

Chu and Beasley Genetic Algorithm to Solve the Transmission Network Expansion Planning Problem Considering Active Power Losses

D. H. Huanca, Luis A. Gallego, *Member, IEEE*

Abstract—Due to the accelerated growth of electricity demand, the scarcity of primary resources to produce electricity, and technological advances in recent years, electricity companies must face and solve these challenges in the best possible way, and for that, the Transmission Network Expansion Planning (TNEP) plays a crucial role, since the decisions taken in long-term planning determine the optimal form of expansion of the networks, to respond to these needs of electricity demands. On the other hand, there is also the tendency to leave the TNEP problem more efficient, robust, and closer to what happens in real electrical networks. For these reasons, this article proposes a methodology to solve the TNEP problem considering active power losses. The problem is formulated as a mixed-integer nonlinear programming (MINLP) problem. The Chu-Beasley Genetic Algorithm (CBGA) is used to transform the MINLP problem into a linear programming (LP) problem. Furthermore, the Villasana Garver constructive heuristic (VGCH) algorithm is used to make the investment proposals made by the AGCB feasible. To measure the efficiency and effectiveness of the proposed methodology several tests are performed on the 6-bus Garver system, the IEEE 24-bus test system, and the South Brazilian 46-bus test system.

Index terms— Transmission network expansion planning, DC model, Chu and Beasley genetic algorithm, power losses.

I. INTRODUÇÃO

Dentro das análises de sistemas elétricos está o problema do planejamento da expansão das redes de transmissão (PERT), que tem como objetivo principal adicionar novos elementos (linhas ou transformadores) na rede de transmissão ao menor custo possível em um horizonte de longo prazo e respeitando uma série de restrições elétricas para garantir a projeção da demanda. O problema do PERT pode ser dividido em um planejamento estático e um planejamento multiestágio [1], [2]. No planejamento estático, é considerado só um horizonte de planejamento e se determina onde e quantos novos elementos devem ser adicionados à rede elétrica, e no planejamento multiestágio os investimentos à rede elétrica são realizados por estágios, neste caso, se determina onde, quantos e quando os novos elementos devem ser adicionados [3].

O problema do PERT é considerado como um problema de otimização de grande complexidade matemática devido a

uma variedade de características, dentro das quais se destacam: 1) o problema é de programação não linear inteiro misto (PNLIM), 2) o espaço de busca é não convexo, de modo que vários algoritmos de solução podem convergir de forma prematura a ótimos locais, 3) apresenta o fenômeno da explosão combinatória, que significa que as soluções ótimas crescem exponencialmente de acordo com o tamanho do sistema, 4) elevado esforço computacional para encontrar a solução ótima global ou para encontrar uma solução de alta qualidade, 5) durante o processo de solução se pode ter sistemas isolados, e 6) incertezas associadas aos valores previstos das demandas futuras [4], [5].

Atualmente, existe uma variedade muito grande de técnicas de solução que podem fazer frente às características mencionadas acima, tais como: os algoritmos de otimização clássica, algoritmos heurísticos construtivos e algoritmos metaheurísticos [6], [7]. Dentro dos algoritmos de otimização clássica utilizados para solucionar o problema do PERT se encontram o método decomposição de Benders [8], [9], [10], o método Branch and Bound [11], [12], [13], os algoritmos de programação linear [14], [15], programação quadrática [16], programação linear inteira mista [17], e programação não linear inteira mista [18]. As técnicas clássicas em geral encontram a solução ótima global para sistemas elétricos de pequeno porte. No entanto, para sistemas elétricos de grande porte precisam de um esforço computacional muito elevado, e por isto muitas vezes essas técnicas tornam-se inadequadas para solucionar o problema do PERT [19].

Os algoritmos heurísticos construtivos se definem como procedimentos simplificados que possuem a capacidade de identificar soluções factíveis de boa qualidade para problemas com complexidade matemática mediana. Esses algoritmos raramente encontram a solução ótima global do problema, os mais conhecidos para resolver o problema do PERT são: algoritmos construtivos usando o modelo de transportes, modelo DC e o modelo misto [20], [21], [22]. Em [23] um algoritmo heurístico construtivo é proposto, baseado em índices de sensibilidade de uma função tangente hiperbólica, para iniciar um processo de otimização multimodal e resolver o problema do PERT.

Os algoritmos metaheurísticos são técnicas inspirados em processos naturais. O foco principal desses algoritmos é resolver problemas complexos e combinatórios, encontrando soluções ótimas de alta qualidade com esforço computacional aceitável. Na literatura especializada se encontram uma variedade grande de algoritmos metaheurísticos, tais como:

D. H. Huanca, é mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Londrina, UEL, PR-Brasil (dahuanca10@gmail.com)

L. A. Gallego P., Atualmente, trabalha como professor no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina, UEL, PR-Brasil (gallegopareja@gmail.com)

algoritmos genéticos AG [3], [4], [24], [25], busca tabu [26], [27], Simulated Annealing [28], [29], colônia de formigas [30], algoritmo de otimização de coronavírus [31], algoritmo de Grasp [32], busca dispersa [33], path relinking [34], e busca de vizinhança variável [35]. De outro lado, na literatura existem metodologias que formulam o problema do PERT como um problema multiobjetivo. Em [36], a função objetivo está dividido em três partes: uma para o custo de investimento, a segunda para a confiabilidade do sistema e a terceira para o custo do congestionamento. Em [37] é apresentado um algoritmo multiobjetivo que considera dentro da função objetivo o custo de investimento de linhas e/ou transformadores, o custo da energia eólica inserida, e um custo pela energia não subministrada. A natureza multiobjetivo dos métodos proposto em [36] e [37] são tratados usando o NSGA II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II).

Algoritmos híbridos também estão disponíveis na literatura, nos quais são combinadas duas metaheurísticas para solucionar o problema do PERT de forma mais eficiente. Em [38] é usado um algoritmo de Busca Tabu e um algoritmo de otimização ordinal, em [39] é usado o algoritmo de Simulated Annealing juntamente com o algoritmo de busca local, e em [29] é empregado o algoritmo genético de Chu-Beasley, combinado com o algoritmo de Path-Relinking para solucionar o planejamento estático e multiestágio considerando compensação série.

No problema PERT, existe uma necessidade constante de melhorar a representação da modelagem matemática incluindo distintos parâmetros, variáveis e/ou restrições que tornem o problema ainda mais realista. Por exemplo, resolver o problema levando em consideração os efeitos naturais que acontecem no transporte da energia. Um dos efeitos mais importantes que pode ser considerado no planejamento da expansão são as perdas de potência. As perdas de potência representam uma pequena porcentagem da energia total da rede elétrica. Por outro lado, estimativas imprecisas de perdas de potência podem alterar o funcionamento da rede elétrica e levar a um desequilíbrio econômico maior, fazendo com que as concessionárias precisem comprar mais energia para satisfazer o balanço energético [40], [41]. Portanto, é importante considerar as perdas de potência no problema do planejamento da expansão.

