

## **DESPACHO ÓTIMO DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Benvindo Rodrigues Pereira Junior**

Escola de Engenharia de São Carlos - EESC - USP  
São Carlos - São Paulo  
brpjunior@gmail.com

**José Roberto Sanches Mantovani**

Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - FEIS - UNESP  
Ilha Solteira - São Paulo  
mant@dee.feis.unesp.br

**Geraldo Roberto Martins da Costa**

Escola de Engenharia de São Carlos - EESC - USP  
São Carlos - São Paulo  
geraldo@sc.usp.br

### **RESUMO**

Neste trabalho propõe-se um modelo de fluxo de potencia ótimo, que pode ser aplicado como uma ferramenta auxiliar no problema de planejamento da expansão de curto prazo de sistemas de distribuição. O modelo de fluxo de potencia ótimo proposto é capaz de fornecer quais são os tipos de bancos de capacitores fixos e chaveados a serem instalados, o esquema de controle dos bancos de capacitores chaveados e o despacho de potência ativa e reativa dos geradores distribuídos considerando diferentes cenários de operação para o sistema de distribuição. O modelo proposto é resolvido através de um algoritmo genético de Chu-Beasley especializado. Resultados obtidos através do modelo e técnica de solução propostos são apresentados para um sistema clássico da literatura.

**PALAVRAS CHAVE.** Fluxo de potência ótimo, Otimização, Sistemas de distribuição.

### **ABSTRACT**

In this paper we propose a optimal power flow model, which can be applied as an auxiliary tool in the short-term planning expansion problem of distribution systems. The proposed optimal power flow model is able to provide the types of fixed and switched capacitor banks to be installed, the control scheme of switched capacitor banks and the active and reactive power dispatches of the distributed generators, considering different load levels for the distribution system. The proposed model is solved using a Chu-Beasley genetic algorithm. Results obtained with the model and solution technique are presented for a classical system of the literature.

**KEYWORDS.** Optmal power flow, Optimization, Distribution systems.

## Nomenclatura

### Variáveis Binárias

- $x_{fc}^{c,i}$  Decisão de instalar (1) ou não (0) um banco de capacitor fixo do tipo  $c$  na barra  $i$ ;
- $x_{osc}^{i,l}$  Decisão de operar (1) ou não (0) o banco de capacitor chaveado do tipo  $c$  instalado na barra  $i$  no nível de carregamento  $l$ .
- $x_{sc}^{c,i}$  Decisão de instalar (1) ou não (0) um banco de capacitor chaveado do tipo  $c$  na barra  $i$ .

### Custos

- $BCc_{fc}^c$  Custo de instalação de uma banco de capacitor fixo do tipo  $c$ ;
- $BCc_{sc}^c$  Custo de instalação de uma banco de capacitor chaveado do tipo  $c$ ;
- $Kg_l$  Custo de produção de energia do GD no nível de carregamento  $l$ ; in \$/MAh;
- $Ks_l$  Custo de da energia comprada através da subestação no nível de carregamento  $l$ ; in \$/MWh.

### Variáveis Contínuas

- $I_{ij,l,p}$  Corrente no ramo  $ij$  no carregamento  $l$ ;
- $P_{GD}^{g,l}$  Potência ativa gerada pelo GD  $g$  instalado no sistema no carregamento  $l$ , em MW;
- $P_i^l(V, \theta)$  Injeção de potência ativa na barra  $i$  no carregamento  $l$ ;
- $P_l^{SS}$  Potência ativa injetada no sistema pela subestação no carregamento  $l$ , in MW;
- $PG_i^l$  Potência ativa gerada na barra  $i$  no carregamento  $l$ , em MW;
- $Q_{GD}^{g,l}$  Potência reativa gerada pelo GD  $g$  instalado no sistema no carregamento  $l$ , em MVar;
- $Q_i^l(V, \theta)$  Injeção de potência reativa na barra  $i$  no carregamento  $l$ ;
- $Q_l^{SS}$  Potência reativa injetada no sistema pela subestação no carregamento  $l$ , in MW;
- $QG_i^l$  Potência reativa gerada na barra  $i$  no carregamento  $l$ , em MVar;
- $V_{i,l,p}$  Tensão na barra  $i$  no carregamento  $l$ .

