

Multiple and Combined Optimization of Resources in Distribution Power Systems

D. S. Resende, L. R. Araujo, *Senior Member, IEEE*, D. R. R. Penido, *Senior Member, IEEE*

Abstract—This work proposes a method for the joint solution of problems of reconfiguration, allocation and sizing of capacitors and allocation and adjustment of voltage regulators, aiming at improving the profits related to the operation of unbalanced distribution systems. It is developed in MATLAB and based on a Genetic Algorithm, communicating with OpenDSS for the solution of the load flows. It uses a serial and cyclical solution of the problems, also considering the solution of different combinations of individuals for each problem, allowing the obtaining of multiple unique solutions of high quality. The costs of equipment are modeled in a closer way to what is made by utilities instead of a more traditional power only based approach, making it more useful for planning engineers in the definition of the best alternative for a given system. The method was tested a modified 123 bus IEEE test case, being able to improve profits by 11% with different network configurations.

Index Terms — Capacitors, Distribution Optimization, Reconfiguration, Voltage Regulators.

I. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um importante insumo em diversos setores da economia, tendo características que trazem grande impacto na operação dos sistemas elétricos de potência. No caso brasileiro, historicamente tem-se recorrido majoritariamente às fontes hidrelétricas, ainda que grandes mudanças tenham ocorrido nos últimos anos, como o aumento da participação de termelétricas, principalmente desde a crise elétrica do início dos anos 2000, e mais recentemente com a crescente penetração de fontes alternativas, tais como eólicas e fotovoltaicas [1]. Devido às dimensões dos sistemas de potência utilizados na cadeia de Geração, Transmissão e Distribuição (GT&D), faz-se necessário que seu planejamento e sua operação sejam feitos de maneira bastante criteriosa, visando a redução dos custos de instalação e manutenção enquanto permitem o atendimento da demanda, previnem a ocorrência de falhas e garantem o atendimento de padrões técnicos satisfatórios. Juntos, os esforços em GT&D permitem às empresas do setor fornecer aos consumidores uma energia de qualidade e a um preço justo, garantindo a satisfação dos clientes [2].

A otimização de sistemas elétricos sempre foi de grande auxílio para o planejamento e a operação de sistemas elétricos, permitindo um melhor aproveitamento dos cada vez mais escassos e dispendiosos recursos. Devido à evolução de técnicas, melhoria de poder computacional e possibilidade de modelagem detalhada, tem sido possível a obtenção de resultados cada vez mais aplicáveis à realidade dos sistemas de GD&T. Se em outro momento a literatura focou em métodos analíticos a evolução na solução destes problemas passou também a considerar a utilização de heurísticas tais como os Algoritmos Genéticos, capazes de solucionar problemas de difícil modelagem e solução. Isso abre espaço para que inclusive problemas classicamente analisados sob a ótica da otimização, como aqueles envolvendo alocação de capacitores e reconfiguração, ou mesmo problemas menos recorrentes, como a alocação e ajuste de reguladores de tensão, possam ser revisitados e seus resultados possam ser aprimorados.

Embora estudados classicamente [3]–[6], problemas envolvendo capacitores e reconfiguração seguem sendo aprimorados, sendo adotadas modelagens cada vez mais completas, incluindo modelagem trifásica, a variação nos níveis de carregamento e adoção de gerações distribuídas [7]–[14]. Se tratando de um problema mais recente, o problema de alocação e ajuste de reguladores de tensão já adota a modelagem mais completa de rede [15], [16], diferentes cenários de crescimento de carga, fontes alternativas, elementos de armazenamento e qualidade de energia, além de já fazerem a interface com ferramentas como o OpenDSS [17]–[22]. Por fim, diversos métodos consideram também a solução de combinações destes problemas de maneira conjunta [23]–[26], mas, de maneira geral, os trabalhos focam na redução das perdas do sistema de maneira isolada [27], [28].

Além disso, nestes trabalhos os autores definem um escopo focado em problemas bastante analisados na atualidade, como a inserção de Gerações Distribuídas (GDs) [10], [29], mas mantêm ou omitem a operação de equipamentos como reguladores de tensão. Da mesma forma, alguns dos trabalhos optam pela trabalhar a redução de perdas e a manutenção de limites de tensão como único ou mesmo principal objetivo, desconsiderando custos de equipamentos ou a variação nas energias injetada e fornecida em decorrência da utilização de seus métodos [7], [8], [10], [30]. Por fim, consideram uma modelagem deveras simplificada para os custos de instalação, que pouco se assemelha à realidade de distribuidoras de energia [10], [13], [27], [31], embora alguns autores tratem a questão de maneira mais detalhada [32]. No entanto, não é encontrado na literatura um método para a otimização conjunta dos três

D. Soares Resende, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, and Instituto Federal de Goiás (IFG), Itumbiara, Goiás, Brasil, diogo.resende@ifg.edu.br.

L. Ramos de Araujo, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, leandro.araujo@ufjf.edu.br.

D. R. Ribeiro Penido, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, debora.rosana@ufjf.edu.br.

equipamentos modelados por este trabalho.

Como alternativa às abordagens exploradas na literatura, neste trabalho é proposto um método computacional capaz de considerar as características próprias dos sistemas de distribuição e garantir sua operação dentro de padrões técnicos do PRODIST [2], mas com os menores custos de instalação e operação. O método se baseia em um Algoritmo Genético responsável por: (i) alocar e ajustar reguladores de tensão em redes de distribuição; (ii) alocar e dimensionar bancos de capacitores; e (iii) reconfigurar as redes de distribuição, considerando e modelando as características inerentes à distribuição. Tal abordagem vai além das adotadas por outros trabalhos no sentido que inclui em um mesmo processo de otimização características que precisam ser tratadas em conjunto pelas empresas do setor: Reconfiguração, Capacitores e Reguladores.

Da mesma forma, os custos são modelados de maneira mais compatível com a realidade da instalação dos equipamentos pelas empresas, sendo os resultados obtidos úteis para a tomada de decisão relacionadas ao planejamento do sistema, tendo em vista o objetivo principal das empresas, que é a maximização dos lucros referentes à comercialização de energia, desde que garantindo o fornecimento do melhor produto aos consumidores e respeitando os limites do PRODIST [2].

As principais contribuições deste trabalho se encontram na (i) resolução do problema de otimização conjunta de estado de chaves, instalação de capacitores e de reguladores de modo a explorar múltiplas configurações de rede e obter soluções de interesse delas derivadas; e na (ii) modelagem de custos relacionados ao planejamento e à operação de redes utilizando padrões construtivos de distribuidoras e valores de mercado para energia, equipamentos e mão de obra, os quais podem ser constantemente atualizados, aumentando assim a aplicabilidade dos resultados e reduzindo a subjetividade associada à utilização de valores fixos e arbitrários, recorrente na literatura.

O método baseado em AG e suas particularidades de operação são apresentados na Seção II. Na Seção III. é apresentado o fluxograma do método proposto para otimização conjunta dos problemas. A Seção IV. apresenta os estudos realizados e os principais resultados obtidos e, por fim, a Seção IV. apresenta as conclusões relacionadas ao trabalho.

II. MÉTODO PROPOSTO PARA A OTIMIZAÇÃO MÚLTIPLA E COMBINADA DE RECURSOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A otimização dos sistemas de distribuição passa pelo entendimento, modelagem e adequação de diversos pontos relacionados aos mesmos, não sendo a busca por soluções ideais para cada problema específico a garantia de uma solução ótima para o problema completo. Por isso, é preciso então entender que a alocação de reguladores e capacitores é dependente das configurações de rede obtidas a partir do estado das chaves, podendo haver prejuízo para a obtenção de soluções adequadas de maneira consistente com o tratamento dos três problemas conjuntamente.

