

Reconfiguration of Radial Distribution Systems: An Efficient Mathematical Model

Meisam Mahdavi, and Rubén Romero, *Senior Member, IEEE*

Abstract—For a few decades, researchers try to reach a better solution by proposing new models or methods for distribution system reconfiguration (DSR) problem. This paper presents an efficient model for reconfiguration of radial distribution systems, aiming loss minimization. The proposed model can be easily solved by every commercial solvers and software. The proposed mixed-integer second-order cone programming (MISOCP) model was tested on 16-, 33-, 69-, 70-, 119-, and 136-bus test systems as well as Taiwan power company network (TPC). The results show high efficiency of the proposed model for reconfiguration of radial distribution systems.

Index Terms—DSR, efficient mathematical model, loss reduction.

NOMENCLATURA

A. Conjuntos e Índices

Ω^l, Ω^s Conjunto de ramos e barras de subestação;
 i, j, k e ij, ki Índices de barras e ramos respectivamente.

B. Constantes

I_{ij}^{max} Amplitude de corrente máxima do ramo ij ;
 n, n_s Número de todos os ramos e barras de subestação;
 P_i^D, Q_i^D Demanda de carga ativa e reativa na barra i ;
 $P_{ij}^{max}, Q_{ij}^{max}$ Potência máxima ativa e reativa do ramo ij ;
 R_{ij}, X_{ij} Resistência e reatância do ramo ij ;
 V_{max}, V_{min} Amplitude da tensão máxima e mínima;
 $|Z_{ij}|$ Amplitude da impedância do ramo ij .

C. Variáveis

b_{ij}, β_{ij} Variável de grandeza e orientação binária do ramo ij ;
 $|I_{ij}|, |V_i|$ Amplitude de corrente do ramo ij e tensão na barra i ;
 P_{ij}, Q_{ij} Fluxo de potência ativa e reativa através do ramo ij ;
 P_i^S, Q_i^S Geração ativa e reativa da subestação na barra i ;

y_{ij} Variável binária para ligar (1) e desligar (0) o ramo ij .

D. Funções

I_{ij}^{sqr} Quadrado da amplitude de corrente do ramo ij ;
 P_{ij}^L, Q_{ij}^L Perda ativa e perda reativa do ramo ij ;
 S_{ij} Potência aparente do ramo ij ;
 V_i^{sqr} Quadrado da amplitude de tensão na barra i .

I. INTRODUÇÃO

Minimização das perdas de potência ativas é importante para realçar a eficiência do sistema de distribuição. Mudanças na configuração de sistemas de distribuição pelo abrir e fechar dos ramos, embora a rede tenha que manter sua radicalidade e demanda (reconfiguração do sistema de distribuição), é um caminho efetivo para redução de perdas [1].

Reconfiguração de sistemas de distribuição (DSR) é um problema de otimização de grande escala incluindo variáveis de decisão, uma função objetivo e um conjunto de restrições que podem frequentemente conter não linearidades. O espaço de pesquisa viável em DSR é tipicamente grande, não convexo e difícil para explorar. Portanto, a determinação de soluções de boa qualidade para o problema DSR é uma tarefa que muda constantemente. Desta forma, pesquisadores de sistemas de distribuição dedicaram seus esforços em desenvolvimento de eficientes modelos e metodologias para encontrar as soluções melhores em problema DSR.

Como o problema DSR foi inicialmente proposto em 1975 por [2], vários modelos matemáticos foram apresentados para encontrar melhores configurações para a redução de perdas. [3] formularam o DSR como um problema de estimação de mudança de perdas por fluxo de carga aproximado. No entanto a exatidão dos modelos propostos foi questionada pela ignorância da corrente reativa dos ramos. Portanto, [4] aplicou fluxo de carga exato para calcular mudanças de perdas de rede em problema proposto por [3]. Para aumentar a precisão e diminuir o tempo de execução do modelo apresentado por [4], [5] formularam as perdas resistivas em termos quadráticos de potências ativas e reativas usando fluxo de carga radial rápido, apresentando o problema de consumir muito tempo devido ao passo a passo de troca de ramos (BE). [6] apresentou um novo modelo de estimativa de mudança de perdas para o problema de DSR, que era robusto, eficiente e muito simples, pois apenas a queda de tensão nos extremos das linhas de ligação e a quantidade de carga transferida foram usadas para avaliar a

This work was supported in part by the São Paulo Research Foundation (FAPESP), under Grants 2016/12190-7 and 2015/21972-6.

M. Mahdavi is with the Department of Electrical Engineering, São Paulo State University (UNESP), Ilha Solteira, SP, Brazil (e-mail: m.mahdavi@unesp.br).

R. Romero is with the Department of Electrical Engineering, São Paulo State University (UNESP), Ilha Solteira, SP, Brazil (e-mail: ruben.romero@unesp.br).

alteração de perdas. No entanto, essa formulação não pode ser aplicada a estudo de casos em larga escala. [7] apresentaram uma formulação de programação de número inteiro binário para o DSR, representando as perdas de potência como termos quadráticos de demanda e corrente de ramos. No entanto, a implementação desse modelo em redes de distribuição de grande escala é muito difícil. Mais tarde, [8] usaram equações simplificadas do fluxo de carga para a formulação do problema DSR. Embora o modelo proposto reduza o tempo de processamento da minimização de perdas, ele pode diminuir a qualidade das soluções em problemas combinatórios de DSR.

[9] apresentaram um modelo linear inteiro misto para minimização de perdas em DSR usando equações de fluxo de potência linearizadas. No entanto, a eficácia e eficiência da formulação proposta foram verificadas por pequenos sistemas de teste. Também, [10] introduziram um novo modelo para reconfiguração de rede, alocando alimentadores de distribuição para diferentes circuitos, representando perdas de rede em termos de correntes dos circuitos. Mas, apresentar as perdas nesta forma não é fácil para redes de distribuição de médio e grande porte. Para superar as restrições de tamanho dos modelos de reconfiguração descritos anteriormente, [11] apresentaram a teoria de particionamento de rede para resolver o problema tradicional de DSR. Neste método, a rede de distribuição foi dividida em grupos de barras e as perdas de energia entre esses grupos foram minimizadas, apesar do desempenho do modelo proposto ter sido testado em uma rede de distribuição de pequeno porte.

Em [12] foi proposto um modelo usando discrete ascent optimal programming (DAOP) para reconfiguração da rede de distribuição. No DAOP, as configurações ideais com o menor aumento discreto no total de perdas são selecionadas escolhendo e adicionando as cargas como etapas incrementais, embora o tempo computacional seja maior do que em outros modelos de reconfiguração. [13] introduziu uma nova abordagem para modelar o problema DSR, baseada no método de fluxo de carga de Newton. Embora as aproximações utilizadas na formulação de perdas tenham tornado o método muito rápido, o algoritmo não encontra soluções boas para o problema em sistemas de distribuição de grande porte.

Com o objetivo de reduzir o número de fluxos de potência e o tempo subsequente de computação dos modelos de reconfiguração, [14] formularam o DSR como um problema de Fluxo de potência ótimo (OPF) usando análise de sensibilidade. Nesse sentido, [15] apresentaram perdas de potência ativa como termos lineares de sensibilidade as perdas de impedâncias de ramos. [16] modelaram o DSR usando a decomposição de Benders (BD). Embora os resultados computacionais apresentados por [14] e [15] demonstrem a eficácia e robustez das metodologias propostas para a reconfiguração de redes de distribuição reais, a eficiência dos modelos propostos se degradará se termos não lineares aumentarem. Também, [17] apresentaram nova formulação para o problema DSR com objetivo de minimização de perdas, representando uma nova restrição de radialidade. A principal contribuição foi encontrar topologias radiais ideais sem nós de transferência (barras sem geração e demanda) nas suas

extremidades. No entanto, essa classe de modelo apenas aumenta o tempo computacional sem nenhum resultado útil.