### Parâmetros

- $\alpha^{ope}$  Fator de operação;
- $\varphi_c$  Ângulo do máximo fator de potência capacitivo;
- $\varphi_i$  Ângulo do máximo fator de potência indutivo;
- $I_{ij}^{max}$  Corrente máxima permitida no ramo  $ij$ ;
- $P_{GDmax}^g$  Limite máximo de potência ativa do GD do tipo  $g$  installed ; em MW;
- $P_{GDmin}^g$  Limite mínimo de potência ativa do GD do tipo  $g$ ; em MW;
- $PL_i^l$  Demanda de potência ativa na barra  $i$  no carregamento  $l$ , em MW;
- $Q_{GDmax}^g(P_{GD}^{g,l})$  Limite máximo de potência reativa, em função de  $P_{GD}^{g,l}$ , para um GD do tipo  $g$ ; in MVar;
- $Q_{GDmin}^g$  Limite mínimo de potência reativa do GD do tipo  $g$  ; em MVar;

$QC_{fc}^c$  Potência reativa do banco de capacitor fixo do tipo  $c$ , em kVAR ;

$QC_{max}$  Máxima injeção de potência reativa, em kVAR, pelos bancos de capacitores em uma barra específica;

$QC_{sc}^c$  Potência reativa do banco de capacitor chaveado do tipo  $c$ , em kVAR ;

$QL_i^l$  Demanda de potência ativa na barra  $i$  no carregamento  $l$ , em MVAR;

$S_{GD_{max}}^g$  Potência aparente máxima do GD do tipo  $g$ ; em MW;

$T_l$  Duração do carregamento  $l$ ; em horas;

$V_{max}$  Tensão máxima permitida no sistema;

$V_{min}$  Tensão mínima permitida no sistema.

### Conjuntos

$BC_f$  Conjunto de bancos de capacitores fixos disponíveis para serem instalados;

$BC_s$  Conjunto de bancos de capacitores chaveados disponíveis para serem instalados;

$nb$  Conjunto de barras do sistema;

$nl$  Conjunto de linhas do sistema;

$nlo$  Conjunto de níveis de carregamentos.

## 1. Introdução

Os sistemas de distribuição de energia elétrica veem se tornando tão complexos como os sistemas de transmissão em alta tensão, com fontes de geração distribuídas (GD) conectadas próximas às cargas, e sofisticado sistema de controle e proteção. Essa nova condição do sistema de distribuição altera sua característica de sistema passivo, onde as tensões e fluxos nas linhas dependiam unicamente das cargas conectadas à rede, para um sistema ativo onde as tensões e fluxos nas linhas passam a ser dependentes das cargas conectadas à rede e também das fontes de geração de energia. Desta forma, ferramentas que contemplem esta nova característica do sistema de distribuição devem ser desenvolvidas para auxiliar no seu planejamento e operação. Uma ferramenta muito conhecida e aplicada amplamente para estudos de sistemas de transmissão, o fluxo de potência ótimo (FPO) (Carpentier, 1962; Dommel e Tinney, 1968), pode ser empregada neste novo contexto dos sistemas de distribuição. O fluxo de potência ótimo (FPO) é uma ferramenta computacional para análise e planejamento de sistemas elétricos de potência que visa obter os ajustes das variáveis de controle, para condições otimizadas de operação da rede de energia elétrica (despacho de potências ativa e reativa, redução dos custos de operação, entre outras), atendendo a um conjunto de restrições físicas e operacionais dos equipamentos e da rede de transmissão (Lage, 2013). O problema de FPO tem sido extensivamente estudado e sua discussão é necessária no atual cenário competitivo dos mercados elétricos e redes de distribuição inteligentes (smart grids). No planejamento e operação dos sistemas de potência, segurança e confiabilidade são avaliadas através de uma série de programas computacionais, incluindo o FPO, cujo principal objetivo é determinar a operação ótima em regime permanente de um sistema de energia elétrica. O FPO pode ser modelado como um problema de Programação Não-Linear (PNL), no qual uma ou um conjunto de funções objetivo é minimizado, sujeitas ao cumprimento de um conjunto de restrições técnicas e econômicas. Sendo assim, o FPO também pode ser utilizado como ferramenta de planejamento e análise da operação de sistemas de distribuição produzindo resultados mais realistas.

Os bancos de capacitores (BCs) são dispositivos amplamente utilizados devido a sua eficiência na compensação de reativos, e quando instalados de forma otimizada na rede de distribuição proporcionam a redução das perdas no sistema, regulação da tensão e retorno financeiro para as empresas distribuidoras (Baran e Wu, 1989; Milosevic e Begovic, 2004; Souza, et al. 2004). Alguns dos benefícios alcançados pelos BCs também são obtidos pelo despacho de potências ativa e reativa dos GDs, sendo necessária uma avaliação mais completa do problema, a qual pode ser alcançada através do FPO.

No presente trabalho propõe-se um modelo de FPO para sistemas de distribuição de energia elétrica, que pode dentre outras aplicações de análise e planejamento, ser usado para auxiliar no problema de alocação de banco de capacitores em sistemas de distribuição com GDs. Conhecidas as barras para a alocação dos bancos de capacitores, o modelo de FPO proposto neste trabalho é capaz de encontrar quais são os tipos de BCs fixos e chaveados a serem instalados, o esquema de controle dos BCs chaveados e o despacho de potência ativa e reativa dos GDs considerando diferentes carregamentos para o sistema. Considerar os diferentes carregamentos simultaneamente produz melhores resultados, pois pode-se considerar no modelo os tipos de bancos instalados, fixos ou chaveados, e suas respectivas potências considerando seus diferentes custos de instalação. Quando os carregamentos são analisados separadamente, ou seja, resolver um FPO para cada carregamento, não se obtém uma relação direta entre os custos dos bancos de capacitores e as necessidades reativas do sistema.