É importante a definição de topologias de rede como entradas para os dois problemas adicionais, já que a melhor solução obtida para o problema de reconfiguração tratado de maneira isolada pode não trazer os melhores resultados quando os demais problemas são inseridos no modelo. Assim, este trabalho considera configurações de rede como um meio e não como um fim durante a realização de estudos de planejamento. Por isso, o objetivo é a obtenção de múltiplas soluções de interesse prático, as quais podem ser inicialmente inferiores, mas que podem ser facilmente melhoradas com a inserção de equipamentos.

As seções a seguir apresentam então como tal abordagem é tratada pelo método, que se propõe então a otimizar a operação da rede por meio (i) da seleção de uma das topologias de rede possíveis por meio da alteração do estado das chaves existentes no sistema (normalmente abertas e normalmente fechadas; NA/NF), (ii) da alocação, do dimensionamento e do ajuste de reguladores de tensão e (iii) da alocação e do dimensionamento de bancos de capacitores fixos.

A. Formulação do Problema

A formulação matemática do problema é composta pela função objetivo global (1), que objetiva maximizar os lucros da concessionária na compra e venda de energia elétrica, incluindo como custos também os gastos com equipamentos.

$$\text{Max } FO_G = V_{E_f} \sum_{l=1}^L (E_{F_l}) - V_{E_i} \sum_{l=1}^L (E_{I_l}) - \sum_{r=1}^R (C_{R_r}) - \sum_{c=1}^C (C_{C_c}) \quad (1)$$

Onde: V_{E_f} é o valor da energia fornecida em [R\$/MWh]; E_{F_l} é a energia fornecida em [MWh]; V_{E_i} é o valor da energia injetada em [R\$/MWh]; E_{I_l} é a energia injetada em [MWh]; C_R é o custo para a instalação de reguladores de tensão em [R\$]; e C_C é o custo para a instalação de capacitores em [R\$]; l , r e c são, respectivamente, os níveis de carregamento, os reguladores e os capacitores.

Os gastos com equipamentos, embora realizados no início do horizonte de planejamento, são tratados como sendo amortizados por meio do sistema PRICE (parcelas constantes) ao longo do horizonte de planejamento, utilizando uma taxa de juros adequada. Desta forma, os custos com equipamentos incluídos em (1) são calculados conforme (2) e (3) e representam o impacto no balanço mensal da distribuidora pela instalação de equipamentos.

$$C_{E_M} = C_E \cdot \left[\frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (2)$$

$$C_E = \left(C_P \cdot \sum_{i=1}^E P_i \right) + (C_B \cdot N_B) + (C_F \cdot N_F) \quad (3)$$

Onde: C_{E_M} é o custo mensal do equipamento em [R\$]; C_E é o custo total do equipamento em [R\$]; i é a taxa de juros em [%];

n é o número de períodos da amortização em [meses]; C_P é o custo por potência em [R\$/kvar] para capacitores e [R\$/kVA] para reguladores; P_i é a potência do banco em [kvar] para capacitores e [kVA] para reguladores; E é o número de equipamentos instalados; C_B é o custo por banco em [R\$]; N_B é o número de bancos; C_F é o custo por fase em [R\$] para capacitores e [R\$] para reguladores; e N_F é o número de fases de cada equipamento.

A separação dos custos em três parcelas é importante porque, além dos custos proporcionais à potência instalada, também são relevantes os fixos por banco e por fase, que causam grande impacto nos resultados. Estes custos fixos estão ligados a mão de obra, postes e outros itens que não variam linearmente com a potência do equipamento instalado e têm seu impacto minimizado para potências maiores, mas para potências menores há uma grande variação nos custos envolvidos, como visto na Fig. 1. Neste caso, observa-se um degrau para a modelagem adotada neste trabalho (vermelho), não existente na modelagem de custos comumente utilizada na literatura (azul), sendo o principal impacto da utilização de parcelas fixas a não instalação de equipamentos que representem pequenos ganhos para os sistemas de distribuição nos quais são instalados.

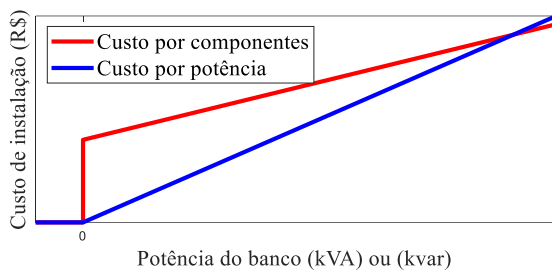


Fig. 1. Comparação entre custo linear e custo com três componentes.

A Fig. 2 apresenta o esquema de ligação dos equipamentos necessários para a instalação do banco de capacitores no sistema primário de uma concessionária brasileira [33]. Nela é possível observar que independente da potência do banco de capacitores alguns equipamentos como cruzetas, espaçadores e mesmo um poste adicional são necessários para a execução do serviço em campo, sendo estes os geradores do degrau visto na Fig. 1. Da mesma

forma,

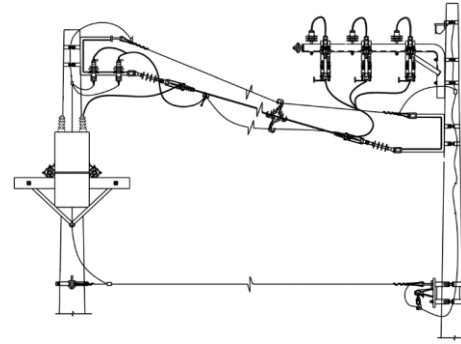


Fig. 2. Estruturas para a instalação de banco de capacitores no circuito primário de distribuição.

caso se trate de rede monofásica, também há a alteração em cabos, conectores, chave fusível e outros equipamentos utilizados. Assim, a modelagem dos custos relacionados à implantação de bancos de capacitores como uma única parcela proporcional à potência não representa o real impacto financeiro na operação das empresas do setor. Este tratamento gera inconsistências quando utilizados equipamentos com potências bastante distintas, os quais impedem que custos fixos sejam diluídos e convertidos em custos lineares.

Além de (1), o problema está sujeito às restrições a seguir:

$$I_{Re}^i(V_{Re}, V_{Im}, P_k, Q_k, Y) = 0 \quad (4)$$

$$I_{Im}^i(V_{Re}, V_{Im}, P_k, Q_k, Y) = 0 \quad (5)$$

$$Q_{cap} \in \{0, Q_1, \dots, Q_n\} \quad (6)$$

$$T_R - \Delta_{ADINF} \leq V \leq T_R + \Delta_{ADSUP} \quad (7)$$

$$FD_{95\%} < FD_{95\%max} \quad (8)$$

Onde as restrições (4)-(5), calculadas pelo OpenDSS, se referem ao somatório de corrente nos nós i do sistema, dependentes da tensões (V_{Re} e V_{Im}), das potências (P_k e Q_k) e da matriz admitância (Y). A restrição (6) define as possíveis potências para os bancos de capacitores (Q_{cap}) e a (7) se refere aos limites da faixa adequada de tensão do PRODIST utilizando a tensão de referência (T_R) e as faixas inferior e superior (Δ_{ADINF} e Δ_{ADSUP}). Por fim, a restrição (8) se baseia nos limites de desequilíbrio de tensão estabelecidos pela normativa ($FD_{95\%max}$). As restrições (7)-(8) são incorporadas ao problema na forma de penalizações em calha, conforme a Fig. 3.