Na literatura especializada se podem encontrar artigos que consideram as perdas de potência no planejamento da expansão. Por exemplo, em [42], é apresentada uma formulação de programação linear inteira mista para resolver o problema do PERT num mercado de eletricidade competitivo. Além disso, são definidos os números de cenários de demanda futura considerando as perdas de potência. Em [17], é apresentada uma abordagem de programação linear inteira mista para solucionar o problema do PERT considerando as perdas de potência. A linearização das perdas de potência é realizada por meio de funções lineais por partes. Da mesma forma em [43] são consideradas as perdas de potência por meio de funções lineares por partes, mas, neste artigo é usado o modelo matemático de fluxo de potência AC. Em [44] se apresenta uma nova modelagem matemática considerando as perdas de potência, neste artigo é usado uma função sigmóide (Sigmoid Function), e para modelar o fluxo de potência ótimo é usado a

técnica de ponto interior primal-dual, e em [45] é apresentado um algoritmo híbrido eficiente para reduzir o espaço de busca, através de multiplicadores de Lagrange, também consideram o critério de contingência N-1, e vários cenários de carga e perdas de potência. Os autores em [46] apresentam três modelos matemáticos para modelar as perdas de potência no problema do PERT: 1) considerando uma restrição de igualdade linear única, 2) restrições tangentes ou transversais de desigualdade linear, e 3) uma aproximação linear por partes.

A principal contribuição deste artigo é apresentar uma modelagem matemática para resolver o problema do PERT estático e multiestágio considerando perdas de potência ativa. Para o cálculo das perdas é apresentada uma metodologia que está dividida em duas fases: na primeira fase, se resolve um PL para calcular os ângulos das barras, e na segunda fase, são calculadas as perdas de potência nas linhas de transmissão, a partir dos resultados obtidos na primeira fase. Essas perdas são distribuídas como cargas nas barras da rede elétrica, uma vez adicionadas as perdas são executadas um novo PL para obter os resultados do fluxo de potência nas linhas, geração despachada, corte de carga e os novos ângulos de tensão. Para resolver o problema do PERT é empregado um algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) [47]. Além disso, é implementado um algoritmo HCVG para tornar factível a configuração proposta pelo AGCB em cada ciclo geracional, caso essa configuração seja infactível.

Este artigo está organizado da seguinte forma: na seção II são apresentadas as equações matemáticas para calcular as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. Na seção III são apresentados os modelos matemáticos para o planejamento estático e multiestágio considerando as perdas de potência. Na seção IV é apresentado o algoritmo genético de Chu-Beasley para resolver o problema do PERT, assim como também, o algoritmo HCVG. Na seção V são apresentados os resultados obtidos pela metodologia proposta para diferentes sistemas elétricos, na seção VI é apresentada uma análise crítica dos resultados obtidos, e finalmente, na seção VII são apresentadas as conclusões deste trabalho.

II. METODOLOGIA PARA RESOLVER O PERT CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA

Para calcular as perdas de potência ativa na literatura especializada há duas modelagens matemáticas. A primeira é por meio do modelo do fluxo de potência DC [27], [48], [49], e a segunda, emprega um método de linearização por partes [17], [43], [46]. Neste artigo será empregada a primeira abordagem.

O fluxo de potência ativa P_{ij} e P_{ji} para uma linha de transmissão é representado por (1) e (2):

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} - V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (1)$$

$$P_{ji} = V_j^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} + V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (2)$$

A perda de potência ativa na linha $i - j$ pode ser calculada como:

$$\varphi_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = g_{ij}(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (3)$$

Assumindo as seguintes aproximações:

$$V_i \approx V_j \approx 1 \text{ p.u.} \quad (4)$$

$$\cos \theta_{ij} \approx 1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} \quad (5)$$

Substituindo (4) e (5) em (3), temos:

$$\varphi_{ij} = g_{ij}(2 - 2 \cos \theta_{ij}) \quad (6)$$

$$\varphi_{ij} = g_{ij} \left(2 - 2 \left(1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} \right) \right) \quad (7)$$

$$\varphi_{ij} = g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (8)$$

A equação (8) representa o cálculo das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. A metodologia proposta neste artigo para considerar as perdas dentro do planejamento está dividida em duas fases: na primeira fase, se resolve um PL para calcular os ângulos das barras, e na segunda fase, são calculadas as perdas de potência nas linhas de transmissão (Eq. (8)) a partir dos resultados obtidos na primeira fase. Essas perdas são distribuídas como cargas virtuais nas barras i e j da rede elétrica, uma vez adicionadas as perdas é executado um novo PL para obter os resultados do fluxo de potência nas linhas, geração despachada, corte de carga e os novos ângulos de tensão. Na Fig. 1 é ilustrado o fluxograma para incluir as perdas de potência no modelo do planejamento proposto.

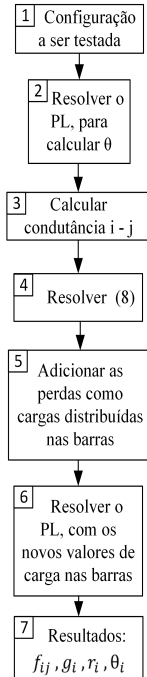


Fig. 1. Fluxograma para incluir as perdas no problema PERT.

Para calcular o custo das perdas de potência ativa na rede elétrica pode ser empregado a seguinte expressão [27], [50]:

$$CP_{ij} = K \cdot C_{kWh} \cdot F_p \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} \varphi_{ij} \quad (9)$$

onde: K é a constante para transformar o custo incremental das perdas de potência em custos anuais, C_{kWh} é o custo unitário das perdas, e F_p é o fator de perdas e representa a relação entre

as perdas de potência médias e a perda de potência máxima do sistema elétrico em um intervalo de tempo determinado.

III. MODELO MATEMÁTICO PARA O PLANEJAMENTO CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA

Nesta seção são apresentados os modelos para o planejamento estático e multiestágio considerando as perdas de potência ativa [3], [51].