O modelo proposto é resolvido através de um algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) (Chu e Beasley, 1997), uma técnica muito eficiente para a solução de complexos problemas combinatoriais. Além dessa seção introdutória o presente trabalho é dividido da seguinte forma: na seção 2 apresenta-se a formulação matemática para o problema de FPO considerando custos de instalação de bancos de capacitores e custos de compra de energia; AGCB especializado para a solução do modelo proposto é apresentado na seção 3; na seção 4 são apresentados resultados para um sistema clássico da literatura; e finalmente breves conclusões sobre o trabalho são apresentadas na seção 5.

## 2. Modelo Matemático

O problema de FPO para sistemas de distribuição considerando custos de geração e custos de instalação de banco de capacitores as variáveis a serem determinadas são: os despachos de potência ativa e reativa dos geradores instalados no sistema (contínuas); os tipos dos bancos de capacitores (discretas) bem como seus esquemas de operação. No desenvolvimento do modelo as seguintes hipóteses são consideradas:

- Os bancos de capacitores chaveados injetam (ligados), ou não (desligados), toda a sua potência reativa;
- $l$  níveis de carregamento são considerados no modelo, afim de encontrar a melhor combinação de banco capacitores fixos e chaveados considerando os diferentes custos de instalação;
- Os geradores são despacháveis e podem gerar potência reativa e o controle de injeção de potência reativa é realizado através do fator de potência (FP) do GD.

Sendo assim, neste artigo o problema de FPO é modelado com um problema de programação não linear inteiro misto onde a função objetivo é dada pela seguinte equação:

$$\min \sum_{i \in NBC} \left( \sum_{c \in BC_f} BC c_{fc}^c . x_{fc}^{c,i} + \sum_{c \in BC_s} BC c_{sc}^c . x_{sc}^{c,i} \right) + \sum_{l \in nlo} \left( P_l^{SS} . T_l . K_{sl} + \sum_{g \in GDin} \sqrt{P_{GD}^{g,l}{}^2 + Q_{GD}^{g,l}{}^2} . T_l . K_{gl} \right) . \alpha^{ope} \quad (1)$$

A função objetivo (1) representa o custo de instalação dos BCs bem como o valor referente à aquisição de energia, seja ela através dos GDs ( $\sqrt{P_{GD}^{g,l 2} + Q_{GD}^{g,l 2}}$ ) ou através da subestação ( $P_l^{SS}$ ).

O conjunto de restrições de igualdade é formado pelas equações de balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema para os  $l$  níveis de carregamento do sistema. As equações de balanço são descritas nas eqs.(2) e (3).

$$PG_i^l - PL_i^l - P_i^l(\theta, V) = 0 \quad \forall : i \in nb, l \in nlo \quad (2)$$

$$QG_i^l + \sum_{c \in BC_f} QC_{fc}^c \cdot x_{fc}^{c,i} + \sum_{c \in BC_s} QC_{sc}^c \cdot x_{osc}^{c,i,l} - QL_i^l - Q_i^l(\theta, V) = 0 \quad \forall : i \in nb, l \in nlo \quad (3)$$

O conjunto de restrições de desigualdade é formado pelas seguintes equações:

$$\sum_{c \in BC_f} QC_{fc}^c \cdot x_{fc}^{c,i} + \sum_{c \in BC_s} QC_{sc}^c \cdot x_{osc}^{c,i,l} \leq QC^{max} \quad \forall : i \in nb, l \in nlo \quad (4)$$

$$P_{GD_{min}}^g \leq P_{GD}^{g,l} \leq P_{GD_{max}}^g \quad \forall : g \in GD_{in}, l \in nlo \quad (5)$$

$$Q_{GD_{min}}^g \leq Q_{GD}^{g,l} \leq Q_{GD_{max}}^g (P_{GD}^{g,l}) \quad \forall : g \in GD_{in}, l \in nlo \quad (6)$$

$$\sqrt{P_{GD}^{g,l 2} + Q_{GD}^{g,l 2}} \leq S_{GD_{max}}^g \quad \forall : g \in GD_{in}, l \in nlo \quad (7)$$

$$P_{SS}^l, Q_{SS}^l \geq 0 \quad \forall : l \in nlo \quad (8)$$

$$V_{min} \leq V_{i,l} \leq V_{max} \quad \forall : i \in nb, l \in nlo \quad (9)$$

$$I_{ij,l} \leq I_{ij}^{max} \quad \forall : ij \in nl, l \in nlo \quad (10)$$

$$x_{osc}^{c,i,l} \leq x_{sc}^{c,i} \quad \forall : i \in nb, l \in nlo \quad (11)$$

$$x_{fc}^{c,i}, x_{sc}^{c,i}, x_{osc}^{c,i,l} \in \{0, 1\} \quad (12)$$

onde, (5-7) são limites de produção de potência ativa e reativa dos GDs, (8) garante que não haja fluxo reverso na subestação e (9) e (10) são os limites operacionais de tensão e corrente respectivamente.