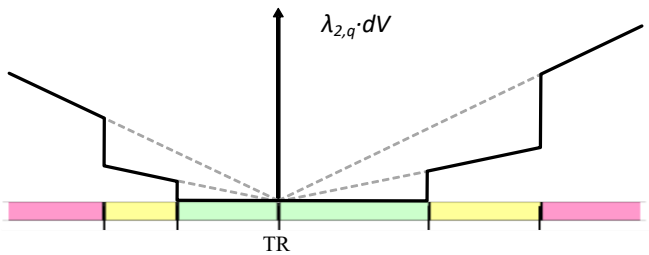


Fig. 3. Penalização por desvio de tensão.

Na forma da Fig. 3, a penalização por desvio de tensão é tratada pela multiplicação do desvio em relação à tensão de referência (dV ou dDs_q) por constantes (λ) de ajuste. Para a faixa adequada (verde) não existe qualquer restrição, de modo que seu λ é zero. Por sua vez, para a faixa precária (amarelo), permitida pelo algoritmo, existe uma penalização mediana, que naturalmente conduz as soluções para a faixa adequada. Por fim, a penalização para a faixa crítica (vermelho), não aceita pela modelagem, leva a solução a ser rapidamente descartada pelo sistema em função do alto impacto no fitness da solução.

Tal modelagem considera que o atendimento aos limites da normativa devem ser encarados unicamente como limitantes, não havendo penalização direta para as operações em qualquer nível dentro dos limites da normativa. Indiretamente, no entanto, o problema incorpora os resultados das tensões obtidas pelos múltiplos fluxos de carga e que se encontrem dentro da faixa adequada de tensão por meio de seus impactos no balanço financeiro calculado em (1).

Esta alteração se deve ao fato de que muitas vezes a redução de perdas vem acompanhada da redução na energia fornecida aos consumidores, principal receita das concessionárias. Sendo a redução de perdas o foco, o método pode caminhar para situações nas quais tensões tornam-se suficientemente baixas para reduzir perdas em sistemas com cargas dependentes da tensão (diferentes de $P_{\text{constante}}$ e $Q_{\text{constante}}$), podendo tais resultados serem obtidos com a utilização de poucos equipamentos. Contudo, a mesma redução de tensões que beneficia em relação às perdas pode reduzir a energia fornecida e posteriormente tarifada, reduzindo a lucratividade na operação do alimentador.

Assim, o que em um primeiro momento se mostra uma economia nas despesas com a redução das perdas, acaba por reduzir ainda mais as receitas, tornando a operação menos lucrativa ou mesmo deficitária. Além disso, tal modelagem é vantajosa por facilmente fornecer os parâmetros de ajuste da otimização multiobjetivo por meio da conversão em moeda corrente de energias injetada (comprada ou gerada) e fornecida (vendida), perdas e gastos com equipamentos. Considerando o impacto de pesos em processos de otimização multiobjetivo, a adoção de tais fatores impede o enviesamento de resultados.

A Fig. 4 mostra uma situação na qual a redução das perdas reduz a lucratividade do alimentador. No primeiro cenário, destacado em azul, o sistema opera com maiores perdas (5MWh), mas a diferença entre a energia fornecida (95MWh x 91MWh) se comparado ao segundo cenário, em vermelho, compensa os impactos financeiros. Assim, mesmo com uma redução de 1 MWh na energia perdida (5MWh x 4MWh) durante uma determinada janela de operação pode haver

prejuízo. Com os valores do exemplo, a redução das perdas faz com que sejam entregues 4 MWh a menos, trazendo a lucratividade da rede de \$ 4350 para \$ 4230 (queda de 2,76%), calculados conforme (1). Desta forma, torna-se financeiramente mais interessante para a concessionária operar com maiores perdas, tendo em vista que maior retorno financeiro é obtido. Tal comportamento, inclusive, é natural à operação de sistemas de distribuição, uma vez que em cenários de maior carregamento maior é a energia fornecida, mas também são observadas maiores perdas.

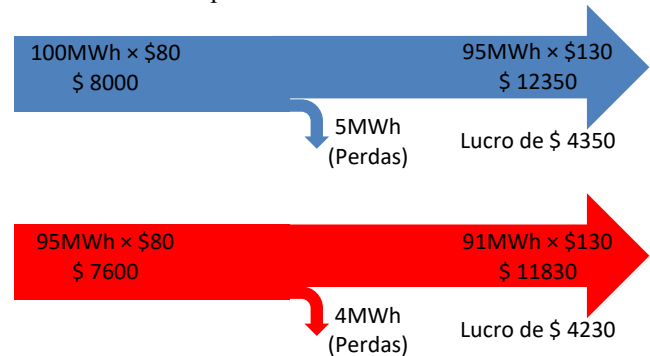


Fig. 4. Balanço financeiro da operação de compra e venda de energia.

Este comportamento está relacionado aos tipos de carga existentes no alimentador, que drenam maiores ou menores potências em função das tensões em seus terminais. Havendo maior entrega de energia, as receitas da distribuidora naturalmente crescem, bem como as despesas pela compra de energia. Se os gastos necessários para alterar a diferença entre receitas e despesas é menor que a variação no lucro sua adoção é viável, não importando se isso acontece mediante um aumento nas perdas. No entanto, caso questões como sustentabilidade sejam consideradas pela empresa é necessário que o tratamento das perdas se dê com um cuidado adicional, não sendo indicada uma abordagem puramente financeira como a adotada neste trabalho.

B. Inicialização de Equipamentos

B.1 Estado de chaves

O método tem por objetivo procurar as até 5 melhores soluções para o problema puro de reconfiguração, as quais serão posteriormente utilizadas para a solução dos outros problemas, permitindo a análise de topologias inicialmente inferiores, mas que podem evoluir mais facilmente, dando origem a resultados de maior qualidade. Este processo parte de um sistema com um conjunto reduzido (ou nulo) de capacitores e reguladores, verificando as alterações no comportamento da rede em virtude da alteração do estado das chaves. Seu objetivo é a obtenção e o teste de múltiplas soluções para o estado das chaves. Considerando a operação das redes em análise como radiais, a busca de soluções parte do pressuposto que a obtenção de novas combinações que atendam ao critério de radialidade a partir de uma rede conexa e sem malhas pode ser realizada conforme o algoritmo da Fig. 5, referente ao sistema da Fig. 6.

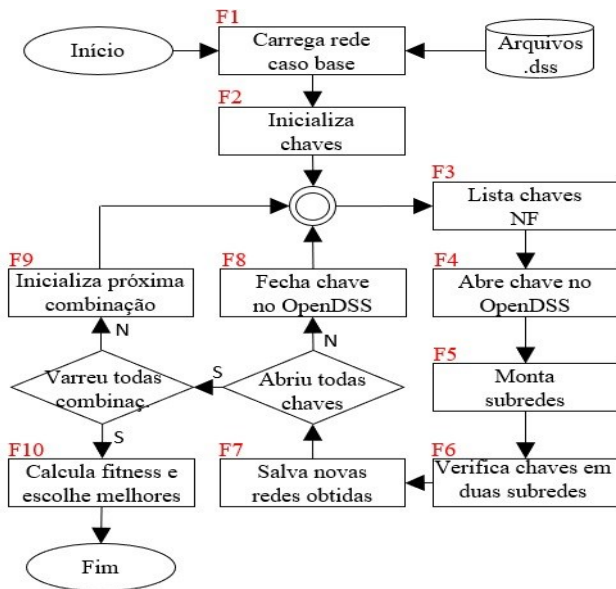


Fig. 5. Fluxograma do algoritmo de busca de combinações de chaves.

