (14)$$

Em que ϕ_c é o fator de carga típico anual do sistema; δ_{vp} , fator de conversão em valor presente; e c_{vi} , o custo de operação de subestações (UM/kVA²).

O custo das perdas nos circuitos é modelada pela segunda parcela da Eq.(13). O fator δ_l transforma as perdas de potência em energia, ao mesmo

tempo em que converte em valor presente os custos anuais em perdas, descrito como:

$$\delta_l = 8.760 \times \delta_{vp} \times \phi_l \times c_l \quad (15)$$

Em que é ϕ_l , o fator de perdas típico anual; e c_l , o custo da perdas (UM/kWh).

O parcela C_{EUST} da função objetivo é representado pela Eq. (16)

$$C_{EUST} = \delta_u \sum_{i \in \Omega_s} (TUST_i \times (PS_i)) \quad (16)$$

O PS_i representa a máxima potência ativa demandada na subestação de fronteira i e o $TUST_i$ refere-se à TUST no ponto de conexão i ; δ_u , é o fator de conversão em valor presente de custos anuais; e PS_i , a potência ativa total demandada na subestação de fronteira $TUST_i$.

A restrição de balanço de potência é descrita pelas Eqs. (2)-(3).

Os limites de magnitude de tensão nas barras são descritos pela Eq. (4), onde a tensão deve permanecer dentro de um intervalo de seu valor nominal. O limite de potência fornecido por uma subestação conectada a barra i é representado pela Eq. (5). Esta restrição considera a instalação de novas subestações ($\bar{S}_i^0 = 0$) e a expansão de subestações existentes ($\bar{S}_i^0 \neq 0$).

A Eq.(6) refere-se à restrição de máxima de fluxo de potência em um circuito ij , considerando o uso de um tipo de condutor "a". A restrição expressa pela Eq.(9) garante que existe apenas um circuito no ramo ij . No entanto, os condutores de circuito existentes podem ser excluídos ou substituídos. A característica binária das variáveis de decisão é garantida pela Eq.(9).

3 Metodologia Proposta

A metodologia proposta baseia-se no uso da metaheurística GRASP, que consistem em uma junção e uma generalização de um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC) e de uma heurística de busca através de vizinhança. Trata-se de um algoritmo de múltiplos inícios, considerando duas fases: Fase de Busca Construtiva (FBC); e Fase de Melhoria Local (FML) (Feo and Resende, 1995).

Na FBC, uma heurística constrói, passo a passo, uma solução viável para o problema, adicionando em cada iteração um componente à solução em construção. Este componente é escolhido aleatoriamente de uma lista de candidatos. Essa lista é criada usando uma função de mérito ou um indicador de sensibilidade, que mede a variação do custo incremental de cada componente na solução, conforme expresso a Eq. (17).

$$h(x_i) \propto \frac{\partial f}{\partial x_i} \quad (17)$$

A função $h(x_i)$ permite verificar a qualidade de uma solução relacionada à variação da função objetivo. Em um problema de minimização, o elemento x_i que é mais atraente para ser adicionado à solução de construção $U(x_i)$ é aquele com um valor menor de $h(x_i)$. Em um algoritmo guloso esse seria, certamente, um dos elementos incluídos na solução em construção. No entanto, em uma GRASP construtiva, a fase construtiva não é gulosa, mas semi-gulosa e randomizada. A estratégia adotada é estabelecer uma Lista Restrita de Candidatos (LRC) composta com os melhores elementos, onde um deles é escolhido aleatoriamente para ser adicionado ao sistema.

A LRC é composta de todos os elementos cujos índices de mérito satisfazem a seguinte relação:

$$LRC = \{i \in X | h^{\min} \leq h(x_i) \leq h^{\min} + \alpha(h^{\max} - h^{\min})\} \quad (18)$$

onde X é o conjunto de componentes candidatos a serem adicionados e α é um parâmetro definido experimentalmente com valores entre 0 e 1.

A FML é um processo iterativo de busca em vizinhança, que consiste em analisar soluções próximas à encontrada na FBC, tendo como meta encontrar uma solução de melhor qualidade. No decorrer desse processo iterativo, se uma solução melhor for encontrada, então segue a busca em vizinhança dessa nova solução. A busca segue até que a solução não possa ser melhorada.