Como o modelo trata a instalação de banco de capacitores, a restrição (4) limita a injeção de potencia reativa em uma barra específica da rede, consequentemente a quantidade de banco de capacitores instalados. A restrição (11) garante que um determinado tipo de banco de capacitor pode em operação em uma barra específica da rede apenas se ele estiver instalado. O conjunto de variáveis discretas é formado pela combinação dos tipos de banco de capacitores instalados em uma determinada barra, o qual é determinado pelas variáveis binárias  $x_{fc}^{c,i}$  e  $x_{sc}^{c,i}$ .

Os geradores síncronos (GS) são amplamente utilizados como geradores despacháveis e também podem ser empregados em turbinas eólicas, por esta razão sua modelagem no problema de FPO proposto neste trabalho é considerada detalhadamente. Considerando as eqs. (5-7), as

hipóteses apresentadas e a curva de capacidade dos GS a região de operação dos GDs é apresentada na figura 1. As equação de potência reativa dos GDs (6) é dada pelas seguintes equações:

- if  $0 \leq P_{GD}^{g,l} \leq P'$ :

$$-P_{GD}^{g,l} \cdot \tan \varphi_c \leq Q_{GD}^{g,l} \leq P_{GD}^{g,l} \cdot \tan \varphi_i \quad (13)$$

- if  $P' \leq P_{GD}^{g,l} \leq P''$ :

$$-P_{GD}^{g,l} \cdot \tan \varphi_c \leq Q_{GD}^{g,l} \leq \sqrt{S_{GDmax}^g{}^2 - P_{GD}^{g,l}{}^2} \quad (14)$$

- if  $P'' \leq P_{GD}^{g,l} \leq P'''$ :

$$-\sqrt{S_{GDmax}^g{}^2 - P_{GD}^{g,l}{}^2} \leq Q_{GD}^{g,l} \leq \sqrt{S_{GDmax}^g{}^2 - P_{GD}^{g,l}{}^2} \quad (15)$$

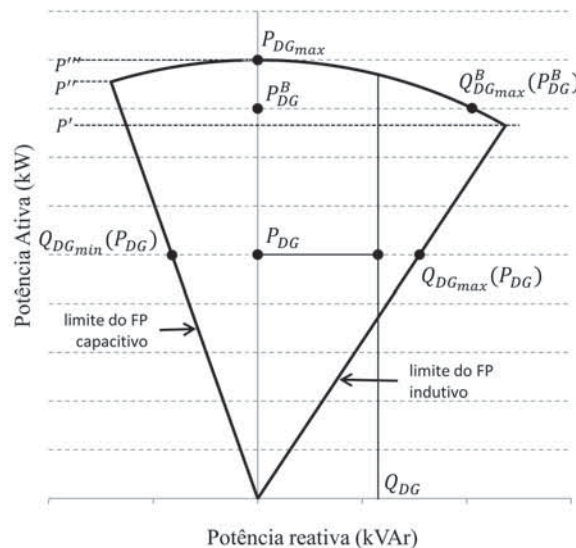


Figura 1: Região de operação dos GDs.

### 3. Técnica de Solução

Devido a grande flexibilidade das metaheurísticas, muitos trabalhos que aplicam este tipo de técnica na solução dos mais diversos problemas de FPO podem ser encontrados na literatura (Bakirtzis, et al., 2002; Dominguez, et al., 2002; AIRashidi, et al., 2007; Kumari e Maheswarapu, 2010). O presente trabalho propõe para a solução do modelo matemático descrito na seção 2 um algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) (Chu e Beasley, 1997). Os AG exigem uma representação adequada das possíveis soluções do problema (codificação), com vista a representar pelo menos as variáveis de controle do problema. A codificação deve ser permitir avaliar com precisão e rapidez a função objetivo ou seu valor equivalente (*fitness value*), aplicar uma estratégia de seleção e encontrar mecanismos adequados para a implementação dos operadores recombinação e mutação. O AGCB se diferencia do AG tradicional pelas seguintes características:

- As inactivilidades são tratadas de maneira diferenciada. No AG as inactivilidades são incorporadas à função *fitness* através de técnicas de penalização, enquanto no AGCB são armazenadas separadamente da função objetivo e são utilizadas apenas no processo de substituição de elementos da população;
- No AG a cada geração toda a população ou a maioria dos elementos (técnicas de elitismo) é substituída, enquanto no AGCB apenas um indivíduo da população é substituído a cada geração;
- A cada geração, apenas um indivíduo é gerado através dos operadores genéticos. Este indivíduo é submetido a uma melhoria local com a finalidade de reduzir o valor das inactivilidades ou melhorar a qualidade da função objetivo;
- Para que o novo indivíduo faça parte da população ele deve cumprir alguns critérios: ser diferente de todos os indivíduos da população e ser melhor que um indivíduo da população. Se o novo indivíduo for inactível ele pode substituir apenas um indivíduo mais inactível, caso contrário, ou seja se ele for factível ele pode substituir um indivíduo inactível ou um indivíduo factível de pior qualidade. Como resultado dessa estratégia, sistematicamente, a população corrente converge para uma população com todos os elementos factíveis e diferentes mantendo a diversidade da população.

### 3.1. Codificação

A proposta de codificação deste trabalho utiliza base decimal. As magnitudes dos valores da potência ativa e do FP dos GDs são discretizados com passos bem pequenos, fazendo com que o resultado final seja preciso e confiável (Bakirtzis, et al.,2002). A codificação proposta é ilustrada na figura 2

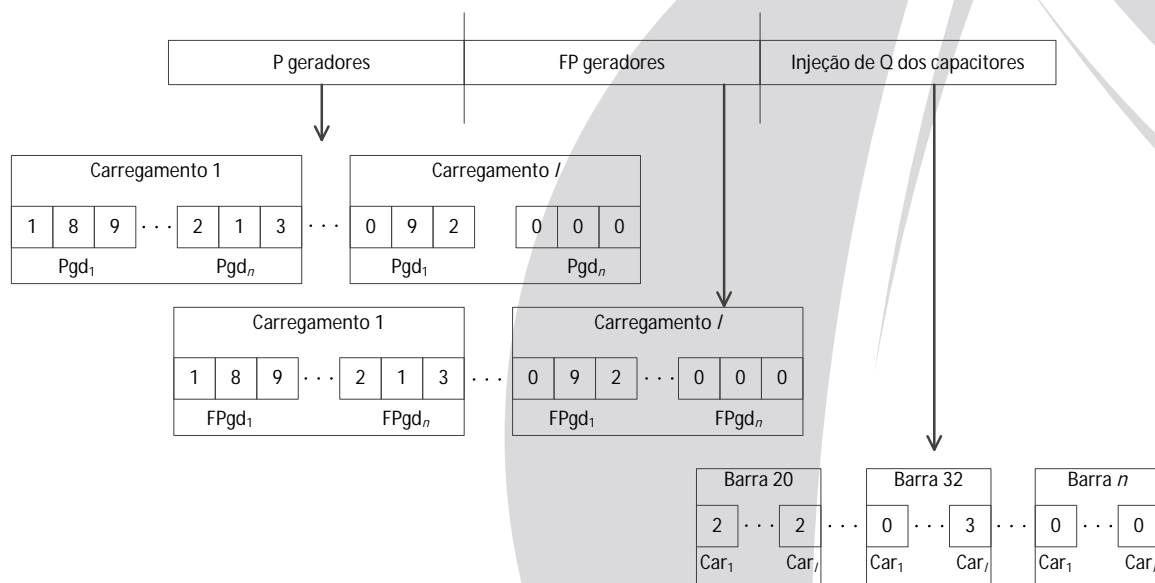


Figura 2: Codificação.

A codificação proposta possui três subconjuntos: potência ativa, potência reativa e capacitores. Para cada gerador considerando-se  $l$  níveis de carregamentos da rede, em cada um destes níveis o valor de potência ativa é codificado por três posições do vetor codificação, sendo possível gerar 999 valores de potência ativa para cada gerador. O valor real do despacho de potência ativa de cada gerador é obtido pela seguinte equação:

$$P_{GD}^{g,l} = (P_{GD_{max}}^g - P_{GD_{min}}^g) \cdot \frac{\text{nun\_int\_codificado}}{999} \quad (16)$$

De maneira análoga, o valor do FP de cada gerador também é codificado em três posições do vetor codificação, entretanto limitou-se em 200 o número de possíveis valores para o FD, pois o intervalo a ser codificado neste caso é bem menor que o intervalo de potência ativa. Assim o valor real do FP de cada gerador é obtido pela seguinte equação:

$$FP_{GD}^{g,l} = (FP_{max}^g - FP_{min}^g) \cdot \frac{\text{nun\_int\_codificado}}{200} \quad (17)$$

Vale ressaltar que o valor de  $FP_{GD}^{g,l}$  está condicionado às equações de potência do gerador (eqs. 5-7), sendo assim, o valor final desta variável deve respeitar os limites operacionais do gerador. Para um determinado valor Valor de  $P_{GD}^{g,l}$  existe um valor  $FP_{GD_{max}}$  e consequentemente um valor de  $Q_{GD_{max}}$ , portanto caso o valor de  $FP_{GD}^{g,l}$  seja maior que  $FP_{GD_{max}}$ , o valor de  $FP_{GD}^{g,l}$  passa a ser  $FP_{GD_{max}}$ .