[18] formularam o problema de reconfiguração de rede usando a programação cônica de número misto (MICP) com o objetivo de minimizar as perdas. Os resultados mostraram que as soluções obtidas pelo MICP são as mesmas que as obtidas pela programação linear inteira mista (MILP). No entanto, reescrever as equações não lineares do fluxo de potência em termos de restrições quadráticas cônicas rotacionadas requer esforços matemáticos adicionais. Posteriormente, [19] modelaram o DSR por programação quadrática (QP), programação quadraticamente restrita (QCP) e programação cônica de segunda ordem (SOCP) como um problema convexo. Os resultados indicaram que o desempenho de QP, QCP e SOCP é melhor que os modelos formulados pelo BD.

[20] apresentaram um modelo MILP para resolver o problema de DSR aproximando as perdas de potência usando uma função linear por partes. Embora o modelo linear proposto possa ser facilmente resolvido por solvers de otimização comercial, as aproximações usadas podem degradar o desempenho desse modelo para resolver problemas DSR combinatórios altamente não lineares. Também, [21] modelaram a restrição de radialidade do DSR como um problema de otimização de árvores geradoras (*spanning tree*) usando a teoria dos grafos para minimizar as perdas. Embora esse tipo de formulação diminua o tempo de reconfiguração de redes planares, ele não pode ser aplicado a sistemas de distribuição não planares. [22] e [23] apresentaram equações lineares simples de fluxo de corrente para minimizar as perdas no DSR, aproximando termos quadráticos do fluxo de corrente ativo e reativo da função objetivo com termos lineares.

[24] desenvolveram um modelo convexo binário para o problema de DSR. Os resultados da simulação confirmaram que a abordagem proposta para minimização de perdas de sistemas de distribuição em larga escala é mais rápida que os modelos apresentados por [18] e [19]. No entanto, seu tempo de execução para redução de perdas de redes de distribuição médias foi maior que os modelos baseados no QCP [19].

Com relação às vantagens e desvantagens dos modelos mencionados acima, este artigo apresenta uma formulação matemática eficiente para o problema de DSR, com o objetivo de minimizar as perdas. A característica mais importante do modelo proposto é sua implementação simples, de alta precisão e tempo computacional razoável. A robustez e eficácia do modelo foram testadas em várias redes de distribuição usando CPLEX na AMPL. Assim, os principais objetivos e contribuições do presente trabalho são:

- Apresentar um modelo eficiente de minimização de perdas no DSR que é resolvido por solvers lineares comerciais.
- Introduzir uma estrutura de reconfiguração que satisfaz a restrição de radialidade para todas as redes de distribuição.
- Resolver problema de DSR em um tempo de computação aceitável, sem qualquer aproximação, linearização, decomposição e complexidade.
- Desenvolver um modelo generalizado para reconfiguração de redes de distribuição planares e não planares.

II. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A. Modelo Básico

Da Fig. 1, o problema DSR para minimização de perdas ativas da rede de distribuição (P_{Loss}) é dado por (1)–(9).

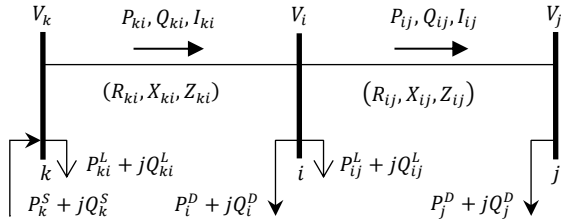


Fig. 1. Representação básica da rede.

$$\min P_{Loss} = \sum_{ij \in \Omega^l} P_{ij}^L \quad (1)$$

sujeito a:

$$P_i^S + \sum_{k=1}^n P_{ki} = \sum_{j=1}^n P_{ij} + \sum_{j=1}^n P_{ij}^L + P_i^D \quad (2)$$

$$Q_i^S + \sum_{k=1}^n Q_{ki} = \sum_{j=1}^n Q_{ij} + \sum_{j=1}^n Q_{ij}^L + Q_i^D \quad (3)$$

$$|V_j|^2 - |V_i|^2 = 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) - (R_{ij}^2 + X_{ij}^2)|I_{ij}|^2 + b_{ij} \quad (4)$$

$$S_{ij} = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad (5)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_l} y_{ij} = n - 1 \quad (6)$$

$$V_{min} \leq |V_i| \leq V_{max} \quad (7)$$

$$0 \leq |I_{ij}| \leq I_{ij}^{max} y_{ij} \quad (8)$$

$$-M(1 - y_{ij}) \leq b_{ij} \leq M(1 - y_{ij}) \quad (9)$$

Equações (2) e (3) representam as restrições de balanço de potência ativa e reativa em cada barra (primeira lei de Kirchhoff). Equações (4) e (5) representam as restrições da segunda lei de Kirchhoff aplicada a cada laço fundamental formado por um ramo e as cargas nas barras, nos extremos do ramo, ligados com a terra. Assim, em (4), foi adicionada a grandeza b_{ij} que trabalha juntamente com (9) e, portanto, se o ramo está fechado, então vale a segunda lei de Kirchhoff e $b_{ij}=0$, quando a ramo está aberto e, neste caso, a restrição (4) fica sem a necessidade de cumprir a segunda lei de Kirchhoff. A Equação (6) garante que toda solução é factível e, portanto, a ótima deve ser radial. Restrições (7) e (8) garantem limites operacionais da tensão e da corrente. Finalmente, (9) mostra que o valor de b_{ij} será zero se o ramo ij for fechado ($y_{ij} = 1$) e será um número real entre M e $-M$ quando o ramo correspondente for desconectado ($y_{ij} = 0$). Para determinar o valor de M , considere que o ramo ij está aberto. Neste caso, de (8), $|I_{ij}|$ será zero, pois $y_{ij} = 0$. Daí, devido à (5), $P_{ij} = Q_{ij} = 0$. Assim, o valor máximo de M é $V_{max}^2 - V_{min}^2$ pois $b_{ij} =$

$|V_i|^2 - |V_j|^2$ de (4), e a diferença máxima entre os limites de tensão inferior e superior (veja (7)).

B. Modelo De Programação Não Linear De Número Inteiro Misto (MINLP)

O modelo básico pode ser aplicado para reconfigurar apenas redes de distribuição com uma barra de subestação. Substituindo $P_{ij}^L = R_{ij}|I_{ij}|^2$, $Q_{ij}^L = X_{ij}|I_{ij}|^2$ e $S_{ij} = |V_j|^2|I_{ij}|^2$ em (1)–(3) e (5), nota-se que todas as equações são descritas em termos das variáveis contínuas $|I_{ij}|^2$, $|V_i|^2$ e $|V_j|^2$ e das binárias y_{ij} , exceto por (7) e (8).