Na metodologia proposta, os elementos a serem adicionados podem ser a instalação ou ampliação de subestações, a construção ou recondução de circuitos. A função de mérito ou o indicador de sensibilidade para formar o LRC desses elementos é calculado a partir da relaxação das variáveis de decisão inteiras m_i e $n_{ij,a}$ do modelo descrito em Eqs. (1) - (9). As novas variáveis decisão são representadas por m_i^+ e $n_{ij,a}^+$, denominadas variáveis de decisão do modelo relaxado. Como resultado, tem-se um problema de Programação Não Linear (PNL) definido por:

$$\begin{aligned} \min f = & \delta_{inv} \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (c_a \times (n_{ij,a} + n_{ij,a}^+) \times l_{ij}) + \\ & \delta_{inv} \sum_{i \in \Omega_s} (c_{fi} \times (m_i + m_i^+)) + \\ & \delta_l \times \sum_{ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a} (g_{ij,a} (n_{ij,a} + n_{ij,a}^+ + n_{ij,a}^0) \times \\ & (V_i^2 + V_j^2 - 2 \times V_i \times V_j \cos \theta_{ij})) + \\ & \delta_o \times \sum_{i \in \Omega_s} (c_{vi} \times (PS_i^2 + QS_i^2)) + \\ & \delta_u \times \sum_{i \in \Omega_s} (TUOT_i \times (PS_i)) \end{aligned} \quad (19)$$

sujeito a:

$$P_i - PS_i + PD_i = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (20)$$

$$Q_i - QS_i + QD_i = 0 \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (21)$$

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \bar{V}_i \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (22)$$

$$PS_i^2 + QS_i^2 \leq (\bar{S}_i^0 + (m_i + m_i^+) \times \bar{S}_i)^2 \quad \forall_{bs} \in \Omega_s \quad (23)$$

$$P_{ij,a}^2 + Q_{ij,a}^2 \leq (n_{ij,a} + n_{ij,a}^+ + n_{ij,a}^0) \times \bar{S}_{ij,a}^2 \quad \forall_{ij} \in \Omega_l \quad (24)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} n_{ij,a} + n_{ij,a}^+ + n_{ij,a}^0 \leq 1 \quad \forall_{ij} \in \Omega_l \quad (25)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_f} \sum_{a \in \Omega_a} (n_{ij,a} + n_{ij,a}^+ + n_{ij,a}^0) = n_b - n_{bs} \quad (26)$$

$$0 \leq m_i \leq 1 - m_i^+ \quad \forall_i \in \Omega_{bs} \quad (27)$$

$$0 \leq n_{ij,a} \leq 1 - n_{ij,a}^+ \quad \forall_{ij} \in \Omega_l, \forall_a \in \Omega_a \quad (28)$$

$$m_i^+ \in \{0, 1\} \quad \forall_i \in \Omega_{bs} \quad (29)$$

$$\begin{aligned} n_{ij,a}^+ &\in \{0, 1\} \\ n_{ij,a}^0 &\in \{0, 1\} \end{aligned} \quad \forall_{ij} \in \Omega_l, \forall_a \in \Omega_a \quad (30)$$

O resultado do modelo relaxado não resolve o problema (número fracionário), mas indica, em cada iteração, quais são as subestações e circuitos mais atrativos a serem adicionados, considerando o estágio atual da solução de construção. Todas as subestações necessárias para operar o sistema são alocadas primeiramente e, na sequência, os circuitos são incluídos. A inclusão de subestações ocorre aleatoriamente, com base na lista LRC-Se. O Índice de Sensibilidade da Subestação (*ISS*) adotado é o módulo de potência exigido pelas subestações e candidatos existentes. A criação da lista LRC-Se é dada por:

$$S_{i,\max} + \alpha_{CSP} \times (S_{i,\min} - S_{i,\max}) \leq S_i \leq S_{i,\max}, \quad \forall m_i^+ < 1 \in \Omega_{bs} \quad (31)$$

Os circuitos são adicionados de forma semelhante. No entanto, seu índice de sensibilidade (*CSI*) refere-se ao fluxo de potência aparente nos circuitos ($S_{ij,a}$). A criação da lista LRC-cir é dada por:

$$S_{ij,a,\max} + \alpha_{CSP} \times (S_{ij,a,\min} - S_{ij,a,\max}) \leq S_{ij,a} \leq S_{ij,a,\max}, \quad \forall n_{ij,a}^+ < 1 \in \Omega_f, \in \Omega_a \quad (32)$$

O parâmetro α_{CSP} controla o tamanho das listas LRC-Ss e LRC-cir. Valores próximos de zero tornam o processo de seleção mais guloso, enquanto valores mais próximos de um tornam o processo mais aleatório.