A. Planejamento Estático com Perdas de Potência Ativa

A função objetivo do modelo matemático para o PERT estático apresentado em [21] será modificada neste artigo para incluir o custo das perdas de potência ativa da rede elétrica (Eq. 9), da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{minimizar } v = & \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} c_{ij} n_{ij} \\ & + K \cdot C_{kWh} \cdot F_p \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} \varphi_{ij} + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_b} r_i \end{aligned} \quad (10)$$

Sujeito a:

$$Sf + g + r = d \quad (11)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n_{ij}^o + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (12)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (13)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (14)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (15)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (16)$$

$$n_{ij} \text{ inteiro } \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (17)$$

$$\theta_i \text{ ilimitado } \quad \forall i \in \Omega_b \quad (18)$$

onde, (10) representa o custo de investimento total (US\$). As equações (11) e (12) representam a primeira e segunda lei de Kirchhoff. As restrições (13)-(16) representam o limite do fluxo de potência no caminho $i - j$, limite da geração na barra i , o limite do corte de carga na barra i , e o número máximo de circuitos candidatos que podem ser adicionados no caminho $i - j$. A restrição (17) representa o tipo de variável para o número de circuitos que podem ser adicionadas no caminho $i - j$, e finalmente, a restrição (18) representa o limite máximo para o ângulo da tensão na barra i .

B. Planejamento Multiestágio com Perdas de Potência Ativa

A função objetivo do modelo matemático para o PERT multiestágio apresentado em [1], [3], [51] será modificada neste artigo para incluir o custo das perdas de potência ativa da rede elétrica (Eq. 9), da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{minimizar } v = & \sum_{t \in \Omega_t} \left\{ \delta_{inv}^t \left[\sum_{\forall(i,j) \in \Omega_{lt}} c_{ij}^t n_{ij}^t \right. \right. \\ & \left. \left. + K \cdot C_{kWh} \cdot F_p \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_{lt}} \varphi_{ij}^t + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_{bt}} r_i^t \right] \right\} \end{aligned} \quad (19)$$

Sujeito a:

$$S^t f^t + g^t + r^t = d^t \quad (20)$$

$$f_{ij}^t - \gamma_{ij}^t (n_{ij}^o + \sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t) (\theta_i^t - \theta_j^t) = 0 \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (21)$$

$$|f_{ij}^t| \leq (n_{ij}^o + \sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t) \bar{f}_{ij}^t; \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (22)$$

$$0 \leq g_i^t \leq \bar{g}_i^t \quad \forall i \in \Omega_b \quad (23)$$

$$0 \leq r_i^t \leq d_i^t \quad \forall i \in \Omega_b \quad (24)$$

$$0 \leq n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij}^t \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (25)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (26)$$

$$n_{ij}^t \text{ inteiro} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (27)$$

$$\theta_i^t \text{ ilimitado} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (28)$$

As variáveis para o problema do PERT multiestágio são parecidas às variáveis do PERT estático, exceto que elas são indexadas por letra t , que representa os estágios do planejamento da expansão [3].

Assumindo uma taxa de desconto anual I , o valor presente do custo de investimento em relação ao ano de referência t_0 , com um ano inicial t_1 , para um horizonte de planejamento $t_T - t_1$ anos, e com t estágios pode ser representado da seguinte forma [1], [2], [3], [47]:

$$c(x) = \delta_{inv}^1 c_1(x) + \delta_{inv}^2 c_2(x) + \dots + \delta_{inv}^T c_T(x) \quad (29)$$

$$\delta_{inv}^t = (1 - I)^{t - t_0} \quad (30)$$

onde x , $c_t(x)$ e δ_{inv}^t , representam a variável de investimento, custo de investimento (linhas ou transformadores) que podem ser construídos no estágio t , e o valor presente do custo de operação, respectivamente.

IV. ALGORITMO GENÉTICO DE CHU-BEASLEY

Nesta seção é apresentado o AGCB para resolver o problema do PERT. As principais características do AGCB que fazem dele um algoritmo competitivo são: 1) emprega a função aptidão para identificar o valor da função objetivo, e a função inaptidão para identificar a infactibilidade das propostas de solução, 2) apenas um indivíduo é substituído em toda a população, e 3) o indivíduo candidato a fazer parte da população, deve ser diferente de todos os indivíduos da população atual, isto é realizado para manter a diversidade da população. Atualmente, na literatura especializada podem ser encontrados vários artigos onde se empregam o AGCB para resolver o problema do PERT [1], [7], [52].

A. Codificação

A codificação é uma parte muito importante na solução de problemas de otimização matemática, já que uma codificação apropriada pode levar a ter bons resultados. Por outro lado, a codificação pode ser representada por números binários, contínuos ou inteiros. Para resolver o problema do PERT proposto neste artigo é considerada a codificação inteira.

B. População Inicial

A população inicial pode ser gerada aleatoriamente, ou através de um algoritmo heurístico simples. Neste artigo é empregado um algoritmo HCVG para gerar um indivíduo factível (corte de carga igual a zero), e os outros indivíduos da população são gerados a partir do indivíduo obtido no HCVG, porém, adicionando aleatoriamente linhas de transmissão ou transformadores.

C. Seleção

A seleção nos algoritmos genéticos pode ser realizada pelo método da roleta ou pelo método de torneio. Neste artigo é empregado a seleção por torneio. A ideia fundamental do torneio é escolher de forma aleatória k_{ts} indivíduos da população atual para criar dois grupos, e em cada grupo é gerada uma competição entre os indivíduos, com o fim de selecionar os dois melhores indivíduos de cada grupo, que serão nomeados como pai 1 e pai 2.

D. Recombinação

Uma vez que os dois melhores pais são obtidos no processo de seleção, o processo de recombinação é iniciado. A recombinação consiste em trocar uma parte da informação que cada pai possui. Neste artigo é usado o método de um ponto para fazer a recombinação. Suponha que o ponto aleatório tenha caído onde estão as linhas tracejadas da Fig. 2, as informações trocadas serão a partir desse ponto para a direita, depois as novas configurações passam ser nomeados como filho 1 e filho 2. Em seguida, é calculada a função objetivo para avaliar a qualidade de cada filho, aquele filho que apresenta a melhor função objetivo passa ao processo da mutação.

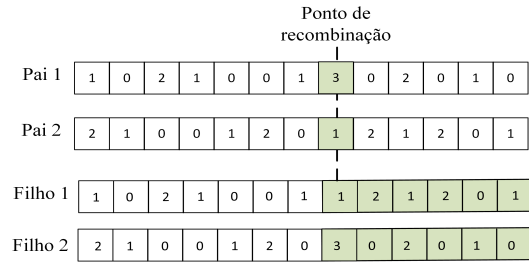


Fig. 2. Processo de recombinação do AGCB.

E. Mutação

A mutação é um mecanismo que permite criar novas características nos indivíduos da população. Esse processo é realizado adicionando, eliminando e/ou trocando características (linhas e/ou transformadores) nos indivíduos. Na Fig. 3 é apresentado o processo de mutação, no qual é adicionado um elemento. Este processo depende de uma taxa de mutação k_{tm} , que normalmente varia entre 5% a 10%.