A codificação referente aos bancos de capacitores representa o número de módulos instalados. Considera-se que os bancos de capacitores são múltiplos de 300 KVAR, sendo assim em uma posição codificada com o número 2 representa um banco de 600 kVAR. Com esta proposta de codificação torna-se muito simples verificar o tipo de banco de capacitores instalado em cada barra considerando os  $l$  níveis de carregamento. Exemplificando, onde existem três níveis de carregamento e o vetor codificação de banco de capacitores de uma determinada barra  $k$  é [2 2 3], verifica-se a partir desse conjunto de informações que existem instalados nessa barra  $k$  um banco de 600 kVAR fixo e um banco de 300 kVAR chaveado operando apenas no terceiro nível de carregamento.

A avaliação de cada proposta de solução codificada, é efetuada através de programa de cálculo de fluxo de potencia de varredura (Shirmohammadi, et al., 1988), que determina o estado de operação da rede e permite verificar as restrições do problema, viabilizando a avaliação da função objetivo e das infactibilidades para cada indivíduo.

### 3.2. Seleção, Operadores Genéticos e Melhoria Local

O operador seleção utilizado é o de seleção por torneio. No processo de seleção por torneio  $k$  indivíduos são selecionados aleatoriamente, dentre os quais o que apresenta melhor função objetivo é selecionado para gerar um novo indivíduo. O operador recombinação é o de único ponto como o apresentado em (Pereira Junior, 2007). O operador mutação consiste em alterar para mais ou para menos, considerando os limites da representação de cada posição do vetor, o valor de uma posição no vetor codificação. Como exemplo do operador mutação, seria alterar o número 1 de da representação da potência ativa de  $P_{gd_1}$  do carregamento 1 para 0 ou para 2.

Gerado o novo indivíduo, este passa por uma fase de melhoria local, onde pequenas modificações são efetuadas com a finalidade de reduzir os valores das infactibilidades ou melhorar o valor da função objetivo. A fase de melhoria local consiste em alterar para mais ou para menos o valor de cada posição do vetor codificação. Sendo assim, cada novo indivíduo na fase de melhoria local, difere do gerado a partir dos operadores genéticos em uma única posição.

### 3.3. Intensificação da busca no espaço de solução

Durante o processo iterativo, as alterações dos valores dos bancos de capacitores tornam-se expressivas, fazendo com que o AGCB tenha uma convergência prematura, ou seja, alterar estes valores sempre gera um indivíduo de pior qualidade.



Para resolver este problema de convergência prematura do algoritmo aplica-se um processo de intensificação no AGCB a cada  $j$  iterações. O processo consiste em selecionar o melhor indivíduo até a presente iteração e alterar os valores dos bancos de capacitores. Entretanto para cada alteração nos valores dos bancos de capacitores efetua-se uma busca para encontrar os valores mais adequados para a potência ativa e de FP dos geradores.

O processo de busca aplicado foi o de busca em vizinhança, em que os vizinhos são gerados a partir de uma solução da melhor solução encontrada até o momento. Estes vizinhos são gerados alterando-se os valores de injeção de potência ativa e FP dos GDs. Para cada um destes vizinhos avalia-se a função objetivo do problema e seleciona-se o melhor vizinho a partir do qual será gerada uma nova vizinhança. Este processo é repetido até que não ocorra melhora na função objetivo ou nos valores de inactibilidades. Na figura 3 ilustra-se o processo de intensificação proposto.

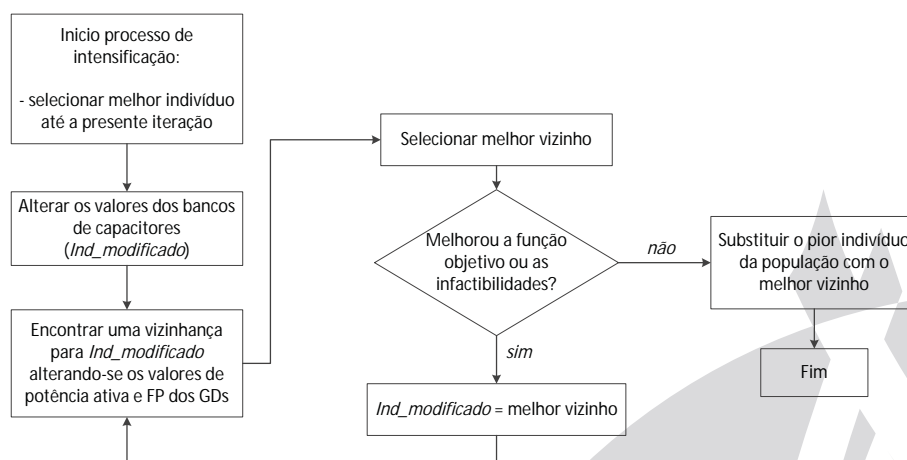


Figura 3: Processo de intensificação.