Para entender o modelo e incluir redes de distribuição com várias barras de subestação e representá-lo em termos de correntes de ramificação quadradas e tensões de barras, o modelo básico será apresentado a seguir.

$$\min P_{Loss} = \sum_{ij \in \Omega^l} R_{ij}|I_{ij}|^2 \quad (10)$$

sujeito a:

$$P_i^S + \sum_{k=1}^n P_{ki} = \sum_{j=1}^n P_{ij} + \sum_{j=1}^n R_{ij}|I_{ij}|^2 + P_i^D \quad (11)$$

$$Q_i^S + \sum_{k=1}^n Q_{ki} = \sum_{j=1}^n Q_{ij} + \sum_{j=1}^n X_{ij}|I_{ij}|^2 + Q_i^D \quad (12)$$

$$|V_i|^2 = |V_j|^2 - 2(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}) + |Z_{ij}|^2|I_{ij}|^2 + b_{ij} \quad (13)$$

$$|V_j|^2|I_{ij}|^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad (14)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_l} y_{ij} = n - n_s \quad (15)$$

$$V_{min}^2 \leq |V_i|^2 \leq V_{max}^2 \quad (16)$$

$$0 \leq |I_{ij}|^2 \leq (I_{ij}^{max})^2 y_{ij} \quad (17)$$

$$|b_{ij}| \leq M(1 - y_{ij}) \quad (18)$$

C. Modelo SOCP De Número Inteiro Misto (MISOCP)

O modelo MINLP proposto pode ser resolvido por todos os métodos de otimização ou solvers não lineares comerciais mas resolvê-lo por métodos matemáticos e ferramentas clássicas de otimização é normalmente difícil, devido à não-convexidade na formulação do problema (veja (14)). Além disso, termos quadráticos das variáveis do problema (por exemplo, correntes de ramos e tensões de barras) impedem a otimização do modelo por solvers lineares comerciais. Também, a restrição de radialidade (15) não inclui nós de transferência, enquanto as redes de distribuição reais geralmente contêm números de barras sem subestação e demanda (nós de transferência) e algumas restrições adicionais podem ser incluídas na formulação do problema para aumentar a precisão do modelo e reduzir o tempo de execução. Portanto, para criar um modelo convexo que possa ser facilmente resolvido por quaisquer técnicas matemáticas, meta-heurísticas e ferramentas de otimização (mesmo solvers lineares comerciais), foi proposto

o modelo MISOCP. Neste modelo $I_{ij}^{sqr} = |I_{ij}|^2$, $V_i^{sqr} = |V_i|^2$ e $V_j^{sqr} = |V_j|^2$.

$$\min P_{Loss} = \sum_{ij \in \Omega^l} R_{ij} I_{ij}^{sqr} \quad (19)$$

sujeito a:

$$P_i^S + \sum_{k=1}^n P_{ki} = \sum_{j=1}^n P_{ij} + \sum_{j=1}^n R_{ij} I_{ij}^{sqr} + P_i^D \quad (20)$$

$$Q_i^S + \sum_{k=1}^n Q_{ki} = \sum_{j=1}^n Q_{ij} + \sum_{j=1}^n X_{ij} I_{ij}^{sqr} + Q_i^D \quad (21)$$

$$V_i^{sqr} = V_j^{sqr} - 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + |Z_{ij}|^2 I_{ij}^{sqr} + b_{ij} \quad (22)$$

$$y_{ij} = \beta_{ij} + \beta_{ji} \quad (23)$$

$$\sum_{j=1}^n \beta_{ij} = 1 \quad (24)$$

$$\beta_{ij} = 0 \quad \forall i \in \Omega^s, \quad ij \in \Omega^l \quad (25)$$

$$\beta_{ji} = 0 \quad \forall j \in \Omega^s, \quad ij \in \Omega^l \quad (26)$$

$$P_{ij}^{max} = V_{max} I_{ij}^{max} \quad (27)$$

$$Q_{ij}^{max} = V_{max} I_{ij}^{max} \quad (28)$$

$$V_j^{sqr} I_{ij}^{sqr} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad (29)$$

$$V_{min}^2 \leq V_i^{sqr} \leq V_{max}^2 \quad (30)$$

$$0 \leq I_{ij}^{sqr} \leq (I_{ij}^{max})^2 y_{ij} \quad (31)$$

$$|b_{ij}| \leq (V_{max}^2 - V_{min}^2)(1 - y_{ij}) \quad (32)$$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{max} y_{ij} \quad (33)$$

$$|Q_{ij}| \leq Q_{ij}^{max} y_{ij} \quad (34)$$

Equações (23)–(26) impõe restrições de radicalidade no problema DSR. Estas equações ajudam a encontrar a topologia radial ótima em todo o sistema de distribuição (redes de pequena e grande porte incluindo uma ou várias barras de subestações, com ou sem nós de transferência) mais rápido que (15). Essas equações também mantém conectividade da rede durante reconfiguração melhor do que (15) (isto é, nenhuma das barras estão isoladas da rede durante o processo de otimização). Também (33) e (34) mostram que os valores absolutos do fluxo de potência ativo e reativo através de cada ramo ($|P_{ij}|$ e $|Q_{ij}|$) são limitados pelos seus valores máximos (P_{ij}^{max} e Q_{ij}^{max}). Embora as equações (30) e (31) forneçam essas condições, as restrições (33) e (34) melhoram o tempo de computação e a qualidade das soluções.

III. RESULTADOS NUMÉRICOS E ESTUDO DE CASOS

O modelo MISOCP proposto foi aplicado a vários sistemas de teste usando CPLEX no AMPL e os resultados foram comparados com soluções obtidas por outras formulações e metodologias, como métodos heurísticos [25]–[33] e meta-

heurísticas, *simulated annealing* (SA) [34]–[37], *tabu search* (TS) [38]–[40], algoritmo genético (GA) [35], [36], [41]–[54], otimização por enxame de partículas (PSO) [55]–[58], simulação do crescimento de plantas (PGS) [59], [60], colônia de formigas (ACO) [35], [36], [47], [61]–[65], algoritmo de busca harmônica (HSA) [36], [66] e *honey bee mating optimization* (HBMO) [31], [36], [58], [67], [68].

Consideram-se os valores 0,93 e 1 por unidade (pu) para V_{min} e V_{max} , respectivamente, nos quais a magnitude da tensão das barras da subestação foi fixada em 1 pu.

A. Caso 1: Sistema De Distribuição De 16 Barras

Os dados deste sistema de distribuição com 13 chaves seccionadoras e 3 chaves de interconexão, foram apresentados em [69]. A potência e tensão de base são 100 MVA e 23 kV. Nota-se que as perdas da rede original são de 511,44 kW. O modelo proposto foi aplicado à rede de distribuição de 16 barras e os resultados (perdas de rede, tempo de computação e ramos (chaves) que precisam ser desconectados (abertos)) são apresentados na Tabela I. Deve-se mencionar que parte da literatura especializada não apontou o tempo de computação dos modelos propostos. Considera-se este fato como uma limitação para esses artigos. Portanto, os modelos são classificados em tabelas relacionadas, inicialmente, de acordo com a quantidade de perdas de potência, depois com o tempo de computação e finalmente a data de suas publicações.

TABELA I
RESULTADOS NUMÉRICOS DO CASO 1 APÓS RECONFIGURAÇÃO

Modelos	Chaves abertas	Perdas (kW)	Tempo (s)
[3]	15,17,26	488,46	–
[6]	15,17,26	485,9	–
[11]	15,17,26	483,88	–
[10]	17,19,26	482,16	–
[22]	17,19,26	468,3	–
[21]	17,19,26	468,3	0,16
[29]	17,19,26	466,14	–
[26]	17,19,26	466,13	–
[14]	17,19,26	466,13	–
[27]	17,19,26	466,13	–
[51]	17,19,26	466,13	0,45
[49]	17,19,26	466,13	0,27
[50]	17,19,26	466,12	2,027
[55]	17,19,26	466,12	0,156
[41]	17,19,26	466,1	–
[37]	17,19,26	466,1	–
[38]	17,19,26	466,1	–
[40]	17,19,26	466,1	–
[25]	17,19,26	466,1	8
[8]	17,19,26	466,1	6
[69]	17,19,26	466,1	4,5
GA [35]	17,19,26	466,1	2,32
SA [35]	17,19,26	466,1	2,07
[61]	17,19,26	466,1	1,81
[46]	17,19,26	466,1	1,35
[34]	17,19,26	466	7,5
[48]	17,19,26	465,8	0,212
Proposed	17,19,26	465,5	0,12

Da Tabela I, nota-se que os modelos propostos por [3], [6] e [11] não encontraram a configuração ideal, enquanto outros modelos e métodos de solução encontraram a solução ótima (17, 19, 26) com diferentes perdas de rede e tempos computacionais. Isto mostra que mesmo para as mesmas

chaves abertas, a perda de potência pode ser calculada de maneira diferente em relação à precisão do modelo ou método da solução. Da Tabela I, o modelo apresentado no artigo atual encontra uma solução mais ideal em tempo computacional menor que outros modelos de reconfiguração. A formulação proposta é suficientemente eficiente para resolver o problema de DSR em redes de distribuição de pequeno porte.