No estágio de construção do circuito, um determinado circuito é adicionado apenas quando a configuração da rede é mantida radial. Isso significa que não deve haver malhas ou cargas atendidas por mais de uma subestação no sistema.

O critério de parada é baseado no índice de factibilidade de subestações (*IFS*) e circuitos (*IFC*), descritos pelas Eqs. (33) e (34):

$$IFS = \sum_{i \in \Omega_{bs}} m_i \quad (33)$$

$$IFC = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} n_{ij,a} \quad (34)$$

No FML todas as subestações e circuitos são removidos e avaliados. Quando uma subestação ou circuito é removido, um novo PNL é resolvido e uma nova LRC é montada a partir do índice sensibilidade. O α também é adotado para a fase de melhoria local, representada por α_{LSP} . O α_{LSP} tem um valor significativamente menor que o α_{CSP} . A ideia não é excursionar em espaço de busca muito longe da solução obtida no CSP. No entanto, todas as listas restritas de subestações e circuitos de candidatos são incluídas na solução e avaliadas separadamente. Este procedimento destina-se a melhorar o desempenho da FML, avaliando um maior número de alternativas.

4 Testes e Resultados

O método proposto foi desenvolvido em linguagem AMPL (*A Mathematical Programming Language*) (Fourer et al., 2002) e para solução utilizado o *solver* KNITRO 8.1 (*Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer*) (Ziena, 2012). As simulações foram realizadas em uma CPU Intel Core i5 rodando a 2,30 GHz com 4 GB de RAM.

4.1 Sistema teste de 54 barras

Para avaliar o impacto nodal de preço no problema PESD, foi usado um sistema de distribuição de 54 barras baseado em (Miranda et al., 1994). Esse sistema é constituído por uma rede composta por 50 barras de carga, três subestações existentes, com a possibilidade de aplicação, e uma subestação candidata à construção. A rede possui 16 circuitos e 45 rotas candidatas a terem trechos construídos. Para a construção de novos circuitos e recondução de circuitos existentes são considerados 4 tipos de condutores.

Os valores de custo modular para expansão e tarifas utilizadas foram baseados em dados do Departamento de Energia de Ijuí, uma concessionária de energia elétrica localizada na região sul do Brasil (www.demei.com.br).

As simulações foram realizadas com base em cinco cenários com diferentes TUST, conforme Tabela 1.

Tabela 1: Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUSTs.

	TUST (US\$/kW)				
	Cen. A	Cen. B	Cen. C	Cen. D	Cen. E
SE-101	0,691	0,944	0,663	0,722	0,436
SE-102	0,691	0,436	0,944	0,663	0,722
SE-103	0,691	0,722	0,436	0,944	0,663
SE-104	0,691	0,663	0,722	0,436	0,944

O cenário A é o cenário de referência, na qual os valores de TUST são iguais em todos os pontos de conexão ao sistema de transmissão. A topologia obtida é apresentada na Fig. 1.

Nesse caso, variações de carga entre subestações não são sensíveis aos custos de C_{EUST} . A

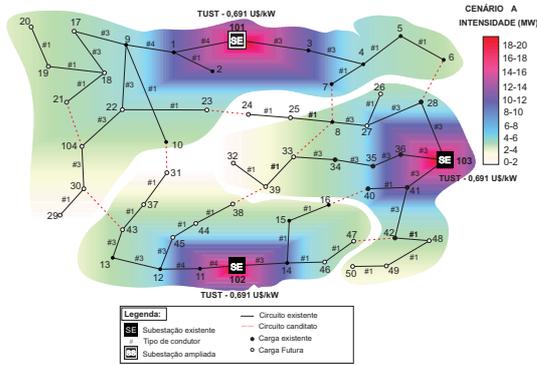


Figura 1: Topologia - cenário A.

solução ilustrada na Figura 1 retrata a solução de planejamento que seria obtida negligenciando os sinais econômicos locais das transmissões no PESD, nos quais a expansão do sistema de distribuição não responde ao uso dos custos de transmissão. As topologias resultantes dos cenários B, C, D e E são mostradas nas Figuras 2 e 3.