#### 4. Resultados

O sistema utilizado para a avaliação da metodologia proposta e implementada neste trabalho é o sistema clássico de 69 barras apresentado em (BARAN e WU, 1989), que opera com uma tensão nominal de 12,66 kV e possui uma demanda de 3802 kW e 2694 kVAr. A figura 4 ilustra a topologia do sistema bem como o local de caga equipamento.

Considera-se um período de planejamento de 4 anos e uma taxa de juros de 10% o fator de operação  $\alpha^{ope}$  é igual a 3,169. Três níveis de carregamento foram considerados nos testes e os dados de custo de energia, tempo de operação, fator de carregamento são apresentados na tabela 1. Os limites dos GDs instalados na rede são apresentados na tabela 2.

Tabela 1: Dados de operação

Nível carregamento	fc (%)	Tempo (h/ano)	Custo energia na SE (\$/MWh)	Custo produção GD (\$/MVAh)
Leve	70	2000	31,2	32,5
Nominal	83	5760	45,6	32,5
Pico	100	1000	57,7	32,5

Os bancos de capacitores fixos e chaveados disponíveis para serem instalados estão apresentados na tabela 3. A máxima potência reativa injetada em uma barra  $k$  específica por bancos de capacitores é de 1500 kVAr. Os limites de tensão para o sistema são 0,95 e 1,05 pu.

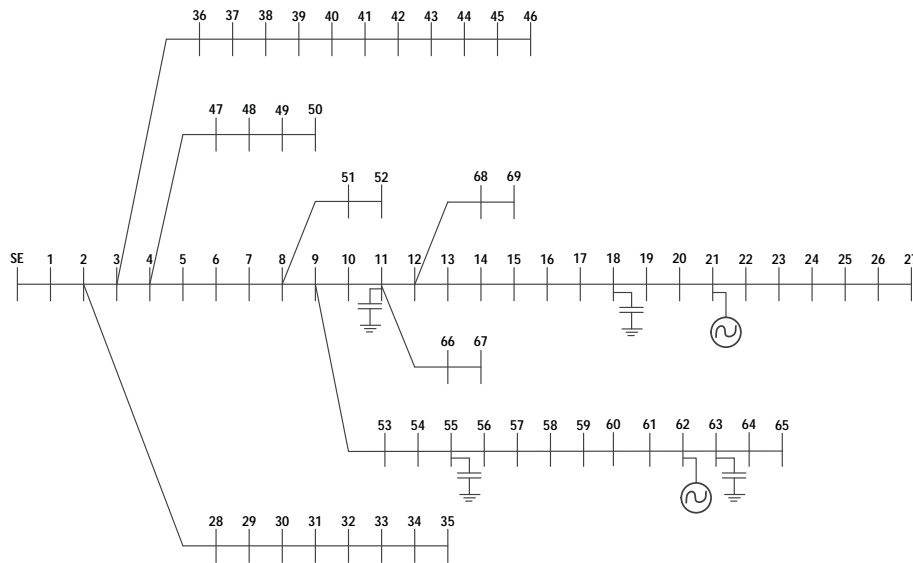


Figura 4: Processo de intensificação.

Tabela 2: Dados dos GDs

Potência	Min	Max
$P_{GD}^g (kW)$	0.0	500
$Q_{GD}^g (kVAr)$	FP=0,95 capacitivo	FP=0,85 indutivo

A melhor solução encontrada pelo algoritmo apresenta uma função objetivo no valor de \$ 3345,981.10<sup>3</sup> e propõe:

- instalação de um BC fixo 900 kVAr na barra 63;
- instalação de um BC fixo 300 kVAr na barra 18;
- os despachos de potência dos geradores nos diferentes níveis de carregamentos são apresentados na tabela 4.

As barras 55 e 11 são candidatas à instalação de BCs, entretanto a solução obtida pela metodologia proposta não propõe instalar BCs nestas barras. Com a finalidade de avaliar a eficiência do AGCB especializado e do modelo proposto na seção 2 na tabela 5 apresenta-se uma série de resultados considerando três grupos com de 150 simulações em cada um deles, onde se calculam a solução com função objetivo mínima, máxima, média, desvio padrão e tempo médio computacional consumido para cada uma das simulações efetuadas.