- F1:** Carrega arquivos .dss com configuração do caso base;
F2: Inicializa o estado das chaves no OpenDSS;
F3: Lista chaves NF no estado analisado ([2 5]);
F4: Escolhe uma das chaves para abrir (2);
F5: Monta as duas subredes desconectadas no OpenDSS (esquerda e direita);
F6: Verifica quais chaves podem ser fechadas para que o sistema volte a ser radial e conexo (1 e 3);
F7: Gera novas combinações de chaves NF que formam redes radiais e conexas ([1 5], [3 5]), incluindo-as no conjunto de combinações conhecidas ([2 5]);
F8: Fecha chave aberta em F4;
F9: Tendo todas as chaves da primeira combinação sido varridas, inicializa-se a próxima combinação ainda não analisada ([1 5]);
F10: Quando todas as combinações tiverem sido obtidas, calcula-se o fitness e escolhem-se as melhores soluções.

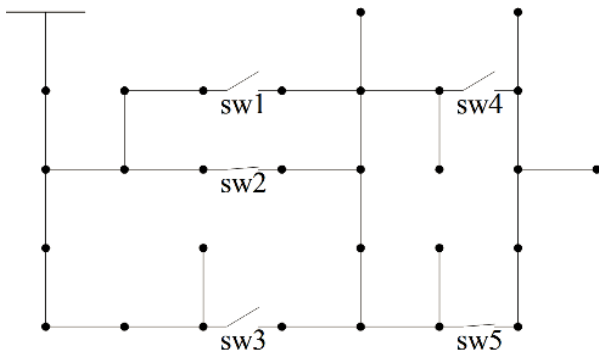


Fig. 6. Sistema com múltiplas combinações de chaves.

O algoritmo garante a obtenção de todas as soluções radiais e conexas para a rede, efetuando apenas as operações necessárias e reduzindo drasticamente o espaço de busca, uma

vez que não é necessário verificar a validade de soluções envolvendo chaves com os dois terminais na mesma subrede. No entanto, caso o modelo considere a possibilidade de redes operarem com o fechamento de malha é necessária a adoção de uma técnica diferente.

Deve-se também destacar que a obtenção das configurações válidas com o auxílio da matriz Y_{inc} calculada pelo OpenDSS não diferencia chaves mono, bi ou trifásicas, podendo haver falso positivos dentre as redes criadas. Porém, devido ao processo de seleção das soluções para as próximas fases utilizar o balanço financeiro da operação, a existência de altas perdas, níveis de tensão fora dos limites e redução na energia entregue, falso positivos são posteriormente detectados e descartados como soluções viáveis.

B.2 Alocação de reguladores

Sendo obtidas as 5 topologias, a inicialização dos reguladores de tensão é feita considerando que o equipamento deve manter as tensões dentro dos limites do PRODIST (visto em (7)) ao final do horizonte do planejamento e com carga pesada. O cenário é então simulado pelo OpenDSS, sendo extraídas as tensões do sistema, conforme a Fig. 7.

A partir das tensões, encontram-se os trechos de alimentador onde ocorre o primeiro cruzamento da tensão limítrofe inferior, ou seja, trechos onde o terminal mais próximo da SE possui todas as tensões acima do limite enquanto o terminal mais distante possui pelo menos uma tensão que viola o limite. Naquele ponto, marcado em verde, é então inserido um regulador de tensão, o qual é ajustado para regular em 1 p.u. a tensão na(s) barra(s) cujas tensões estejam próximas da média entre a tensão na barra de saída do regulador e a barra com a menor tensão, por fase, encontrada no trecho de rede a jusante do novo regulador.

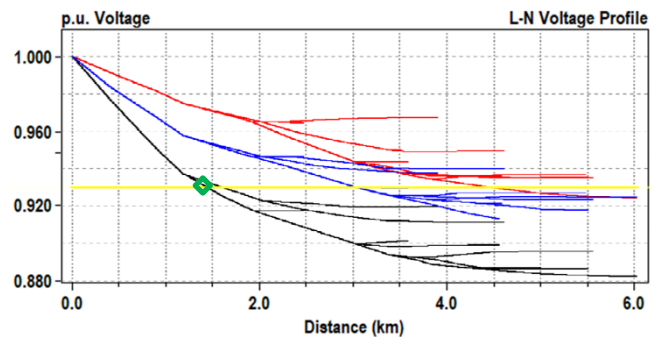


Fig. 7. Perfil de tensão gerado pelo OpenDSS para o cenário de maior carregamento.

Com o novo regulador instalado e ajustado, a rede é novamente simulada em busca de novas violações, sendo repetido o processo e incluídos novos reguladores até que nenhuma tensão viole os limites. Posteriormente repetem-se as etapas considerando tensões 0,01 e 0,02 pu acima do limite do PRODIST, sendo o processo realizado considerando os três limites para cada uma das até cinco configurações de rede a serem analisadas. Tal repetição com diferentes limites visa à obtenção de soluções iniciais com limites mais ou menos relaxados, os quais podem ser mais adequados a sistemas com diferentes configurações. Assim, o algoritmo genético tem a sua

disposição soluções com um posicionamento mais adequado dos equipamentos já na primeira geração.

B.3 Formação de clusters e alocação de capacitores

Neste ponto, são definidos os clusters para a alocação dos bancos de capacitores, os quais são montados a partir da localização das barras e, em função da composição dos custos para a alocação dos recursos, tem por objetivo concentrar a compensação de potência reativa necessária em cada região do sistema em uma única barra. A definição é feita após a abertura de todas as chaves do sistema, sendo cada uma das regiões isoladas consideradas um cluster.

Em função da necessidade de se limitar o número de clusters e a consequente redução dos custos, agrupamentos formados por um pequeno número de barras são incorporados ao cluster mais próximo. Além disso, clusters maiores são subdivididos quando o comportamento das tensões indicar que variações em uma rede apresentam pequenos impactos na outra. Esta divisão considera que clusters com mais do que 20% das barras do sistema são subdivididos no ponto médio entre as maiores distâncias encontradas para aquele agrupamento.

No entanto, a existência da clusterização não garante a instalação de um banco de capacitores em cada um deles, sendo a escolha feita pelo algoritmo. Assim, em situações em que os impactos financeiros da instalação do são positivos os bancos são instalados e dimensionados, enquanto em situações com impactos negativos o algoritmo retira o banco até que seja obtida uma potência que aumente a lucratividade na operação do sistema, sendo feita sua reinserção nas soluções e no sistema.

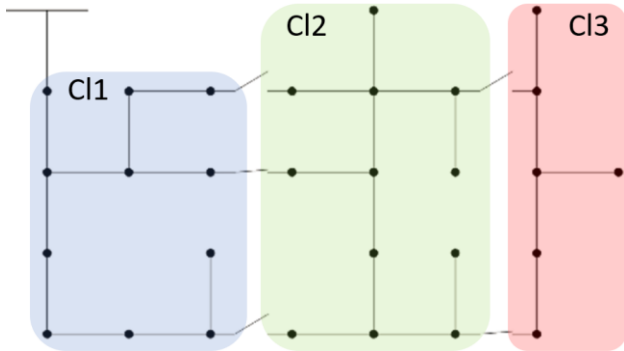


Fig. 8. Divisão da rede em clusters para a alocação de capacitores.

B.4 Inicialização de soluções

Tendo sido obtidas informações iniciais sobre o sistema e seu comportamento, dá-se início à montagem dos indivíduos que serão tratadas pelo algoritmo genético. Tais soluções, são modeladas contendo cromossomos para (i) o estado das chaves, (ii) posição e ajustes dos reguladores de tensão e (iii) posição e potência dos bancos de capacitores, conforme a Fig. 9.