B. Caso 2: Sistema De Distribuição De 33 Barras

Este sistema de 12,66 kV inclui 2 subestações, 5 chaves de interconexão e 32 chaves seccionadoras. Os dados do sistema de teste estão disponíveis em [5]. Os valores base de MVA e kV são 100 e 12,66, respectivamente. Também, as perdas da rede inicial são de 202,68 kW. A formulação proposta foi aplicada a este sistema e os resultados foram listados na Tabela II.

TABELA II
RESULTADOS NUMÉRICOS DO CASO 2 APÓS RECONFIGURAÇÃO

Modelos	Chaves abertas	Perdas (kW)	Tempo (s)
[5]	11,28,31,33,34	148,86	-
[25]	6,9,14,32,37	142,83	-
[66]	7,10,14,36,37	142,68	7,2
[13]	7,9,14,31,37	142	0,01
[7]	7,9,14,32,37	141,6	19,1
[4]	7,10,14,32,37	141,54	0,14
[28]	7,9,14,32,37	140,81	0,87
[43]	9,28,33,34,36	140,6	-
[62]	7,10,14,32,37	140,26	-
[57]	7,9,14,32,37	139,98	6,34
[42]	7,9,14,32,37	139,83	55,04
[64]	7,9,14,32,37	139,8	-
[37]	7,9,14,32,37	139,8	6,852
[8]	7,9,14,32,37	139,7	48
[21]	7,9,14,32,37	139,6	3
[6]	7,9,14,32,37	139,53	46
[58]	7,9,14,32,37	139,53	8
[27]	7,9,14,32,37	139,55	-
[20]	7,9,14,32,37	139,55	-
[33]	7,9,14,32,37	139,55	647,03
[17]	7,9,14,32,37	139,55	19
GA [36]	7,10,14,36,37	139,55	10,8
[68]	7,9,14,32,37	139,55	8
[41]	7,9,14,32,37	139,55	7,41
[46]	7,10,14,36,37	139,55	7,2
ACO [36]	7,9,14,32,37	139,55	6,44
[67]	7,9,14,32,37	139,55	6
[48]	7,9,14,32,37	139,55	5,7
[29]	7,9,14,32,37	139,55	5,28
[32]	7,9,14,32,37	139,55	3,7
HAS [36]	7,10,14,36,37	139,55	3,27
[63]	7,9,14,32,37	139,55	0,3
[12]	7,9,14,32,37	139,55	1,99
[26]	7,9,14,32,37	139,55	1,66
[59]	7,9,14,32,37	139,55	1,5
[15]	7,9,14,32,37	139,55	0,41
[16]	7,9,14,32,37	139,55	0,11
[22]	7,9,14,32,37	139,5	35,5
SOCP [19]	7,9,14,32,37	139,5	12,8
[40]	7,9,14,32,37	139,5	8
[44]	7,9,14,32,37	139,5	6,3
[56]	7,9,14,32,37	139,5	5,7
[23]	7,9,14,32,37	139,5	3,2
[24]	7,9,14,32,37	139,5	2,9
QCP [19]	7,9,14,32,37	139,5	1,43
[30]	7,9,14,32,37	139,5	0,5
QP [19]	7,9,14,32,37	139,5	0,21
[60]	7,9,14,32,37	139,5	0,16
[39]	7,9,14,32,37	139,2	8,1
Proposed	7,9,14,32,37	138,6	3,14

Segundo a Tabela II, o método de solução obtido pelo modelo proposto é mais ideal do que outras soluções. Embora, o modelo em [13] tenha resolvido o problema do DSR mais rapidamente do que outros métodos, sua solução não é tão ideal quanto a configuração proposta pelo modelo atual. Nesse sentido, pode-se mencionar que o modelo MISOCOP apresentado neste trabalho pode encontrar a solução ideal em um tempo computacional aceitável. Esta questão indica a eficiência do modelo proposto para a reconfiguração de sistemas de distribuição de médio porte.

C. Caso 3: Sistema De Distribuição De 69 Barras

Este sistema de distribuição radial de 12,66 kV possui 69 barras e 73 ramos, incluindo 5 chaves de interconexão. Os dados para este sistema são fornecidos em [70]. Os valores base para esta rede são 12,66 kV e 100 MVA. As perdas de rede antes da reconfiguração são de 225 kW. O modelo matemático proposto foi aplicado ao sistema em estudo e os resultados são fornecidos na Tabela III.

TABELA III
RESULTADOS NUMÉRICOS DO CASO 3 APÓS RECONFIGURAÇÃO

Modelos	Chaves abertas	Perdas (kW)	Tempo (s)
NSGA [71]	14,23,51,60,72	136,87	37
FGA [70]	12,20,58,64,69	113,8	50
BGA [70]	12,20,58,64,69	113,8	25
Heuristic [29]	11,14,21,56,62	106,67	-
GA [66]	14,53,61,69,70	103,29	-
RGA [66]	13,17,55,61,69	100,28	-
FACO [62]	12,57,61,69,70	99,82	-
[27]	14,56,62,70,71	99,72	-
NCUP [29]	14,59,62,70,71	99,72	-
[72]	14,58,61,69,70	99,62	-
[73]	14,56,61,69,70	99,62	-
[15]	14,55,61,69,70	99,62	-
[74]	14,58,61,69,70	99,62	-
[75]	15,56,62,70,71	99,62	-
[76]	14,57,61,69,70	99,62	-
GA [77]	14,58,61,69,70	99,62	1181
SA [78]	14,57,61,69,70	99,62	250
SA [8]	14,55,61,69,70	99,62	165
MTS [40]	14,55,61,69,70	99,62	150
MBFOA [79]	14,58,61,69,70	99,62	20,69
Efficient SA [78]	14,57,61,69,70	99,62	20,57
[49]	14,57,61,69,70	99,62	20,2
GA [80]	14,58,61,69,70	99,62	12,5
MBPSO [56]	14,55,61,69,70	99,62	8
Dragonfly [81]	14,57,61,69,70	99,62	7
Proposed	14,57,61,69,70	99,62	6,05

Os resultados da simulação mostram que o modelo proposto pode encontrar a solução ideal em menor tempo de computação do que outros métodos de reconfiguração.

D. Caso 4: Sistema De Distribuição De 70 Barras

O sistema de teste é um sistema de distribuição radial de 11 kV com duas subestações, quatro alimentadores, 70 barras e 76 ramos (incluindo chaves de interconexão). Os dados para este sistema são fornecidos em [82].

Tabela IV mostra os resultados da simulação. Observa-se que o modelo proposto encontra a solução ideal mais rápido que outros métodos.