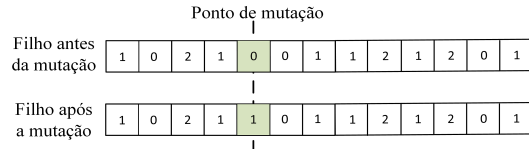


Fig. 3. Processo de mutação do AGCB.

F. Melhoramento Local do AGCB

Após os processos de seleção, recombinação e mutação, um novo indivíduo estará disponível. Esse indivíduo pode ser factível ou infactível (com ou sem corte de carga). A função objetivo do AGCB empregada neste artigo está dividida em duas funções, a primeira é a função aptidão que corresponde ao custo de investimento em novos elementos, e a segunda é a função inaptidão, que representa a infactibilidade dos indivíduos (corte de carga diferente de zero). Se o indivíduo for infactível ele passa à etapa de melhoramento da função inaptidão, e se for factível, esse indivíduo passa à etapa de melhoramento da função aptidão.

1) *Melhoramento da Função Inaptidão*: Neste passo é usado o algoritmo HCVG apresentado em [15], para eliminar a infactibilidade do indivíduo, isto é, que esse indivíduo tenha um corte de carga igual a zero. O algoritmo HCVG está dividido em duas fases. Na Fase I, são desconsiderados os limites de fluxo de potência dos circuitos da rede, ou seja, que se permite que existam circuitos sobrecarregados. A ideia fundamental desta fase é adicionar circuitos ao corredor que apresenta a maior sobrecarga de fluxo de potência. O processo é repetido até que não existam corredores com sobrecargas, ao terminar este passo, encontrou-se uma configuração sem sobrecargas. Na fase II, existe a possibilidade que se tenham circuitos desnecessários, portanto, nesta fase, são eliminados os circuitos desnecessários de acordo com o custo de cada circuito, sem alterar o corte de carga.

2) *Melhoramento da Função Aptidão*: Neste passo, há um indivíduo factível graças ao melhoramento da função inaptidão (corte de carga zero). Quando os passos de seleção, recombinação, mutação e melhoramento da função inaptidão foram realizados, pode ser que o indivíduo tenha elementos (linhas e/ou transformadores) desnecessários, levando ter uma função objetivo com custo de investimento maior. Portanto, neste passo são removidos os elementos desnecessários de acordo com o custo de cada elemento, sem alterar o corte de carga.

G. Critério de Aceitação do AGCB

As seguintes condições devem ser atendidas para que o novo indivíduo faça parte da população atual: 1) o indivíduo deve ser diferente em k_c características a cada indivíduo da população atual, sendo k_c o fator de diversidade. Esse valor é calculado empregando uma taxa de diversidade k_{td} , que normalmente varia de 2% a 5%. Se o indivíduo for diferente a todos os indivíduos da população, portanto, esse indivíduo está apto para fazer parte da população atual, e 2) se a função aptidão do descendente é de melhor qualidade que a função aptidão do pior indivíduo da população atual, então, o descendente substitui esse indivíduo. O fator de diversidade pode ser calculado segundo a Eq. 31, sendo n_l o número total de ramos da rede elétrica onde podem ser instalados os circuitos (linhas e/ou transformadores) [3].

$$k_c = k_{td}(\%) \times n_l \tag{31}$$

H. Critério de Parada

O AGCB proposto neste artigo para quando é alcançado um número predeterminado de iterações, ou quando a função objetivo não muda durante um número de iterações.

A Fig. 4 são ilustrados os passos do AGCB proposto neste artigo. Esse fluxograma começa especificando os parâmetros de controle, como: k_{tp} , k_{ts} , k_{tm} , k_{td} , k e k_{max} .

V. TESTES E RESULTADOS

Nesta seção se apresenta os resultados obtidos pelo AGCB proposto para resolver o problema do PERT estático e multiestágio. Os sistemas elétricos empregados neste trabalho foram: o sistema Garver de 6 barras, o sistema IEEE-24 barras, e o sistema Sul brasileiro de 46 barras. Os dados elétricos desses sistemas podem ser consultados em [53], [54], ou via autores. Os algoritmos foram implementados em um computador pessoal Intel(R) Core(TM) i5-3210M CPU @ 2.50GHz com 8GB de memória RAM na linguagem de programação MatLab. Os parâmetros para calcular as perdas de potência estão definidas como: $\alpha = 1$, $F_p = 0.6144$, $C_{kwh} = 0.10$ US\$/kWh, e $K = 1$ [27], [55].

A. Planejamento Estático

1) *Sistema Garver*: Este sistema está composto por 6 barras, 6 circuitos existentes na topologia base, três geradores de potência, 15 circuitos candidatos, 4 linhas máximas por corredor, uma carga prevista de 760 MW, e uma geração de 1110 MW. A melhor solução encontrada utilizando a metodologia proposta considerando as perdas de potência possui um custo de investimento em circuitos igual a 130×10^6 US\$, perdas de potência igual a 29.51 MW com um custo de 1.813×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte: $n_{2-3} = 1$, $n_{2-6} = 1$, $n_{3-5} = 1$ e $n_{4-6} = 2$.

A solução obtida é mostrada na Fig. 6, na qual os circuitos com linhas mais grossas representam a configuração proposta pelo AGCB.

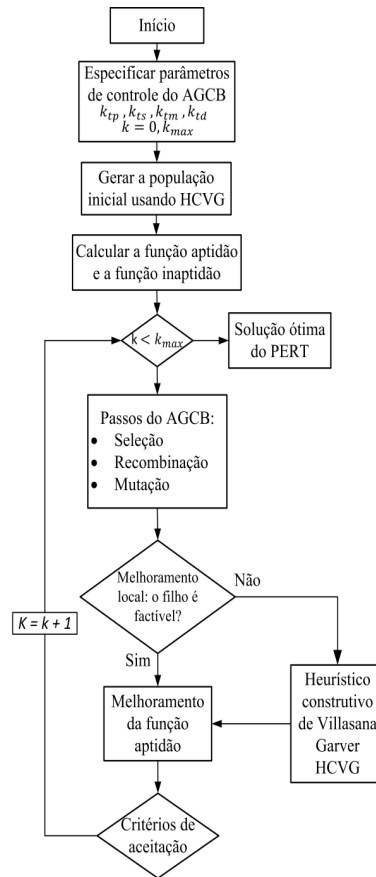


Fig. 4. Fluxograma do AGCB.

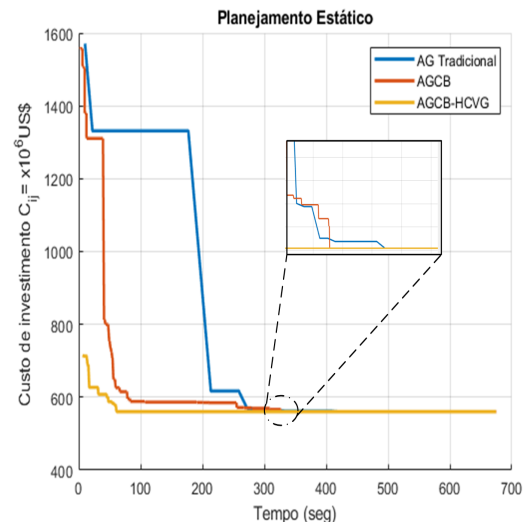


Fig. 5. Processo de convergência dos algoritmos testados.