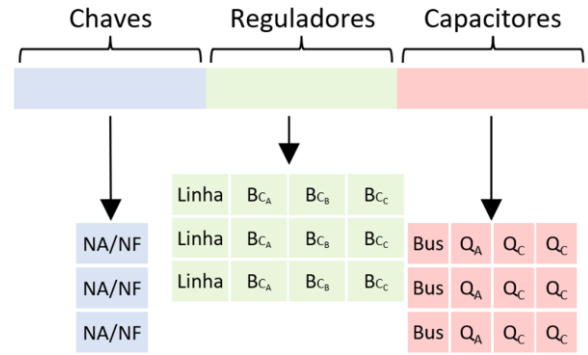


Fig. 9. Formação do indivíduo e seus cromossomos.

Assim, o tamanho do indivíduo a ser modelado pelo sistema é dado por (número de chaves) + (número de reguladores) × (4) + (número de capacitores) × (4). No total são gerados 99 indivíduos únicos para cada configuração de rede (até 495 no total), frutos de 9 combinações possíveis para os reguladores e 11 combinações para os capacitores.

Para os reguladores, as combinações consideram trechos de transição para tensões de $T_R - \Delta_{ADINF}$, $T_R - \Delta_{ADINF} + 0,01$ e $T_R - \Delta_{ADINF} + 0,02$, controlando a tensão em 3 combinações de barras por fase. Para os capacitores, tendo em vista sua influência local, as 11 combinações são inicializadas com 0-125% da potência reativa demandada no cluster em passos de 25%, incluindo também 5 combinações com diferentes percentuais para cada agrupamento do sistema, escolhidos aleatoriamente.

Embora essenciais para o funcionamento de reguladores e capacitores, valores de potência de regulador, TC e TP, tensões nominais e outros valores que impactam direta ou indiretamente não são incluídos no AG, sendo obtidos posteriormente. No caso do regulador, a potência é obtida através da corrente calculada em carga pesada para o final do horizonte de planejamento e a tensão pelo valor de referência da barra, enquanto para o capacitor a tensão nominal é dada como a tensão de referência da barra onde ele é instalado. Estes valores são utilizados nos comandos de inclusão dos equipamentos no OpenDSS e seus impactos financeiros são levados ao cálculo de fitness das soluções, indicando o custo da operação caso aquela solução seja adotada.

C. Solução Pelo AG

Com os três problemas inicializados o AG começa o processo de otimização do balanço financeiro, mediante a alteração dos genes relacionados aos três problemas. Como a alteração no estado das chaves impacta profunda e diretamente nos dois outros problemas, cada uma das cinco redes escolhidas anteriormente pelo algoritmo é tratada como uma ilha, não havendo interface entre suas soluções para capacitores e reguladores de tensão. Em cada ilha os dados de chaves são mantidos fixos, enquanto dados de capacitores e reguladores de tensão são evoluídos para que sejam obtidas soluções com maior lucratividade.

C.1 Avaliação das Soluções

A qualidade das soluções é calculada pelo somatório dos

custos de relacionados a compra e venda de energia e dos custos dos equipamentos, conforme (1)-(3), sendo penalizadas as soluções que violam os critérios do PRODIST, conforme (7) e (8). Embora seja possível operar violando tais tensões, tal situação não é desejável, sendo uma premissa do trabalho o respeito aos limites previstos. Desta forma, não são calculadas as compensações previstas para situações de violação, ainda que tal possibilidade possa dar abertura para a obtenção de soluções com um balanço financeiro mais favorável.

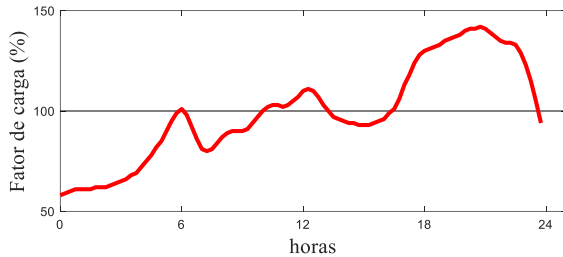


Fig. 10. Curva de carga.

Os custos com a compra e venda de energia, representados pelos dois primeiros somatórios em (1) são calculados utilizando a curva de carga da Fig. 10 em intervalos de uma hora, integralizados ao longo de um mês de operação. Por sua vez, os custos com equipamentos são calculados a partir do número de bancos, de fases e das potências, convertidos para parcelas mensais por meio de (2). A curva horária utilizada permite a comparação com a literatura e representam um balanço entre as deveras simplificadas simulações com 3 patamares e a utilização de intervalos de 15min e maior esforço computacional.

C.2 Elitismo, cruzamento e mutação

O algoritmo considera um elitismo fixo de 10% para o processo, permitindo a passagem das melhores soluções para a próxima geração e protegendo o conjunto de possíveis involuções. Taxas de cruzamento e mutação são ajustadas em 50% e 5%, respectivamente, sendo tais valores obtidos empiricamente considerando taxas dentro dos limites previstos na literatura [34], enquanto o método de cruzamento adotado para o algoritmo é o da roleta com o cruzamento em um único ponto para reguladores e capacitores.

Devido às características dos equipamentos considerados, a modelagem é feita de maneira binária para o estado das chaves e real para as demais características. Por fim, adota-se como critério de convergência a conclusão de 100 gerações do Algoritmo Genético.

III. FLUXOGRAMA DO MÉTODO PROPOSTO

A Fig. 11 apresenta o fluxograma do método desenvolvido para a otimização combinada de sistemas de distribuição com o auxílio de chaves, bancos de capacitores e bancos de reguladores.

F1: Soluções viáveis de topologias para o sistema são obtidas por meio das possíveis combinações entre chaves abertas e

fechadas; na sequência são executados fluxos de carga em diferentes carregamentos e selecionadas as configurações de rede com melhores índices de tensões e perdas.

F2: Obtenção de trechos do alimentador onde ocorre a transição de nível de tensão, violando os limites da faixa adequada de tensão [2], considerando carga pesada no final do horizonte de planejamento (HP), adotado como sendo de 15 anos.

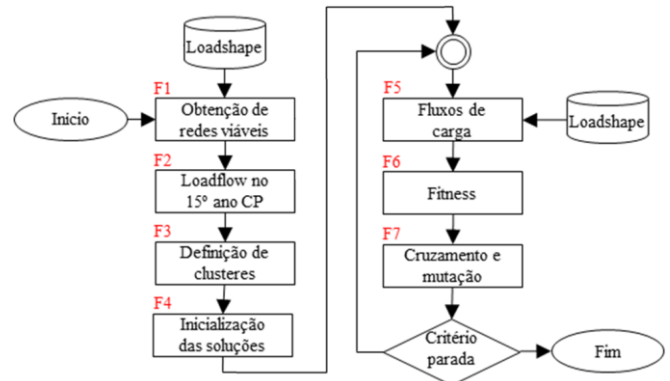


Fig. 11. Fluxograma do método de coordenação de equipamentos em SD.

F3: Todas as chaves são abertas e o sistema é dividido em múltiplos clusters; depois disso, fecham-se as chaves e são calculados fluxos de carga para a verificação do comportamento das tensões no interior do cluster, sendo feita a divisão em subclusters em casos onde não existirem as quedas de tensão demonstram uma separação do cluster em regiões independentes.

F4: Os dados de topologias, clusters e transição de níveis de tensão são utilizados pelo algoritmo para a inicialização os indivíduos do AG, iniciado na fase **F5**.

F5: Os arquivos .dss do caso base são inicializados, sendo na sequência aplicados os dados de cada indivíduo para a atualização do estado das chaves, bem como a inserção de capacitores e reguladores com seus respectivos ajustes. Com o caso montado, são simulados fluxos de carga ao longo da curva adotada.

F6: Cálculo do fitness de cada solução, visando maximizar o lucro da concessionária de energia.

F7: Cruzamento, mutação e atualização das soluções para a próxima geração do algoritmo, repetindo os passos **F5-F7** até que o critério de parada seja atingido e processo finalizado.