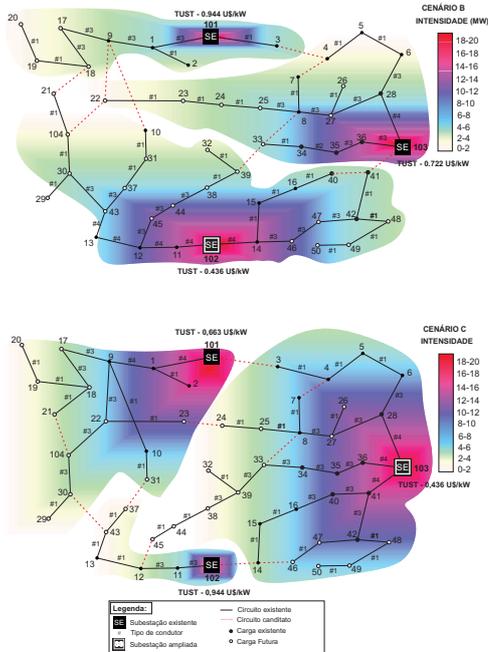


Figura 2: Topologias - cenários B e C.

As topologias indicam mudanças significativas nas soluções de expansão, em termos de ampliações de subestações e roteamento de alimentadores. A ampliação de subestações existentes mostrou-se mais atraente financeiramente, em relação à alternativa de construir uma nova subestação (subestação candidata SE-104). A subestação SE-101 é ampliada nos cenários A e E, a subestação SE-102 é ampliada no cenário B e D e a subestação SE-103 é ampliada no cenário C. Na Tabela 2¹ apresenta-se as potências demandadas nas subestações para os cenários de TUST avalia-

¹†Expanded Substation

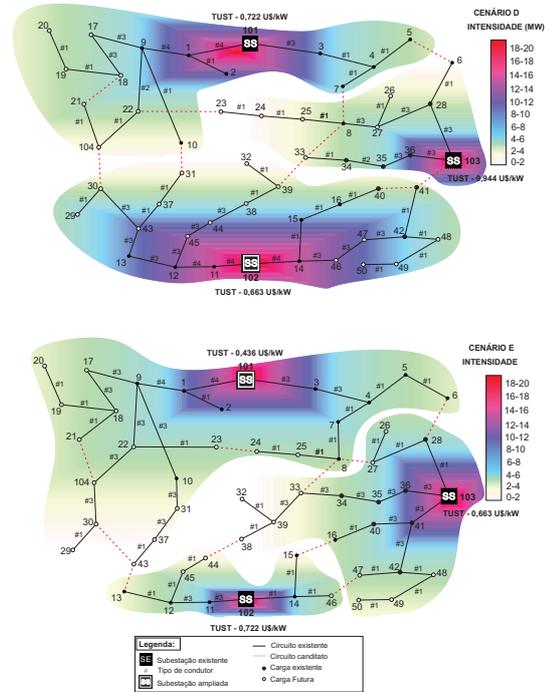


Figura 3: Topologias - cenários D e E.

dos.

Tabela 2: Intensidade de potência ativa demandada (MW).

SEs	Cenários (Potência demandada SEs - MW)				
	A	B	C	D	E
101	16,33 [†]	5,68	12,60	12,35	21,51 [†]
102	12,62	23,91 [†]	4,59	21,22 [†]	7,00
103	12,60	12,07	24,42 [†]	8,03	13,09
104	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Verificam-se variações acentuadas de carregamento entre as subestações. Percebe-se que as expansões do sistema de distribuição são atraídas para os pontos de conexão com valores menores de TUST. Nas Figuras 2 e 3 observa-se que as ampliações de subestações e os reforços em alimentadores circundam pontos de conexão com menores valores de TUST. Os valores apresentados na Tabela 2 são indicativos importantes para a contratação de MUST por parte da distribuidora.

Tabela 3: Sumário de custos de expansão (kUS\$).

Cenários	Sem Otimização de C _{EUST}		
	C _{DN} E	C _{EUST}	Custo Global
A	1.425,42	1.306,16	2.731,59
B	-	1.365,42	2.790,84
C	-	1.284,51	2.709,93
D	-	1.458,12	2.883,54
E	-	1.118,50	2.543,93
Cenários	Com Otimização de C _{EUST}		
	C _{DN} E	C _{EUST}	Custo Global
A	1.425,42	1.306,16	2.731,59
B	1.522,44	1.114,30	2.636,75
C	1.475,98	1.061,25	2.537,23
D	1.474,01	1.390,61	2.864,62
E	1.451,92	1.051,27	2.503,20

No cenário A, a TUST é a mesma para todas as subestações e, portanto, não houve variações

no C_{DNE} e no C_{EUST} , com ou sem otimização do C_{EUST} . No entanto, em outros cenários, há mudanças significativas no custo total, conforme mostrado na Tabela 3. No cenário B, o custo total, sem considerar o C_{EUST} no modelo de otimização, é de 2.790,84 kUS\$, sendo reduzido para 2.636,75 kUS\$ quando o C_{UTS} é incluído no modelo, o que resulta em um ganho econômico de 154,09 kUS\$ ou 5,52%. Nos cenários C, D e E, os ganhos econômicos são 6,37%, 0,66% e 1,60%, respectivamente.