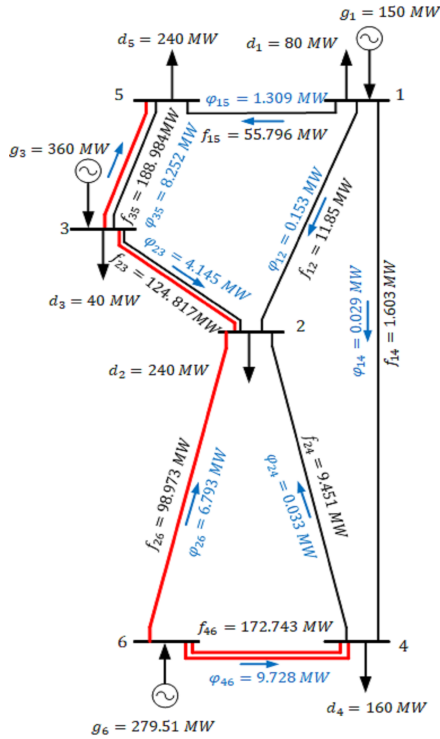


Fig. 6. Sistema Garver com perdas de potência.

2) *Sistema IEEE-24 Barras*: Este sistema está composto por 24 barras, 38 circuitos existentes na topologia base, 10 geradores de potência, 41 corredores candidatos, 5 linhas máximas por corredor, e uma carga total de 8550 MW. Usando a metodologia proposta, encontrou-se um custo de investimento em circuitos igual a $v = 182.00 \times 10^6$ US\$, perdas de potência igual a 194.82 MW e com um custo de 11.969×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte: $n_{6-10} = 1$, $n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$, $n_{14-16} = 1$, $n_{20-23} = 1$.

3) *Sistema Sul Brasileiro de 46 Barras*: Este sistema está composto por 46 barras, 62 circuitos existentes na topologia base, 12 geradores de potência, 41 corredores candidatos, 10 linhas máximas por corredor, e uma carga prevista de 6880 MW. Usando a metodologia proposta, encontrou-se um custo de investimento em circuitos igual a $v = 78.78 \times 10^6$ US\$, perdas de potência igual a 712.66 MW e com um custo de 43.786×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte: $n_{18-20} = 1$, $n_{20-23} = 1$, $n_{20-21} = 2$, $n_{42-43} = 1$, $n_{14-15} = 1$, $n_{46-6} = 1$ e $n_{5-6} = 2$.

B. Planejamento Multiestágio

Para este tipo de planejamento dois sistemas elétricos são considerados: sistema 6 barras e o sistema IEEE-24 barras, assumindo uma taxa de desconto anual $I = 10\%$ e são considerados três estágios, nomeados neste artigo como P1, P2 e P3. No problema do PERT multiestágio os circuitos que são adicionados em P1, são apresentados na função objetivo com seus custos nominais, e os circuitos adicionados em P2, e P3 são multiplicados por 0.729 e 0.478 respectivamente [2], [56], [3], [47].

1) *Sistema Garver*: A solução encontrada pelo AGCB para o planejamento multiestágio tem um custo de investimento em circuitos igual a $v = 90.35 \times 10^6$ US\$, com perdas de potência totais igual a 47.36 MW e com um custo de 2.91×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte:

- **Estágio P1** (30.34×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (30.00×10^6 US\$): $n_{4-6} = 1$.

- Perdas de potência $P1 = 17.02$ MW

- **Estágio P2** (36.785×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (50.00×10^6 US\$): $n_{2-6} = 1$ e $n_{3-5} = 1$
 - Perdas de potência $P2 = 16.71$ MW
- **Estágio P3** (24.172×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (50.00×10^6 US\$): $n_{2-3} = 1$ e $n_{4-6} = 1$
 - Perdas de potência $P3 = 13.62$ MW

2) *Sistema IEEE-24*: A solução obtida pelo AGCB para o planejamento multiestágio possui um custo de investimento em circuitos igual a $v = 254.01 \times 10^6$ US\$, as perdas de potência totais são iguais a 450.43 MWe com um custo de 27.674×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte:

- **Estágio P1** (185.942×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (182.00×10^6 US\$): $n_{6-10} = 1$, $n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$, $n_{14-16} = 1$ e $n_{20-23} = 1$
 - Perdas de potência $P1 = 197.11$ MW
- **Estágio P2** (50.99×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (66.00×10^6 US\$): $n_{20-23} = 1$
 - Perdas de potência $P2 = 143.87$ MW
- **Estágio P3** (26.089×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (50.00×10^6 US\$): $n_{9-12} = 1$
 - Perdas de potência $P3 = 109.45$ MW

Na Tabela I são apresentados os parâmetros de controle do AGCB proposto neste artigo, tais como: tamanho da população (k_{tp}), taxa de seleção (k_{ts}), taxa de mutação (k_{tm}), taxa de diversidade (k_{td}), e o número máximo de iterações. Além disso, são apresentados o custo de investimento dos circuitos, as perdas de potência e o custo das perdas, o número de PLs executados, e o tempo de simulação para cada sistema elétrico testado.

VI. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Na Tabela II é apresentada uma comparação dos resultados obtidos no artigo com os obtidos nas referências [17], [45], [43], [44]. Segundo mostrado na Tabela II o custo de investimento em circuitos encontrado pelo AGCB proposto neste artigo coincidem com os obtidos pelas referências [17], [45], [43], e foi encontrada uma melhor solução quando comparada com [17].

Na Tabela III é apresentada uma comparação entre o PERT estático e multiestágio sem e com perdas de potência. Pode-se notar desta tabela que os custos de investimento quando se consideram as perdas são maiores, mas os planos de expansão obtidos pelo AGCB ficam mais próximos do que acontece nos sistemas reais.

Na Tabela IV é apresentada uma comparação para o sistema IEEE-24 barras em relação às referências [45], [17]. Pode-se notar que o custo de investimento encontrado pela metodologia proposta é 6×10^6 US\$, isto é, 3.191% mais barato do que foi reportado no artigo [45]. Na Tabela V é apresentada uma comparação para o sistema de 46 barras em relação às referências [45], [57]. Pode-se notar que o custo de investimento em circuitos encontrado é 10.40×10^6 US\$, isto é, 11.66% mais barato do que foi reportado em [45].