IV. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

A otimização combinada dos três problemas é realizada conforme descrito na Seção II, utilizando o fluxograma apresentado em III, sendo desejada a melhoria das condições de operação do sistema a partir do caso base de cada sistema escolhido. Os resultados a seguir foram obtidos a partir da simulação do funcionamento do sistema de teste IEEE 123 barras [35] modificado, mostrado na Fig. 12, no qual foram inseridas chaves adicionais, utilizando a curva de carga da Fig. 10. Embora de fácil convergência, o sistema do IEEE apresenta desafios quanto à manutenção das tensões dentro da faixa

adequada de tensão, sendo adequado para a realização de simulações considerando o problema proposto.

Os parâmetros de ajuste do modelo, referentes aos custos envolvidos, foram obtidos por meio dos valores médios praticados na compra e venda de energia por uma concessionária nos últimos 12 meses através de plataforma da ANEEL [36]. Os materiais necessários para a instalação de bancos de reguladores e capacitores foram obtidos por meio de listas de materiais adotadas pela concessionária e seus custos por meio de orçamentos realizados com empresas do setor, enquanto a taxa de juros adotada corresponde à SELIC [37], escolhida devido à sua influência nas taxas de juros adotadas no país. Todos os valores têm como referência o mês de setembro de 2022. O horizonte de planejamento foi adotado como sendo de 15 anos e a taxa de crescimento da carga de 2% ao ano, próxima da expectativa para o ano de 2022 ao final do primeiro quadrimestre [38].

Os testes foram realizados em um computador com AMD Ryzen 7 1700 @3,8GHz, 16GB DDR4 3200MHz e Windows 10 Pro x64 rodando MathWorks™ MATLAB® R2022a e OpenDSS 9.5.1.1.

A. Sistema IEEE 123 Barras Modificado

O sistema simulado, visto na Fig. 12, considera o caso IEEE 123 barras, modificado pela remoção de todos os reguladores, exceto o da SE, mantido como no caso base, bem como de todos os bancos de capacitores. Além disso, foram incluídas uma chave monofásica entre as barras 39 e 66 e uma chave trifásica entre as barras 64 e 108, abrindo mais possibilidades para o algoritmo de reconfiguração. Dentre as chaves vistas na figura, aquelas conectadas às barras 251, 350 e 451 não são modeladas no caso disponibilizado pelo EPRI, não sendo adotadas neste trabalho. Ainda que modeladas, tais equipamentos não trariam qualquer impacto, já que chaves que não fazem parte de malhas não são abertas pelo método.

Os resultados obtidos pelo método proposto são vistos na Tabela I. Os valores referentes aos custos com equipamentos adotam a modelagem com três parcelas e incluem o valor referente ao regulador de tensão da SE. As tensões calculadas para o primeiro mês podem ser vistas na Fig. 13 para cargas leve e pesada, referentes aos patamares de 58% e 142% da carga nominal. Conforme mostrado pelas linhas verticais vistas no

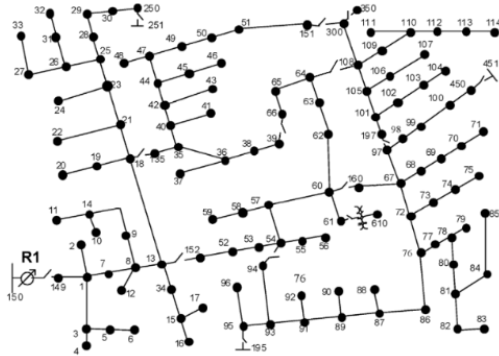


Fig. 12. Sistema IEEE 123 barras.

perfil de tensão, as posições nas quais são incluídos reguladores de tensão estão a cerca de 2,2 km e 3,0 km da subestação. Destaca-se ainda que a barra 135 contempla uma chave e um banco de capacitores, o que é possível devido à linha entre 35 e 135 possuir um comprimento (114m) que faz necessária a divisão em múltiplos vãos, sendo realizada a instalação do banco de capacitores em um dos postes intermediários do vão.

TABELA I
RESULTADOS PARA O SISTEMA IEEE 123 MODIFICADO

	Resultados
Chaves abertas	5, 8, 9 ¹ e 10 ¹
Reguladores	150-149 (SE ²) 44-47 57-60
Capacitores	B135 (200 200 150) ³ B67 (225 150 200) ³
Custo mensal dos equipamentos	R\$ 8.248,09
Balanco financeiro mensal	R\$ 176.736,68

¹ Chaves criadas no caso modificado

² Mantida operação trifásica do caso original

³ Potência em kvar dos bancos alocados para as fases A, B e C.

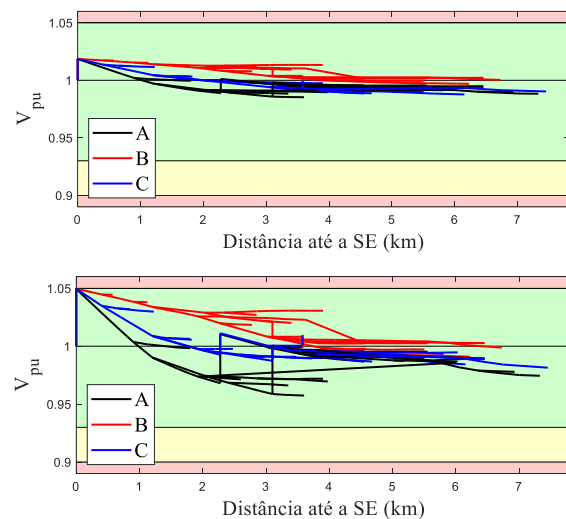


Fig. 13. Perfis de tensão para cargas de 58% e 142% no sistema IEEE 123 barras.

Como observado nos perfis de tensão, em ambos os casos as tensões foram mantidas dentro dos limites do PRODIST, assim como na Fig. 14, que mostra o desequilíbrio de tensão calculado para as barras do sistema, também dentro dos limites da normativa (faixa verde). Sendo o desequilíbrio calculado para barras trifásicas, observa-se que quase 50% das barras não têm desequilíbrio calculado, enquanto para as barras trifásicas o desequilíbrio aumenta juntamente com o nível de carregamento. Destaca-se ainda que tal comportamento é bastante dependente da modelagem do controle do regulador de tensão, que ajusta o mesmo tape para as três fases do regulador.

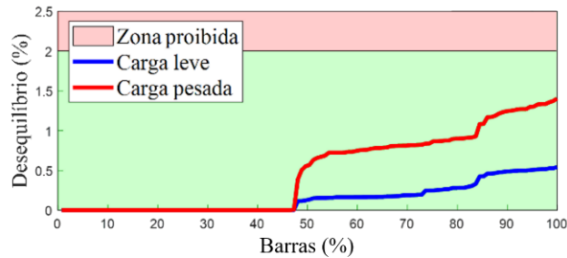


Fig. 14. Desequilíbrio de tensão nas barras do sistema.

Se comparados aos resultados da literatura [28], a solução é capaz de entregar mais energia para os consumidores em todos os pontos da curva de carga (média de 6,2%) (Fig. 15), representando mais receita para a concessionária (Fig. 16).

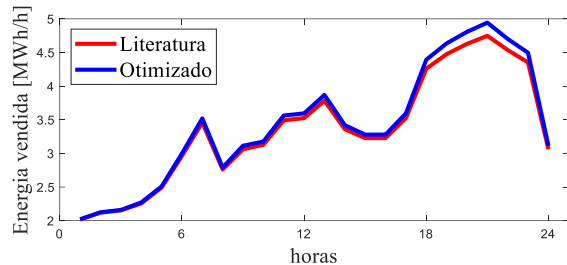


Fig. 15. Energia entregue aos consumidores em função da hora.