TABELA IV
RESULTADOS NUMÉRICOS DO CASO 4 APÓS RECONFIGURAÇÃO

Modelos	Chaves abertas	Perdas (kW)	Tempo (s)
[83]	14,28,39,46,67,51,70,71, 73,76,79	205,32	8
[84], [85]	14,28,39,46,67,51,70,71, 73,76,79	205,32	5,4
[82]	14,28,39,46,51,67,70,71, 73,76,79	205,32	3
Brute force [48]	13,28,45,51,67,70,73,75, 76,78,79	203,67	7633,3
SOReco [48]	13,28,45,51,67,70,73,75, 76,78,79	203,67	4,64
GAMT [46]	14,30,38,46,51,66, 70,71,76,77,79	203,17	160
[86]	30,46,51,66,70,71,75-79	202,18	-
BGA [46]	13,30,45,51,66,70,75-79	201,4	1900
MIQCP [22]	14,30,45,51,66,70,75-79	201,4	485
AACO [63]	13,30,45,51,66,70,75-79	201,4	19,72
AIMMS [21]	14,30,45,51,66,70,75-79	201,4	5,7
Proposed	13,30,45,51,66,70,75-79	201,4	2,83

E. Caso 5: Sistema De Distribuição Da Companhia De Rede De Potência De Taiwan (TPC)

Esta rede de 11,4 kV acumulada consiste de 2 subestações, 83 chaves seccionadoras e 13 chaves de interconexão, nas quais os dados estão disponíveis em [87]. A Tabela V inclui os resultados da simulação do modelo proposto para este sistema real.

TABELA V
RESULTADOS NUMÉRICOS DO CASO 5 APÓS RECONFIGURAÇÃO

Modelos	Chaves abertas	Perdas (kW)	Tempo (s)
[68]	7,14,34,39,42,55,62,72,83,86,88,90,92	482,14	13
GA [47]	7,33,55,61,72,83,86,88,89,90,92,93,95	471,51	-
[4]	7,13,34,39,41,55,62,72,83,86,89,90,92	471,44	-
ACO [47]	7,13,34,39,41,55,62,72,83,86,89,90,92	471,08	-
[69]	7,13,34,39,41,55,62,72,83,86,89,90,92	471,08	318
GA [35]	7,13,34,39,41,55,62,72,83,86,89,90,92	471,08	303,7
[61]	7,13,34,39,41,55,62,72,83,86,89,90,92	471,08	241,5
[59]	7,13,34,39,41,55,62,72,83,86,89,90,92	471,08	113,2
[87]	7,13,34,39,41,55,62,72,83,86,89,90,92	471,08	36,15
[26]	7,13,34,39,41,55,62,72,83,86,89,90,92	470,88	-
SA [36]	7,13,34,39,42,62,72,83,84,86,89,90,92	470,513	22,06
GA [36]	7,13,34,39,42,63,72,83,84,86,89,90,92	470,084	170
[32]	7,13,34,39,42,63,72,83,84,86,89,90,92	470,01	69
[21]	7,13,34,39,42,62,72,83,84,86,89,90,92	469,95	7,8
[15]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	-
[20]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	-
[45]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	450
MICP [18]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	245,4
MILP [18]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	207,7
[63]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	95,88
GA+BE [36]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	37,98
ACO [36]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	19,74
HBMO [36]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	17,1
HSA [36]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	9,87
[31]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	7,75
[48]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	7
[29]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	5,28
[27]	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	3,92
Proposed	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	469,88	2,6

Consideram-se 100 kVA para base de potência, 11,4 kV e 531,99 kW para base de tensão e perdas iniciais, respectivamente. Os resultados da Tabela V mostram que o modelo MISQCP proposto encontra a solução ideal mais rapidamente do que outras abordagens. Portanto, a formulação proposta é melhor para reconfigurar redes de distribuição de grande porte.

F. Caso 6: Sistema De Distribuição De 119 Barras

Este sistema de teste é uma rede de distribuição de 11 kV com 118 ramos e 15 chaves de interconexão [39]. A Tabela VI mostra resultados relevantes obtidos.

TABELA VI
RESULTADOS NUMÉRICOS DO CASO 6 APÓS RECONFIGURAÇÃO

Modelos	Chaves abertas	Perdas (kW)	Tempo (s)
GA [88]	5,27,34,43,47,54,61,71,74,83,96,99, 110,125,131	980,54	-
GA [66]	24,31,35,40,43,49,51,62,73,74,77, 83,110,120,126	885,56	24,45
TS [40]	23,27,33,40,43,49,52,62,72,74,77, 83,110,126,131	884,163	-
RGA [66]	23,27,33,40,43,49,52,62,73,74,77, 83,110,126,131	883,13	17,53
[89]	24,26,35,40,43,51,62,72,74,77,83, 110,122,126,131	870,91	704,1
[15]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,9,10, 23,30,31	870,35	-
MIQCP [22]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	869,7	1009
AIMMS [21]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	869,7	39,4
MILP [22]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	869,7	2,8
MTS [40]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	865,86	18000
AACO [63]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	865,86	430,74
GA [80]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	865,86	42,13
ITS [39]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	865,86	9,38
HAS [66]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	865,86	8,61
Heuristic [90]	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	865,86	7,64
Proposed	24,27,35,40,43,52,59,72,75,96,98, 110,123,130,131	865,86	4,95

Estes resultados mostram que o método proposto pode encontrar a solução ideal mais rápido que outras técnicas de reconfiguração.

G. Caso 7: Sistema De Distribuição De 136 Barras

A configuração e os dados deste sistema real, com 156 ramos e 21 chaves interconexão, podem ser encontrados em [91] e faz parte da rede de distribuição de Três Lagoas, no Brasil. A tensão nominal, a base MVA e as perdas iniciais são 13,8 kV, 1 e 320,37 kW, respectivamente. O modelo proposto foi aplicado a esta rede real de sistema de teste e os resultados

são apresentados na Tabela VII.

TABELA VII
RESULTADOS NUMÉRICOS DO CASO 3 APÓS RECONFIGURAÇÃO

Modelos	Chaves abertas	Perdas (kW)	Tempo (s)
[27]	7,9,38,51,55,90,92,95,104,106,120,126,128,135,138,141,144-146,148,150	286	9
[91]	51,106,136-139,141-152,154-156	285,5	-
[29]	7,38,51,55,90,97,106,118,126,137,138,141,144-148,150-152,155	282,77	23,9
[54]	51,53,90,96,106,118,136-139,141,144-148,150,151,154-156	281,7	40
[32]	7,38,51,54,84,90,96,106,119,126,135,137,138,141,144,145,147,148,150,151,155	281,02	530
[53]	7,38,51,53,90,96,106,118,126,128,137,138,141,144-148,150,151,156	280,4	227
[23]	7,38,51,54,84,90,96,106,118,126,128,135,137,138,141,144,145,147,148,150,151	280,38	188,4
[21]	7,38,51,54,84,90,96,106,118,126,128,135,137,138,141,144,145,147,148,150,151	280,38	132,5
[65]	7,51,53,84,90,96,106,118,126,128,137-139,141,144,145,147,148,150,151,156	280,22	5120
[52]	7,51,53,84,90,96,106,118,126,128,137-139,141,144,145,147,148,150,151,156	280,22	3600
[17]	7,35,51,90,96,106,118,126,135,137,138,141,142,144-148,150,151,155	280,19	4473
[18]	7,35,51,90,96,106,118,126,135,137,138,141,142,144-148,150,151,155	280,19	1800
[22]	7,35,51,90,96,106,118,126,135,137,138,141,142,144-148,150,151,155	280,19	1785
[63]	7,35,51,90,96,106,118,126,135,137,138,141,142,144-148,150,151,155	280,19	894,2
[24]	7,35,51,90,96,106,118,126,135,137,138,141,142,144-148,150,151,155	280,19	24,8
Proposed	7,35,51,90,96,106,118,126,135,137,138,141,142,144-148,150,151,155	280,19	9

Da Tabela VII, observa-se que o modelo proposto encontra a solução ideal tão rapidamente quanto a formulação proposta por [27], mas sua eficiência em encontrar o cenário de abertura/fechamento de chaves preciso é muito melhor do que [27]. Portanto, a estrutura proposta é completamente eficiente para a reconfiguração de redes reais de distribuição de grande porte.