Na Fig. 5 é apresentado o processo de convergência para o AG tradicional, para AGCB com e sem o algoritmo HCVG, para sistema Colombiano de 93 barras. Este sistema tem um custo de investimento igual a 560.00×10^6 US\$, valor reportado em [3], e encontrado pelos algoritmos testados neste trabalho. O sistema de 93 barras é um sistema de mediano porte que serve para testar a eficiência de AGCB proposto neste trabalho. Pode-se notar que o AG tradicional leva mais tempo computacional para encontrar a solução do problema, isso porque a cada iteração todos os indivíduos da população são modificados. De outro lado, o AGCB com HCVG empregado neste trabalho mostrou ser um algoritmo mais eficiente, já que encontrou a solução do planejamento para o sistema de 93 barras em um número de iterações e tempo de computo menor.

TABELA I
PARÂMETROS E RESULTADOS DO AGCB

Sistema	Tipo de planejamento	Parâmetros de controle do AGCB					Custo de investimento × 10 ⁶ US\$	Perdas (φ_{ij}) MW	Custo das perdas de potência × 10 ³ US\$/h	LPs	Tempo (min)
		k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)	k_{max}					
Garver 6 barras	Estático sem perdas	20	2	5	2	1	110.00	-	-	33	0.043
	Estático com perdas	20	5	5	2	10	130.00	29.51	1.813	67	0.050
	Multiestágio sem perdas	20	5	5	2	50	80.79	-	-	634	1.44
	Multiestágio com perdas	20	5	5	2	100	90.35	47.36	2.910	3,705	3.04
IEEE-24 barras	Estático sem perdas	20	2	5	2	1	152.00	-	-	41	0.045
	Estático com perdas	20	2	5	2	50	182.00	194.82	11.969	687	0.191
	Multiestágio sem perdas	20	2	5	2	100	220.28	-	-	5,025	3.48
46 barras	Multiestágio com perdas	100	5	10	5	600	254.01	450.43	27.674	43,911	13.31
	Estático sem perdas	20	2	5	2	11	72.87	-	-	248	0.113
	Estático com perdas	100	7	5	2	1000	78.78	712.66	43.786	6,577	5.28

TABELA II
COMPARAÇÃO COM OUTROS ARTIGOS PARA O SISTEMA GARVER CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA

Descrição	Este artigo	[45]	[43]	[44]	[17]
Custo × 10 ⁶ US\$	130.00	130.00	130.00	130.00	140.00
Configuração	$n_{2-3} = 1, n_{2-6} = 1$ $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	$n_{2-3} = 1, n_{3-5} = 1$ $n_{4-6} = 3$	$n_{2-6} = 3,$ $n_{3-5} = 2$	$n_{2-3} = 1, n_{2-6} = 1$ $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	$n_{2-6} = 2, n_{3-5} = 1$ $n_{4-6} = 2$
Corte de carga MW	0.00	0.00	-	0.00	0.00
PLs executados	67	-	-	-	-
Tempo	0.050 min	3.45min	-	-	-
Software	MatLab	MatLab	AMPL	-	GAMS

TABELA III
COMPARAÇÃO ENTRE O PERT ESTÁTICO E MULTIESTÁGIO COM E SEM PERDAS.

Descrição	Planejamento Estático		Planejamento Multiestágio	
	Sem Perdas	Com Perdas	Sem Perdas	Com Perdas
Custo × 10 ⁶ US \$	110.00	130.00	80.79	90.35
Configuração	$n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 1$	$n_{2-3} = 1, n_{2-6} = 1$ $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	$n_{4-6}^1 = 1, n_{3-5}^2 = 1$ $n_{4-6}^2 = 1, n_{4-6}^3 = 1$	$n_{4-6}^1 = 1, n_{2-6}^2 = 1$ $n_{3-5}^1 = 1, n_{2-3}^3 = 1$ $n_{4-6}^3 = 1$
Corte de carga MW	0.00	0.00	0.00	0.00
PLs executados	33	67	634	3,705
Tempo	0.043 min	0.050 min	1.44 min	3.04 min
Custo × 10 ⁶ US \$	152.00	182.00	220.286	254.01
Configuração	$n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2$ $n_{10-12} = 1, n_{14-16} = 1$	$n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2$ $n_{10-12} = 3, n_{14-16} = 1$ $n_{20-23} = 1$	$n_{6-10}^1 = 1, n_{7-8}^1 = 2$ $n_{10-12}^1 = 1, n_{11-13}^1 = 1$ $n_{4-6}^1 = 1, n_{20-23}^2 = 1$ $n_{1-5}^3 = 1 e n_{3-24}^3 = 1$	$n_{6-10}^1 = 1, n_{7-8}^2 = 2$ $n_{10-12}^1 = 1, n_{14-16} = 1$ $n_{20-23}^2 = 1, n_{9-12}^3 = 1$
Corte de carga MW	0.00	0.00	0.00	0.00
PLs executados	41	687	5,025	43,911
Tempo	0.045 min	0.191 min	3.48 min	13.31 min
Custo × 10 ⁶ US \$	72.87	78.78	-	-
Configuração	$n_{2-5} = 1, n_{13-20} = 1$ $n_{20-23} = 1, n_{20-21} = 2$ $n_{42-43} = 1, n_{46-6} = 1$ $n_{5-6} = 2$	$n_{18-20} = 1, n_{20-23} = 1$ $n_{20-21} = 2, n_{42-43} = 1$ $n_{14-15} = 1, n_{46-6} = 1$ $n_{5-6} = 2$	-	-
Corte de carga MW	0.00	0.00	-	-
PLs executados	248	6,577	-	-
Tempo	0.113 min	5.28min	-	-

TABELA IV
COMPARAÇÃO COM OUTRO ARTIGO PARA O SISTEMA IEEE-24 CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA

Descrição	Este artigo	[45]
Custo × 10 ⁶ US\$	182.00	188.00
Configuração	$n_{6-10} = 1,$ $n_{7-8} = 2,$ $n_{10-12} = 1,$ $n_{14-16} = 1,$ $n_{20-23} = 1$	$n_{6-10} = 1,$ $n_{7-8} = 2,$ $n_{14-16} = 1,$ $n_{10-12} = 1,$ $n_{6-17} = 1$
Corte de carga MW	0.00	0.00
PLs executados	653	-
Tempo	0.191 min	10.60min
Software	MatLab	MatLab

VII. CONCLUSÃO

Neste artigo foi apresentada uma metodologia para resolver o problema do PERT estático e multiestágio considerando as perdas de potência. Além disso, foi utilizado o AGCB para transformar o problema de PNLIM em um problema de PL, e também foi empregado o algoritmo heurístico construtivo de Villasana Garver HCVG para tornar factível as propostas do AGCB.