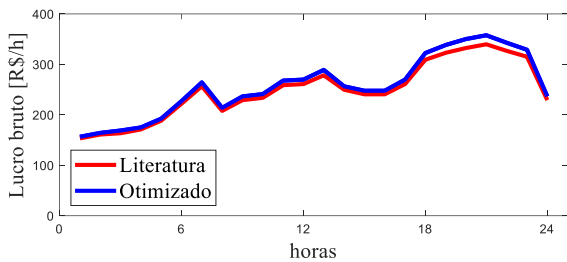


Fig. 16. Balanço entre as energias injetada e fornecida por hora.

Contudo, a melhor solução encontrada, mostrada na Tabela I, refere-se a uma topologia de rede diferente da adotada em [28]. Se comparadas soluções com a mesma estrutura de rede e utilizando as mesmas referências para os custos de energia e equipamentos, os resultados são vistos na Tabela II.

Como observado, os custos para a instalação dos equipamentos definidos por este trabalho são superiores aos da literatura, mas tornam a operação mais rentável, uma vez que permitem a entrega de uma maior quantidade de energia aos clientes. Tal comportamento se deve aos menores custos para a instalação de bancos de capacitores, que garantem a tensão dentro dos limites do PRODIST, mas não permitem o nível de ajuste acompanhando a curva de carga observado para reguladores de tensão, responsáveis pela obtenção de uma maior lucratividade na operação do alimentador. Com a tendência de a carga aumentar ano a ano a diferença entre os resultados passa a ser cada vez maior, bem como a já existente compensação pela violação dos limites de tensão da faixa adequada do PRODIST.

TABELA II
RESULTADOS PARA O SISTEMA IEEE 123 BARRAS

	Equipamentos (R\$/mês)	Balanço financeiro (R\$/mês)
Literatura	R\$ 3.243,99	R\$ 159.103,85
Otimizado	R\$ 7.628,70	R\$ 176.403,18

Variando-se ainda a taxa de juros, observa-se que quanto maior o valor adotado, menores são os benefícios da inclusão de equipamentos adicionais, o que ocorre em virtude de uma parcela maior, conforme a Fig. 17. No entanto, para este cenário, construído a partir dos dados da Tabela II, apenas com uma taxa de juros da ordem de 106% a.a. ocorre o cruzamento das curvas do balanço financeiro. Destaca-se ainda que a adoção de uma taxa de juros diferente dos 13,75% a.a. adotados pode levar à obtenção de resultados distintos pelo método proposto. Tais resultados, no entanto, são compatíveis com a realidade econômica do país, sendo uma taxa de juros inferior interessante para a realização de investimentos do tipo.

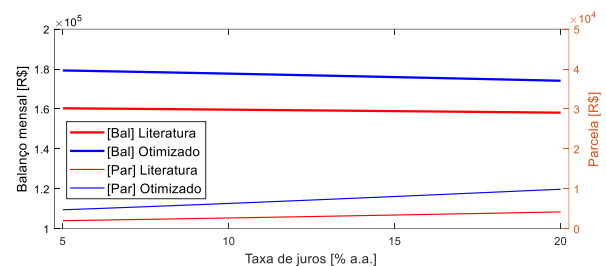


Fig. 17. Impacto da taxa de juros utilizada.

V. CONCLUSÕES

Este trabalho propôs um método para a solução conjunta dos problemas de reconfiguração, alocação de capacitores e alocação de reguladores de tensão, tendo obtido resultados promissores por meio de sua utilização. A unificação dos três problemas apresenta vantagens por permitir que as alterações em diferentes aspectos do sistema possam ser observadas ao mesmo tempo, propiciando uma evolução coordenada da locação e dos ajustes dos equipamentos. Da mesma forma, a modelagem baseada no balanço financeiro relacionado à operação do alimentador e na utilização de custos padronizados contempla pontos relevantes para o planejamento, como a não linearidade dos custos de instalação dos equipamentos e o impacto da busca por redução de perdas na energia fornecida aos consumidores. Assim, ela permite a obtenção de soluções que atendem ao principal objetivo das concessionárias, que é o lucro, mas também respeita a restrições do setor e garante o fornecimento do melhor produto aos seus clientes.

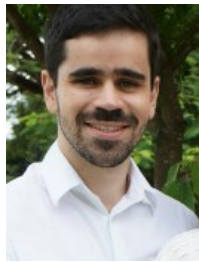
AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) da Universidade Federal de Juiz de Fora pelo incentivo.