A minimização de C_{UTS} implica em uma redistribuição de carga entre subestações que requer mudanças na configuração da rede. Essas alterações alteram o custo de investimento (mudança de tipos de condutores), manutenção e operação. Nessa condição, os custos de expansão aumentam para permitir acesso a subestações com valores menores de TUST. No entanto, quando se analisa os custos globais ($C_{DNE} + C_{EUST}$), melhores resultados são obtidos quando o C_{EUST} é otimizado.

5 Conclusões

Este artigo apresentou uma nova perspectiva para os estudos de planejamento da expansão da rede de distribuição, que inclui as tarifas nodais de uso do sistema de transmissão. O modelo proposto repercutiu em decisões de expansão da distribuição sensíveis aos custos da transmissão. A trajetória da expansão do sistema de distribuição foi atraída para os pontos de conexão (subestações) com valores menores de TUST. Os resultados revelam uma relação de compromisso (*trade-off*) entre as parcelas de custos associadas aos encargos de uso da transmissão (C_{EUST}) e os custos de expansão da distribuição (C_{DNE}). Desse modo, os pontos de conexão com menores valores de TUST podem não ser utilizados, caso os investimentos no sistema de distribuição sejam muito elevados para acessá-los. Por outro lado, pontos de conexão com maiores valores de TUST podem ser mais intensamente utilizados, caso os investimentos no sistema de distribuição para acessá-los forem reduzidos. Em todos os cenários de TUST avaliados, constatou-se que a minimização de EUST imputa maiores custos de expansão às distribuidoras. No entanto, a redução de custos de EUST verificada, não só compensou tais investimentos, como reduziu o custo global, o que denota a eficiência da metodologia desenvolvida.

Agradecimentos

Agradecimentos ao Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI) pelos dados e informações técnicas disponibilizadas.

Referências

- Biggar, D. R. and Hesamzadeh, M. R. (2014). *The Economics of Electricity Markets*, 1 edn, Wiley-IEEE Press, Chichester, UK.
- Feo, T. A. and Resende, M. G. C. (1995). Greedy randomized adaptive search procedures, *Journal of Global Optimization* **6**: 109–133.
- Fourer, R., Gay, D. M. and Kernighan, B. W. (2002). *A modeling language for mathematical programming*, 2th edn, Duxbury Press, United States.
- Ganguly, S., Sahoo, N. C. and Das, D. (2013). Recent advances on power distribution system planning: a state-of-the-art survey, *Energy Systems* **4**(2): 165–193.
- Georgilakis, P. S. and Hatziargyriou, N. D. (2015). A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research, *Electric Power Systems Research* **121**: 89 – 100.
- Giacomini, J. C., Santos, M. M., Abaide, A. R. and Neto, N. K. (2013). Expansion planning of electric power distribution systems under the paradigm of price cap regulation, *EEM - 10th International Conference on the Euporean Energy Market* **1**: 1–8.
- Humayd, A. S. B. and Bhattacharya, K. (2017). Distribution system planning to accommodate distributed energy resources and pevs, *Electric Power Systems Research* **145**: 1 – 11.
- Miranda, V., Ranito, J. V. and Proença, L. M. (1994). Genetic algorithm in optimal multistage distribution network planning, *IEEE - Transactions on Power Systems* **9**: 1927–1933.
- Santos, S. F., Fitiwi, D. Z., Bizuayehu, A. W., Shafie-khah, M., Asensio, M., Contreras, J., Cabrita, C. M. P. and ao, J. P. S. C. (2017). Impacts of operational variability and uncertainty on distributed generation investment planning: A comprehensive sensitivity analysis, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **8**(2): 855–869.
- Shen, X., Shahidehpour, M., Han, Y., Zhu, S. and Zheng, J. (2017). Expansion planning of active distribution networks with centralized and distributed energy storage systems, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **8**(1): 126–134.
- Yao, W., Chung, C. Y., Wen, F., Qin, M. and Xue, Y. (2016). Scenario-based comprehensive expansion planning for distribution systems considering integration of plug-in elec-

tric vehicles, *IEEE Transactions on Power Systems* **31**(1): 317–328.

Ziena, O. (2012). *KNITRO Documentation*, release 8.1 edn, Ziena Optimization, Inc.