Os resultados obtidos pelo AGCB considerando as perdas de potência para os sistemas de IEEE-24 barras e sistema Sul brasileiro de 46 barras apresentam um custo de investimento menor que os reportados na literatura especializada, e para o sistema Garver de 6 barras o algoritmo encontrou o mesmo custo de investimento, mas com diferença no plano da expansão. De outro lado, o custo de investimento é ligeiramente maior quando são considerados as perdas de potência dentro do modelo matemático, que quando comparado

TABELA V
COMPARAÇÃO COM OUTROS ARTIGOS PARA O SISTEMA SUL BRASILEIRO
DE 46 BARRAS CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA

Descrição	Este artigo	[45]	[57]
Custo $\times 10^6$ US\$	78.78	89.18	101.69
Configuração	$n_{18-20} = 1,$	$n_{12-14} = 1,$	$n_{19-25} = 1,$
	$n_{20-23} = 1,$	$n_{42-43} = 1$	$n_{24-25} = 1,$
	$n_{20-21} = 2,$	$n_{18-20} = 1,$	$n_{20-21} = 1,$
	$n_{42-43} = 1,$	$n_{46-6} = 1,$	$n_{42-43} = 1,$
	$n_{14-15} = 1,$	$n_{20-23} = 1,$	$n_{46-6} = 1,$
	$n_{46-6} = 1,$	$n_{5-6} = 2,$	$n_{31-32} = 1,$
	$n_{5-6} = 2$	$n_{20-21} = 3,$	$n_{5-6} = 2$
Corte de carga MW	0.00	0.00	-
PLs executados	6.577	-	-
Tempo	5.28 min	26.53min	-
Software	MatLab	MatLab	-

com o modelo matemático sem perdas de potência. Porém, o modelo considerando as perdas está mais próximo do que acontece na vida real nos sistemas elétricos.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Capes pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

- I. J. Silva, M. J. Rider, R. Romero, and C. A. Murari, "Genetic algorithm of chu and beasley for static and multistage transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006.
- A. H. Escobar, R. A. Gallego, and R. Romero, "Multistage and co-ordinated planning of the expansion of transmission systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 735–744, 2004.
- L. A. Gallego, L. P. Garcés, M. Rahmani, and R. A. Romero, "High-performance hybrid genetic algorithm to solve transmission network expansion planning," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 11, no. 5, pp. 1111–1118, 2017.
- R. R. Gallego Romero, A. Monticelli, "Transmission system expansion planning by extended genetic algorithm," in *Proc. Inst. Elect. Eng.—Generation, Transmission, and Distribution*, vol. 145, pp. 329–335, 1998.
- N. D. H. George A. Orfanos Pavlos S. Georgilakis, "Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration," *IEEE transaction on power systems*, vol. 28, pp. 1355–1362, 2013.
- A. H. Dominguez, L. H. Macedo, A. H. Escobar, and R. Romero, "Multistage security-constrained HVAC/HVDC transmission expansion planning with a reduced search space," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4805–4817, 2017.
- R. Romero, M. J. Rider, and I. d. J. Silva, "A metaheuristic to solve the transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 2289–2291, 2007.
- R. A. Lumbreras S., "How to solve the transmission expansion planning problem faster: acceleration techniques applied to Benders' decomposition," *IET Gener. Transm. Distrib.*, no. 10, pp. 2351–2359, 2016.
- S. Lumbreras and A. Ramos, "Transmission expansion planning using an efficient version of Benders' decomposition. a case study," in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–7.
- S. Dehghan, H. Saboori, A. Kazemi, and S. Jadid, "Transmission network expansion planning using a DEA-based Benders decomposition," *2010 18th Iranian Conference on Electrical Engineering*, pp. 955–960, 2010.
- O. F. da Silva Gomes, "Dynamic and static transmission network expansion planning via harmony search and branch and bound on a hybrid algorithm," in *EPIA conference on artificial intelligence*, pp. 271–282, 2017.
- E. N. Asada, E. Carreno, R. Romero, and A. V. Garcia, "A branch-and-bound algorithm for the multi-stage transmission expansion planning," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, 2005, pp. 171–176 Vol. 1.
- S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, and R. Romero, "Specialised branch-and-bound algorithm for transmission network expansion planning," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 5, pp. 482–488, 2001.
- L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688–1697, sep 1970.
- R. Villasana, L. L. Garver, and S. J. Salon, "Transmission network planning using linear programming," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-5, no. 2, pp. 36–37, 1985.
- S. L. Gbadamosi, N. I. Nwulu, and U. Damisa, "Impact of power losses on optimal expansion planning using quadratic programming," *2019 IEEE 6th International Conference on Engineering Technologies and Applied Sciences (ICETAS)*, pp. 1–4, 2019.
- N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo, "Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1070–1077, 2003.
- Z. Hamouz and A. Al-Faraj, "Transmission expansion planning using nonlinear programming," *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 1, pp. 50 – 55 vol.1, 11 2002.
- R. M. Tejada D., López-Lezama J.M., "Transmission network expansion planning considering repowering and reconfiguration," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, no. 69, pp. 213–221, 2015.
- S. Manrique, A. A. Kida, A. Alvarez, and L. Gallego, "Algoritmos heurísticos aplicados ao planejamento de redes de transmissão," *XLVII SBPO Simposio brasileiro de pesquisa de operacao*, 2015.
- R. Romero, A. Monticelli, A. Garcia, and S. Haffner, "Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 149, pp. 27 – 36, 02 2002.
- Z. Wu, X. Du, W. Gu, X. Zhang, and J. Li, "Automatic selection method for candidate lines in transmission expansion planning," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 11 605–11 613, 2018.
- I. Mendonça, I. Junior, B. Dias, and A. Marcato, "Identification of relevant routes for static expansion planning of electric power transmission systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 140, 05 2016.
- P. C. Chu and J. E. Beasley, "A genetic algorithm for the generalised assignment problem," *Computers & Operations Research*, vol. 24, no. 1, pp. 17–23, 1997.
- I. F. Prado and L. P. Garces, "Chu-Beasley genetic algorithm applied to the allocation of distributed generation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 2013.
- Z. Hamouz, A. Mantawy, H. Al-Duwaish, I. El-Amin, and A. Al-Faraj, "Transmission expansion planning based on tabu search algorithm," *Proceedings of the 16th European Conference on Artificial Intelligence*, 2004.
- A. M. L. da Silva, L. A. da Fonseca Manso, L. C. de Resende, and L. S. Rezende, "Tabu search applied to transmission expansion planning considering losses and interruption costs," *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1–7, 2008.
- R. Romero, R. A. Gallego, and A. Monticelli, "Transmission system expansion planning by simulated annealing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 364–369, 1996.
- R. A. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero, "Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 3, pp. 329–335, 1998.
- S. P. Leeprechanon N P. Limsakul, "Optimal transmission expansion planning using ant colony optimization," *Journal of Sustainable Energy & Environment*, vol. 1, pp. 71–76, 2010.
- F. Martínez-Álvarez, G. Cortés, J. Torres, D. Gutiérrez-Avilés, L. Melgar-García, R. Pérez-Chacón, C. Rubio-Escudero, J. Riquelme, and A. Troncoso, "Coronavirus optimization algorithm: A bioinspired metaheuristic based on the COVID-19 propagation model," *University of Seville ES- 41012, Seville Spain*, 03 2020.
- M. Rahmani, R. A. Romero, M. J. Rider, and M. Paredes, "Domain reduction using GRASP construction phase for transmission expansion planning problem," *European Conference on Evolutionary Computation in Combinatorial Optimization*, pp. 87–98, 2012.
- Hiroyuki Mori and Kojiro Shimomugi, "Transmission network expansion planning with scatter search," *2007 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, pp. 3749–3754, 2007.
- A. Escobar Zuluaga, R. Gallego, and E. Toro, "Path-Relinking algorithm applied to transmission system expansion planning problem," *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, pp. 185–195, 06 2010.
- S. L. de Sena Taglialenha and R. A. R. Lázaro, "Electric transmission network expansion planning with the metaheuristic variable neighbourhood search," in *Metaheuristics in Bioenergy Supply Chain Design*. IntechOpen, 2019.