IV. A PRINCIPAL CARACTERÍSTICA DO MODELO PROPOSTO

Os resultados mostram que o modelo proposto é capaz de encontrar soluções tão boas quanto as melhores observadas na literatura e com tempos computacionais competitivos. Embora o modelo MISOCF proposto seja tão preciso e robusto quanto os modelos apresentados na literatura, a principal característica e o aspecto mais interessante do modelo é a possibilidade de implementação simples. Nesta seção, a principal característica do modelo é comparada com algumas outras formulações importantes, a fim de fornecer uma melhor compreensão.

O desempenho da formulação MINLP proposta por [2] usando o algoritmo *branch-and-bound* (B&B) é complicado, enquanto a implementação do modelo MISOCF em AMPL é

muito simples. A formulação baseada em fluxo de carga de DC, apresentada por [3], não é capaz resolver o problema de DSR precisamente, por causa da ignorância do componente de potência reativa, enquanto o modelo MISOCF facilmente resolve o problema utilizando fluxo de carga de AC. Além disso, a estimativa das perdas de potência em [4], [6] e [13] efetivamente degradou a precisão de suas formulações em comparação com o modelo MISOCF.

O demorado processo de busca ponto a ponto, do modelo proposto por [5], impede sua aplicação em sistemas de distribuição de médio e grande porte, enquanto o modelo MISOCF pode ser facilmente aplicado a todos os tipos de redes de distribuição. Também, ao contrário do modelo MISOCF, a formulação apresentada por [7] não é eficiente por causa do aparecimento de muitas soluções inviáveis (não radiais) durante a busca do algoritmo.

A simplificação e linearização das equações de fluxo de carga em [8] e [9], respectivamente, e aproximações lineares por partes de perdas de potência em [20], bem como a linearização de termos quadráticos de funções objetivo em [22] e [23], tornaram as implementações dos modelos propostos tão simples quanto o modelo MISOCF. Contudo, suas eficiências e precisões foram degradadas em comparação com o modelo MISOCF exato (sem qualquer simplificação, linearização e aproximação). Além disso, a definição do modelo proposto por [10], em termos de correntes de circuito mútuo e linear, apresenta dificuldades para redes de distribuição de médio e grande porte.

Embora na formulação apresentada por [11] apenas no máximo dois fluxos de carga sejam necessários para resolver o problema de DSR, sua implementação restringiu-se a sistemas de distribuição de pequeno porte. No entanto, o modelo MISOCF pode ser aplicado a todos os sistemas de distribuição sem a execução do programa de fluxo de carga.

O modelo baseado em DAOP proposto por [12] não pode ser facilmente aplicado a todas as redes de distribuição, devido ao seu alto consumo de computação, enquanto o modelo apresentado no presente estudo pode resolver o problema de DSR rapidamente para todo tipo de sistema de distribuição.

Apesar das formulações baseadas na análise de sensibilidade em [14] e [15] terem levado à diminuição do tempo computacional para o problema de DSR, presentes sensibilidades de perdas ativas, em termos de impedâncias de ramos, tornam suas implementações mais difíceis. Ademais, o modelo baseado em BD, apresentado por [16], não pode ser aplicado a sistemas de distribuição reais se a não linearidade do problema de DSR aumentar.

Ao contrário do modelo apresentado neste artigo, as formulações de [17] e [21] não podem ser implementadas em redes incluindo nós de transferência e sistemas de distribuição não planares, respectivamente.

Apesar de apresentarem formulações eficientes em AMPL para o problema de DSR por [18] e [19], as implementações desses modelos em redes de distribuição de grande porte não são tão acessíveis quanto o modelo MISOCF.

Embora a eficiência do modelo proposto por [24] seja superior aos modelos apresentados por [18] e [19], sua

execução não é tão simples quanto à formulação apresentada no presente estudo.

V. CONCLUSION

Este artigo apresenta um modelo convexo eficiente de programação cônica de segunda ordem de número inteiro misto (MISOCP), para reconfiguração de sistemas de distribuição radiais, visando minimização de perdas.

A resolução da formulação proposta por todos os solvers comerciais é a característica mais importante. Os resultados da simulação revelam que a estrutura proposta é um modelo eficiente e robusto para a reconfiguração de todas as redes de distribuição (sistemas de distribuição planares ou não planares e de pequeno ou grande porte), incluindo vários nós de transferência e subestação. Deve-se mencionar que o modelo matemático proposto pode garantir a radialidade da rede de distribuição após a reconfiguração sem nós isolados. A estrutura proposta pode encontrar soluções de alta qualidade em um curto tempo de computação, em comparação com outras abordagens de reconfiguração propostas na literatura especializada. Além disso, restrições ou considerações adicionais podem ser facilmente incluídas na formulação proposta, a fim de aumentar a precisão e diminuir o tempo de execução do modelo, devido à sua alta flexibilidade.

Para o futuro, o modelo proposto será resolvido por novos algoritmos meta-heurísticos em comparação com o CPLEX e outros métodos e técnicas de reconfiguração propostos.