REFERÊNCIAS

- [1] Empresa de Pesquisa Energética, “Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050”. setembro de 2018. Acessado: 22 de março de 2019. [Online]. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursosEnergeticos%202050.pdf
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 1 – Introdução”. 7 de dezembro de 2021. Acessado: 10 de março de 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-contenidos/procedimentos-regulatorios/prodist>
- [3] J. J. Grainger e S. H. Lee, “Optimum Size and Location of Shunt Capacitors for Reduction of Losses on Distribution Feeders”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1105–1118, mar. 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.316577.
- [4] M. E. Baran e F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401–1407, abr. 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [5] M. E. Baran e F. F. Wu, “Optimal capacitor placement on radial distribution systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 725–734, jan. 1989, doi: 10.1109/61.19265.
- [6] D. Shirmohammadi e H. W. Hong, “Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, abr. 1989, doi: 10.1109/61.25637.
- [7] E. Mohamed, A.-A. A. Mohamed, e Y. Mitani, “MSA for Optimal Reconfiguration and Capacitor Allocation in Radial - Ring Distribution Networks”, *IJIMAI*, vol. 5, no. 1, pp. 107, 2018, doi: 10.9781/ijimai.2018.05.002.
- [8] J. M. Home-Ortiz, R. Vargas, L. H. Macedo, e R. Romero, “Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in radial distribution systems considering voltage-dependent models”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, p. 298–310, maio 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.11.035.
- [9] A. N. Hussain, W. K. Shakir Al-Jubori, e H. F. Kadam, “Hybrid Design of Optimal Capacitor Placement and Reconfiguration for Performance Improvement in a Radial Distribution System”, *Journal of Engineering*, vol. 2019, p. 1–15, dez. 2019, doi: 10.1155/2019/1696347.
- [10] E. A. Almabsout, R. A. El-Schiemy, O. N. U. An, e O. Bayat, “A Hybrid Local Search-Genetic Algorithm for Simultaneous Placement of DG Units and Shunt Capacitors in Radial Distribution Systems”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 54465–54481, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2981406.
- [11] A. Jafari, H. Ganjeh Ganjehlou, T. Khalili, B. Mohammadi-Ivatloo, A. Bidram, e P. Siano, “A Two-Loop Hybrid Method for Optimal Placement and Scheduling of Switched Capacitors in Distribution Networks”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 38892–38906, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2975714.
- [12] M. R. Babu, C. V. Kumar, e S. Anitha, “Simultaneous Reconfiguration and Optimal Capacitor Placement Using Adaptive Whale Optimization Algorithm for Radial Distribution System”, *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 16, no. 1, pp. 181–190, jan. 2021, doi: 10.1007/s42835-020-00593-5.
- [13] L. A. Gallego, J. M. López-Lezama, e O. G. Carmona, “A Mixed-Integer Linear Programming Model for Simultaneous Optimal Reconfiguration and Optimal Placement of Capacitor Banks in Distribution Networks”, *IEEE Access*, vol. 10, pp. 52655–52673, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3175189.
- [14] P. K. Roy e S. Sultana, “Optimal reconfiguration of capacitor based radial distribution system using chaotic quasi oppositional chemical reaction optimization”, *Microsyst Technol*, vol. 28, no. 2, pp. 499–511, fev. 2022, doi: 10.1007/s00542-020-04885-8.
- [15] A. Nasef, A. Shaheen, e H. Khattab, “Local and remote control of automatic voltage regulators in distribution networks with different variations and uncertainties: Practical cases study”, *Electric Power Systems Research*, vol. 205, pp. 107773, abr. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107773.
- [16] M. Attar, O. Homaei, H. Falaghi, e P. Siano, “A novel strategy for optimal placement of locally controlled voltage regulators in traditional distribution systems”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 96, pp. 11–22, mar. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.09.028.
- [17] Y. Miyazaki, S. Naoi, e Y. Kinoshita, “A study on the placement and model selection of voltage regulators in distribution network”, em *CIREED Workshop 2016*, jun. 2016, pp. 1–4. doi: 10.1049/cp.2016.0689.
- [18] I. C. Peña, N. Kagan, J. C. Cebrian, e H. L. Moreira, “Voltage regulators allocation in distribution networks system considering energy resources distributed”, em *2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA)*, out. 2016, pp. 1–8. doi: 10.1109/ICA-ACCA.2016.7778468.
- [19] J. U. N. de Nunes e A. S. Bretas, “Voltage regulators allocation in power distribution networks: A tabu search approach”, em *2017 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, set. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISAP.2017.8071379.
- [20] R. R. Biazzi, D. P. Bernardon, P. Marcolin, A. P. C. D. Mello, e R. G. Bento, “Coordinated Volt/Var Control for Distribution System based on Heuristic Algorithm”, em *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, set. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8894938.
- [21] R. A. Balestrin e A. Rossoni, “Using OpenDSS to Reallocate Voltage Regulators and Capacitor Banks in Real Distribution Feeders”, em *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, set. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895268.
- [22] R. A. Pegado e Y. P. M. Rodriguez, “Distribution Network Reconfiguration with the OpenDSS using Improved Binary Particle Swarm Optimization”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, n° 6, pp. 1677–1683, jun. 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8444386.
- [23] A. K. Saonerkar, S. Tiwari, A. S. Pande, P. G. Sharma, e B. Y. Bagde, “Optimized distribution loss evaluation in ring main distribution system with DG placement, reconfiguration and capacitor placement using GA”, em *2016 International Conference on Inventive Computation Technologies (ICICT)*, ago. 2016, pp. 1–7. doi: 10.1109/INVENTIVE.2016.7830235.
- [24] G. I. Casillas, N. Kagan, J. C. Cebrian, e M. Poveda, “Voltage regulators, capacitor banks and distributed resources allocation in a distribution network system”, em *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, set. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126723.
- [25] M. M. Montsutsumi, J. N. Melchor, L. H. Macedo, e R. Romero, “Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in distribution systems using a multi-start strategy”, em *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, set. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126716.
- [26] A. M. Shaheen e R. A. El-Schiemy, “Optimal Coordinated Allocation of Distributed Generation Units/ Capacitor Banks/ Voltage Regulators by EGWA”, *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 1, pp. 257–264, mar. 2021, doi: 10.1109/JSYST.2020.2986647.
- [27] L. R. de Araujo, D. R. R. Penido, S. Carneiro, e J. L. R. Pereira, “Optimal unbalanced capacitor placement in distribution systems for voltage control and energy losses minimization”, *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 110–121, jan. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.08.012.
- [28] A. S. C. Martins, F. R. M. de S. Costa, L. R. de Araujo, e D. R. R. Penido, “Capacitor Allocation in Unbalanced Systems Using a Three-Level Optimization Framework”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 19, no. 9, p. 1599–1607, set. 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9468614.
- [29] H. Wu, P. Dong, e M. Liu, “Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction and Voltage Stability With Random Fuzzy Uncertainties of Renewable Energy Generation and Load”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 9, pp. 5655–5666, set. 2020, doi: 10.1109/TII.2018.2871551.
- [30] A. M. Helmi, R. Carli, M. Dotoli, e H. S. Ramadan, “Efficient and Sustainable Reconfiguration of Distribution Networks via Metaheuristic Optimization”, *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 19, no. 1, pp. 82–98, jan. 2022, doi: 10.1109/TASE.2021.3072862.
- [31] M. Babanezhad, S. Arabi Nowdeh, A. Y. Abdelaziz, K. M. AboRas, e H. Kotb, “Reactive power based capacitors allocation in distribution network using mathematical remora optimization algorithm considering operation cost and loading conditions”, *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, no. 12, pp. 10511–10526, dez. 2022, doi: 10.1016/j.aej.2022.04.009.
- [32] H. A. Taha, M. H. Alham, e H. K. M. Youssef, “Multi-Objective Optimization for Optimal Allocation and Coordination of Wind and

- Solar DGs, BESSs and Capacitors in Presence of Demand Response”, *IEEE Access*, vol. 10, pp. 16225–16241, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3149135.
- [33] C. E. de M. G.- CEMIG, “ND-2.9 - Instalações Básicas de Redes de Distribuição Compactas”. 2016. Acessado: 10 de janeiro de 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/atendimento/normas-tecnicas-redes-de-distribuicao/>
- [34] M. Mitchell, *An introduction to genetic algorithms*, 7^o ed, vol. 1. em *Complex adaptive systems*, vol. 1. Cambridge: Bradford Book, 2001.
- [35] K. P. Schneider, “Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3181–3188, maio 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2760011.
- [36] Agência Nacional de Energia Elétrica, “ANEEL | Portal Reports Abertos”, 2022. <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas> (acessado 28 de outubro de 2022).
- [37] “Taxa Selic”, *Taxa Selic*. <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic> (acessado 2 de abril de 2023).
- [38] “Carga de energia deve aumentar 1,7% em 2022, aponta 1^a revisão quadrimestral”, *EPE*. <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/carga-de-energia-deve-aumentar-1-7-em-2022-aponta-1-revisao-quadrimestral> (acessado 17 de abril de 2023).



Diogo Soares Resende was born in Brazil in 1989. He received the degree in electrical engineering and the M.Sc. degree from the Federal University of Juiz de Fora (UFJF), Minas Gerais, Brazil, in 2014 and 2016, respectively. Since 2022 he has been with Federal Institute of Goiás (IFG). His research interests include methods of synthesis and analysis of distribution

systems and computational programming.



Leandro Ramos de Araujo (Senior Member, IEEE) was born in Brazil in 1974. He received the degree in electrical engineering and the M.Sc. degree from the Federal University of Juiz de Fora (UFJF), Minas Gerais, Brazil, in 1997 and 2000, respectively, and the Ph.D. degree in electrical engineering from the Graduate

School of Engineering (COPPE)/Federal University of Rio de Janeiro, Brazil, in 2005. From 2003 to 2005, he was with the Electrical Energy Research Center (CEPEL), Brazilian Electrical Company-ELETRONBRAS. From 2005 to 2009, he was with the Brazilian Petroleum Company- PETROBRAS. Since 2009, he has been with the Electrical Engineering Department, UFJF. His research interests include development of tools for optimization and operation of transmission, distribution, and industrial systems.



Debora Rosana Ribeiro Penido (Senior Member, IEEE) was born in Brazil in 1978. She received the degree in electrical engineering and the M.Sc. degree from the Federal University of Juiz de Fora (UFJF), Minas Gerais, Brazil, in 2002 and 2004, respectively, and the Ph.D. degree in

electrical engineering from the Graduate School of Engineering (COPPE)/Federal University of Rio de Janeiro, Brazil, in 2008. From 2003 to 2009, she was with the Transmission Department of the Brazilian Electrical Company-ELETRONBRAS, Electrical Studies Division. Since 2009, she has been with the Electrical Engineering Department, UFJF. Her research interests include models and analytical tools for distribution systems analysis and planning of transmission systems.