[36] P. Maghoul, S. H. Hosseini, M. O. Buygi, and M. Shahidehpour, "A multi-objective framework for transmission expansion planning in deregulated environments," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 1051–1061, 2009.

[37] F. Ugranli and E. Karatepe, "Multi-objective transmission expansion planning considering minimization of curtailed wind energy," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, 02 2015.

[38] H. Mori and Y. Iimura, "Transmission network expansion planning with a hybrid meta-heuristic method of parallel tabu search and ordinal optimization," *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP*, pp. 1 – 6, 12 2007.

[39] M. Cortes-Carmona, R. Palma-Behnke, and O. Moya, "Transmission network expansion planning by a hybrid simulated annealing algorithm," *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1–7, 2009.

[40] L. Wong, "A review of transmission losses in planning studies," *California Energy Commission*, 2011.

[41] A. Dominguez, A. Escobar Zuluaga, and R. Gallego, "An mip model for the static transmission expansion planning problem including HVAC/HVDC links, security constraints and power losses with a reduced search space," *Electric Power Systems Research*, vol. 143, 11 2016.

[42] S. de la Torre, A. J. Conejo, and J. Contreras, "Transmission expansion planning in electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 238–248, 2008.

[43] H. Zhang, G. T. Heydt, V. Vittal, and J. Quintero, "An improved network model for transmission expansion planning considering reactive power and network losses," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3471–3479, 2013.

[44] E. J. de Oliveira, I. C. da Silva, J. L. R. Pereira, and S. Carneiro, "Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1616–1621, 2005.

[45] E. De Oliveira, C. Moraes, L. Oliveira, L. Honório, and R. Poubel, "Efficient hybrid algorithm for transmission expansion planning," *Electrical Engineering*, vol. 100, no. 4, pp. 2765–2777, 2018.

[46] D. Z. Fitiwi, L. Olmos, M. Rivier, F. Cuadra, and I. J. Pérez-Arriaga, "Finding a representative network losses model for large-scale transmission expansion planning with renewable energy sources," *Energy*, vol. 101, pp. 343–358, 2016.

[47] L. Gallego, L. Garcés, and J. Contreras, "Optimal placement of series capacitive compensation in transmission network expansion planning," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 31, 11 2019.

[48] A. J. Monticelli, *Fluxo de carga em Redes de energia elétrica*. Editora Edgar Bucher Ltda., 1983.

[49] J. Grainger, W. Stevenson, and C. Sousa, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill Interamericana, 1995.

[50] A. Kazemi, S. Jalilzadeh, M. Mahdavi, and H. Haddadian, "Genetic algorithm-based investigation of load growth factor effect on the network loss in tnep," in *2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, 2008, pp. 764–769.

[51] M. Rahmani, G. Vinasco, M. J. Rider, R. Romero, and P. M. Pardalos, "Multistage transmission expansion planning considering fixed series compensation allocation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3795–3805, 2013.

[52] A. H. Domínguez, A. Escobar Z., and R. A. Gallego, "Transmission expansion planning considering conductor proposals with different wire size and technology," *2014 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T D-LA)*, pp. 1–6, 2014.

[53] S. Haffner, "O planejamento da expansão dos sistemas elétricos no contexto de um ambiente competitivo," *Ph.D. dissertation, UNICAMP, Campinas, SP, Brazil*, 2000.

[54] I. M. de Mendonça, "O planejamento da expansão dos sistemas elétricos no contexto de um ambiente competitivo," *Ph.D. dissertation, UFJF, Brazil*, 2016.

[55] T. Haryono *et al.*, "Novel binary pso algorithm based optimization of transmission expansion planning considering power losses," *MS&E*, vol. 128, no. 1, p. 012023, 2016.

[56] T. Sum-Im, G. A. Taylor, M. R. Irving, and Y. H. Song, "Differential evolution algorithm for static and multistage transmission expansion planning," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 3, no. 4, pp. 365–384, 2009.

[57] M. J. Rider, L. A. Gallego, R. Romero, and A. V. Garcia, "Heuristic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning," *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–7, 2007.



clássicos, algoritmos heurísticos e metaheurísticos.

Dany H. Huanca possui graduação em Ingeniería Mecánica Eléctrica - Universidad Nacional del Altiplano - Puno (2016). Atualmente é discente e pesquisador de mestrado no departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina - Paraná - Brasil. Tem experiência nas áreas de geração, planejamento de sistemas de transmissão, atuando principalmente nos seguintes temas: otimização de sistemas elétricos, compensação capacitiva série CCS em linhas de transmissão, fluxo de potência, fluxo de potência ótimo, métodos



probabilístico, fluxo de potência ótimo, método de pontos interiores, redes neurais, proteções de sistemas elétricos, algoritmos metaheurísticos.

Luis A. Gallego P possui graduação em engenharia Elétrica (2001) e mestrado em Engenharia Elétrica (2003) pela Universidad Tecnológica de Pereira - Colômbia, doutorado em Engenharia Elétrica pela UNESP-FEIS (2009). Atualmente, é professor no departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina - Paraná - Brasil. Tem experiência nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: otimização de sistemas elétricos, fluxo de potência, fluxo de potência probabilístico, fluxo de potência ótimo, método de pontos interiores, redes neurais, proteções de sistemas elétricos, algoritmos metaheurísticos.