REFERÊNCIAS

- [1] L. H. Macedo, J. F. Franco, M. Mahdavi, and R. Romero, "A contribution to the optimization of the reconfiguration problem in radial distribution systems," *J. Control, Autom. Elect. Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 756-768, 2018.
- [2] A. Merlin and H. Back, "Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system," *5th Power Syst. Comput. Conf.*, UK, pp. 1-18, 1975.
- [3] S. Civanlar, J. J. Grainger, H. Yin., and S. S. H. Lee, "Distribution feeder reconfiguration for loss reduction," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 3, pp. 1217-1223, 1988.
- [4] D. Shirmohammadi and W. H. Hong, "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line loss reduction," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1492-1498, 1989.
- [5] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, 1989.
- [6] C. A. Castro, J. R. Watanabe, and A. A. Watanabe, "An efficient reconfiguration algorithm for loss reduction of distribution systems," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 19, no. 2, pp. 137-144, 1990.
- [7] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, and T. Ishihara, "Implementation of genetic algorithm for distribution system loss minimum reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 3, pp. 1044-1051, 1992.
- [8] H. C. Chang and C. C. Kuo, "Network reconfiguration in distribution systems using simulated annealing," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 29, no. 3, pp. 227-238, 1994.
- [9] T. E. Lee, M. Y. Cho, and C. S. Chen, "Distribution system reconfiguration to reduce resistive losses," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 30, no. 1, pp. 25-33, 1994.
- [10] N. D. R. Sarma and k. S. P. Rao, "A new 0-1 integer programming method of feeder reconfiguration for loss minimization in distribution systems," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 33, no. 2, pp. 125-131, 1995.
- [11] R. J. Sárf, M. M. A. Salama, and A. Y. Chikhan, "Distribution system reconfiguration for loss reduction: An algorithm based on network partitioning theory," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 504-510, 1996.
- [12] T. E. McDermott, I. Drezga, and R. P. Broadwater, "A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 478-483, 1999.
- [13] H. P. Schmidt, N. Ida, N. Kagan, and J. C. Guaraldo, "Fast reconfiguration of distribution systems considering loss minimization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1311-1319, 2005.
- [14] F. V. Gomes, S. Carneiro Jr., J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, and L. R. Araujo, "A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1616-1623, 2006.
- [15] G. K. V. Raju and P. R. Bijwe, "An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1280-1287, 2008.
- [16] H. M. Khodr, J. M. Crespo, M. A. Matos, and J. Pereira, "Distribution systems reconfiguration based on OPF using Benders decomposition," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 4, pp. 2166-2176, 2009.
- [17] M. Lavorato, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, "Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 172-179, 2012.
- [18] R. A. Jabr, R. Singh, and B. C. Pal, "Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1106-1115, 2012.
- [19] J. A. Taylor and F. S. Hover, "Convex models of distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1407-1413, 2012.
- [20] F. Llorens-Iborra, J. Riquelme-Santos, and E. Romero-Ramos, "Mixed-integer linear programming model for solving reconfiguration problems in large-scale distribution systems," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 88, pp. 137-145, 2012.
- [21] H. Ahmadi and J. R. Martí, "Mathematical representation of radiality constraint in distribution system reconfiguration problem," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 293-299, 2015.
- [22] H. Ahmadi and J. R. Martí, "Linear current flow equations with application to distribution systems reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 2073-2080, 2015.
- [23] H. Ahmadi and J. R. Martí, "Distribution system optimization based on a linear power flow formulation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 30, no. 1, pp. 25-33, 2015.
- [24] H. Hijazi and S. Thiébaux, "Optimal distribution systems reconfiguration for radial and meshed grids," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 72, pp. 136-143, 2015.
- [25] M. A. Kashem, G. B. Jasmon, and V. Ganapathy, "A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, 22(4), 269-276, 2004.
- [26] F. V. Gomes, S. Carneiro Jr., J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, and L. R. Araujo, "A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1373-1378, 2005.
- [27] G. K. V. Raju and P. R. Bijwe, "Efficient reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for loss minimisation," *IET Gener., Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 1, pp. 7-12, 2008.
- [28] S. Goswami and S. Basu, "A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 7, no. 3, pp. 1484-1491, 1992.
- [29] A. K. Ferdavani, A. A. M. Zin, A. Khairuddin, and M. M. Naeini, "Reconfiguration of distribution system through two minimum-current neighbour-chain updating methods," *IET Gener., Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 12, pp. 1492-1497, 2013.
- [30] J. A. Martín and A. J. Gil, "A new heuristic approach for distribution systems loss reduction," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1953-1958, 2008.
- [31] P. Kumar, I. Ali, M. S. Thomas, and S. Singh, "Imposing voltage security and network radiality for reconfiguration of distribution systems using efficient heuristic and metaheuristic approach," *IET Gener., Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 10, pp. 2457-2467, 2017.
- [32] K. Jasthi and D. Das, "Simultaneous distribution system reconfiguration and DG sizing algorithm without load flow solution," *IET Gener., Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 6, pp. 1303-1313, 2018.
- [33] Morton, A. B., & Mareels, I. M. Y. (2000). An efficient brute-force solution to the network reconfiguration problem. *IEEE Trans. Power Del.*, 15(3), 996-1000.

- [34] C. T. Su and C. S. Lee, "Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 58, no. 2, pp. 97–102, 2001.
- [35] C. T. Su, C. F. Chang, and J. P. Chiou, "Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 75, no. 2-3, pp. 190–199, 2005.
- [36] H. R. Esmaeilian and R. Fadaeinedjad, "Energy loss minimization in distribution systems utilizing an enhanced reconfiguration method integrating distributed generatio," *IEEE Syst. J.*, vol. 9, no. 4, pp. 1430–1439, 2015.
- [37] Y. J. Jeon and J. C. Kim, "Application of simulated annealing and tabu search for loss minimization in distribution systems," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 9–18, 2004.
- [38] Y. Mishima, K. Nara, T. Satoh, T. Ito, and H. Kaneda, "Method for minimum-loss reconfiguration of distribution system by tabu search," *Elect. Eng. Japan*, vol. 152, no. 2, pp. 18–25, 2005.
- [39] D. Zhang, Z. Fu and L. Zhang, "An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 5-6, pp. 685–694, 2007.
- [40] A.Y. Abdelaziz, F.M. Mohammed, S. F. Mekhamer, and M. A. L. Badr, "Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 8, pp. 943–953, 2010.
- [41] J. Z. Zhu, "Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 62, no. 1, pp. 37–42, 2002.
- [42] B. Venkatesh, and R. Ranjan, "Optimal radial distribution system reconfiguration using fuzzy adaptation of evolutionary programming," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 25, no. 10, pp. 775–780, 2003.
- [43] Y. Y. Hong and S. Y. Ho, "Determination of network configuration considering multiobjective in distribution systems using genetic algorithms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 1062–1069, 2005.
- [44] J. Mendoza, R. Lopez, D. Morales, E. Lopez, P. Dessante, and R. Moaaga, "Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators: real application," *IEEE Transaction on Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 948–954, 2006.
- [45] E. M. Carreno, R. Romero, and A. Padilha-Feltrin, "An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 1542–1551, 2008.
- [46] B. Enacheanu, B. Raison, R. Caire, O. Devaux, W. Bienia, and N. HadjSaid, "Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the Matroid theory," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 186–195, 2008.
- [47] Y. K. Wu, C. Y. Lee, L. C. Liu, and S. H. Tsai, "Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 5, no. 3, pp. 1678–1685, 2010.
- [48] B. Tomoiagă, M. Chindris, A. Sumper, R. Villafila-Robles, and A. Sudria-Andreu, "Distribution system reconfiguration using genetic algorithm based on connected graphs," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 104, pp. 216–225, 2013.
- [49] A. M. Eldursi and R. M. O'Connell, "A fast nondominated sorting guided genetic algorithm for multi-objective power distribution system reconfiguration problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 593–601, 2015.
- [50] Sivanagaraju, S., Sreekanth, Y., & Babu, E. J. (2006). An efficient genetic algorithm for loss minimum distribution system reconfiguration. *Elect. Power Compon. Syst.*, 34(3), 249–258.
- [51] C. Wang and Y. Gao, "Determination of power distribution network configuration using non-revisiting genetic algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3638–3648, 2013.
- [52] J. C. Cebrian and N. Kagan, "Reconfiguration of distribution networks to minimize loss and disruption costs using genetic algorithms," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 1, pp. 53–62, 2010.
- [53] M. A. N. Guimarães, C. A. Castro, and R. Romero, "Distribution systems operation optimisation through reconfiguration and capacitor allocation by a dedicated genetic algorithm," *IET Gener., Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 11, pp. 1213–1222, 2010.
- [54] N. Gupta, A. Swarnkar, K. R. Niazi, R. C. Bansal, "Multi-objective reconfiguration of distribution systems using adaptive genetic algorithm in fuzzy framework," *IET Gener., Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 12, pp. 1288–1298, 2010.
- [55] S. Sivanagaraju, J. V. Rao, and P. S. Raju, "Discrete particle swarm optimization to network reconfiguration for loss reduction and load balancing," *Elect. Power Comp. Syst.*, vol. 36, no. 5, pp. 513–524, 2008.
- [56] A.Y. Abdelaziz, F.M. Mohammed, S. F. Mekhamer, M. A. L. Badr, "Distribution systems reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 11, pp. 1521–1530, 2009.
- [57] W. C. Wu and M. S. Tsai, "Application of enhanced integer coded particle swarm optimization for distribution system feeder reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1591–1599, 2011.
- [58] T. Niknam, "A new hybrid algorithm for multiobjective distribution feeder reconfiguration," *Cybernetics and Systems: An International Journal.*, 40, 508–527, 2009.
- [59] C. Wang and H. Z. Cheng, "Optimization of network configuration in large distribution systems using plant growth simulation algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 119–126, 2008.
- [60] R. Rajaram, K. Sathish Kumar, and N. Rajasekar, "Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG)," *Energy Reports*, vol. 1, pp. 116–122, 2015.
- [61] C. F. Chang, "Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution systems by ant colony search algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 4, pp. 1747–1755, Nov. 2008.
- [62] A. Saffar, R. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, "A new fuzzy optimal reconfiguration of distribution systems for loss reduction and load balancing using ant colony search-based algorithm," *Appl. Soft Comput.*, vol. 11, no. 5, pp. 4021–4028, 2011.
- [63] A. Swarnkar, N. Gupta, and K. R. Niazi, "Adapted ant colony optimization for efficient reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for loss minimization," *Swarm and Evol. Comput.*, vol. 1, no. 3, pp. 129–137, 2011.
- [64] A. Y. Abdelaziz, R. A. Osama, and S. M. El-Khodary, "Reconfiguration of distribution systems for loss reduction using the hyper-cube ant colony optimisation algorithm," *IET Gener., Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 2, pp. 176–187, 2012.
- [65] A. Ahuja, A. Pahwa, B. K. Panigrahi, and S. Das, "Pheromone-based crossover operator applied to distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4144–4151, 2013.
- [66] R. S. Rao, S. V. L. Narasimham, M. R. Raju, and A. S. Rao, "Optimal network reconfiguration of large-scale distribution system using harmony search algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1080–1088, 2011.
- [67] T. Niknam, "Application of honey bee mating optimization on distribution state estimation including distributed generators," *J. Zhejiang Univ. Sci. A*, vol. 9, no. 12, pp. 1753–1764, 2008.
- [68] T. Niknam, "An efficient multi-objective HBMO algorithm for distribution feeder reconfiguration," *Expert Syst. Appl.*, vol. 38, no. 3, pp. 2878–2887, 2011.
- [69] J. P. Chiou, C. F. Chang, and C. T. Su "Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 668–674, 2005.
- [70] N.C. Sahoo and K. Prasad, "A fuzzy genetic approach for network reconfiguration to enhance voltage stability in radial distribution systems," *Energy Convers. Manage.*, vol. 47, no. 18-19, pp. 3288–3306, 2006.
- [71] S. Chandramohan, N. Atturulu, R.P. K. Devi, and B. Venkatesh, "Operating cost minimization of a radial distribution system in a deregulated electricity market through reconfiguration using NSGA method," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 126–132, 2010.
- [72] M. A. Kashem, V. Ganapathy, and G. B. Jasmon, "A geometrical approach for network reconfiguration based loss minimization in distribution systems," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 295–304, 2001.
- [73] J. S. Savier and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 22, no. 4, pp. 2473–2480, 2007.
- [74] M. Arun and P. Aravindhbabu, "A new reconfiguration scheme for voltage stability enhancement of radial distribution systems," *Energy Convers. Manage.*, vol. 50, no. 9, pp. 2148–2151, 2009.
- [75] A. A. M. Zin, A. K. Ferdavani, A. B. Khairuddin, and M. M. Naeini, "Reconfiguration of radial electrical distribution network through

- minimum-current circular-updating-mechanism method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 968–974, 2012.
- [76] A. Lotfipour and H. Afrakhte, "A discrete Teaching–Learning–Based Optimization algorithm to solve distribution system reconfiguration in presence of distributed generation," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 82, pp. 264–273, 2016.
- [77] S. A. Taher and M. H. Karimi, "Optimal reconfiguration and DG allocation in balanced and unbalanced distribution systems," *Ain Shams Eng. J.*, vol. 5, no. 3, pp. 735–749, 2014.
- [78] Y. J. Jeon, J. C. Kim, J. O. Kim, J. R. Shin, and K. Y. Lee, "An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 17, no. 4, pp. 1070–1078, 2002.
- [79] S. Naveen, K. S. Kumar, and K. Rajalakshmi, "Distribution system reconfiguration for loss minimization using modified bacterial foraging optimization algorithm," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 69, pp. 90–97, 2015.
- [80] B. Khorshid-Ghazani, H. Seyedi, B. Mohammadi-ivatloo, K. Zare, S. Shargh, "Reconfiguration of distribution networks considering coordination of the protective devices," *IET Gener., Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 1, pp. 82–92, 2017.
- [81] A. V. S. Reddy and M. D. Reddy, "Optimization of distribution network reconfiguration using dragonfly algorithm," *J. Elect. Eng.*, vol. 16, no. 4, pp. 1–10, 2016.
- [82] D. Das, "A fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, 2006.
- [83] T. Niknam, "An efficient hybrid evolutionary algorithm based on PSO and HBMO algorithms for multi-objective distribution feeder reconfiguration," *Energy Convers. Manage.*, vol. 50, no. 8, pp. 2074–2082, 2009.
- [84] T. Niknam, "An efficient hybrid evolutionary algorithm based on PSO and ACO for distribution feeder reconfiguration," *Eur. Trans. Elect. Power*, vol. 20, no. 5, pp. 575–590, 2010.
- [85] T. Niknam, R. Khorshidi, and B. B. Firouzi, "A hybrid evolutionary algorithm for distribution feeder reconfiguration," *Sadhana*, vol. 35, no. 2, pp. 139–162, 2010.
- [86] T. Niknam and E. Azad Farsani, "A hybrid evolutionary algorithm for distribution feeder reconfiguration," *Sci. China Tech. Sci.*, vol. 53, no. 4, pp. 950–959, 2010.
- [87] C. T. Su and C. S. Lee, "Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 3, pp. 1022–1027, 2003.
- [88] R. Tapia-Juárez and E. Espinosa-Juárez, "Reconfiguration of radial distribution networks by applying a multi-objective technique," *Int. Conf. Artificial Intelligence*, pp. 131–137, 2015.
- [89] L. W. de Oliveira, E. J. de Oliveira, F. V. Gomes, I. C. Silva Jr., A. L.M. Marcato, and P. V.C. Resende, "Artificial Immune Systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization," *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 56, pp. 64–74, 2014.
- [90] S. Ghasemi, "Balanced and unbalanced distribution networks reconfiguration considering reliability indices," *Ain Shams Eng. J.*, vol. 9, no. 4, pp. 1567–1579, 2018.
- [91] J. R. S. Mantovani, F. Casari, and R. A. Romero, "Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão," *SBA Controle & Automação*, vol. 11, no. 3, pp. 150–159, 2000.



Meisam Mahdavi received the M.S. degree in electrical power engineering from the University of Zanjan, Zanjan, Iran, in 2008, and the Ph.D. degree in electrical power engineering from the University of Tehran, Tehran, Iran, in 2015. From 2016 to 2017, he was an Assistant Professor with the Faculty of

Engineering, Azad University, West Tehran Branch, Tehran, Iran. Also, he was Postdoctoral Researcher in the Department of Electrical Engineering, São Paulo State University (UNESP), Ilha Solteira, Brazil, from 2017 to 2019. He is the

author of three books, one book chapter, and more than 70 articles. His research interests include distribution network reconfiguration, transmission expansion planning, power system operation, renewable and distributed generation, network reliability, power system maintenance, and applications of artificial intelligence in optimization.



Rubén Romero (M'93–SM'08) received the B.S. and P.E. degrees in electrical engineering from the National University of Engineering, Lima, Perú, in 1978 and 1984, respectively, and the M.S. and Ph.D. degrees in electrical power engineering from the University of Campinas (Unicamp), Campinas, Brazil, in 1990 and 1993, respectively. He is currently a Full Professor with Department of Electrical Engineering, São Paulo State University (UNESP), Ilha Solteira, Brazil. He is the author of more than 350 articles. His research interests include methodologies for the reconfiguration, optimization, planning, and control of electrical power systems, applications of artificial intelligence in power system, and operations research.