Verifica-se através dos resultados apresentados na tabela 5 que a variação entre os valores máximo e mínimo nos três grupos de simulações é muito pequeno, em torno de 0,11%, e muito

Tabela 3: Dados dos bancos de capacitores

Tipo	Potência (kVAr)	Custos BC fixo (\$)	Custos BC Chaveado (\$)
1	300	3750,0	5950,0
2	600	5150,0	7650,0
3	900	6550,0	9550,0
4	1200	7500,0	10150,0
5	1500	8075,0	10950,0

Tabela 4: Despachos dos GDs - kW e kVAr.

Nível carregamento	GD barra 21	GD barra 62
Leve	0.0 + j0.00	328.28 + j0.00
Nominal	500.00 + j0.00	500.00 + j0.00
Pico	494.95 + j65.38	489.89 + j99.99

próximo nos três casos. Outra observação importante está relacionada ao tempo computacional, que devido à complexidade computacional do problema é baixo, mostrando que a metodologia proposta pode ser aplicada tanto para planejamento da expansão como da operação de sistemas de distribuição ativos. O AGCB foi implementado em FORTRAN e os testes foram efetuados em um computador com processador Intel Core i7, com 8 GB de RAM.

Na figura 5 são apresentados os perfis de tensão do sistema para os três níveis de carregamento destacando-se os pontos onde estão instalados os BCs e os GDs. Através da figura pode-se observar a influencia dos GDs sobre o perfil do sistema, pois a potência ativa e reativa injetada pelo GD instalado na barra 21, nos carregamentos nominal e de pico, aliviam os fluxos nos ramos desta região proporcionando um melhor perfil de tensão.

Tabela 5: Resultados dos grupos de simulações.

Grupo	Min ( $10^3$ )	Max ( $10^3$ )	Média ( $10^3$ )	$\sigma$	Tempo médio (s)*
1	3345,68	3349,34	3346,62	0,48	7,12
2	3345,68	3349,34	3346,62	0,53	7,04
3	3345,68	3348,68	3346,60	0,49	6,93

\* Tempo médio para simular um FPO.

## 5. Conclusões

Neste trabalho propõe-se um modelo de FPO, o qual pode ser aplicado como uma ferramenta auxiliar no problema de planejamento da expansão de curto prazo de sistemas de distribuição, com por exemplo no problema de alocação de banco de capacitores em sistemas de distribuição com GDs. O modelo de FPO proposto é capaz de fornecer quais são os tipos de BCs fixos e chaveados a serem instalados, o esquema de controle dos BCs chaveados e o despacho de potência ativa e reativa dos GDs considerando diferentes cenários de operação para o sistema de distribuição.

O modelo de PNLIM proposto é resolvido através de um AGCB o qual especializado foi aplicado a um sistema clássico da literatura. Os resultados apresentados na seção 4 demonstram através da pequena variação (0,11%) no valor da função objetivo das soluções encontradas e do baixo valor do desvio padrão ( $\sigma$ ) a eficiência e robustez da metodologia de solução proposta. Outros equipamentos que compõem o problema Volt/VAR, como os reguladores de tensão, podem ser incorporados neste modelo através de pequenas modificações no modelo e na técnica de solução propostos neste trabalho.

## Referências

AlRashidi, M. R., Dalhousie Univ., Halifax ; El-Hawary, M. E. (2007), Hybrid particle swarm optimization approach for solving the discrete OPF problem considering the valve loading effects, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22, 2030 - 2038.

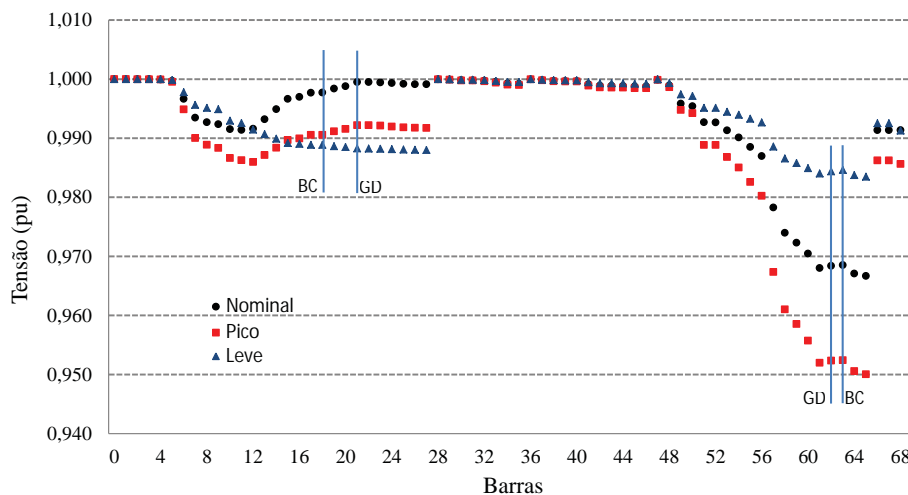


Figura 5: Perfil de tensão para os níveis de carregamento.

**Baran, M. e Wu, F.** (1989), Optimal capacitor placement on radial distribution systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4, 725-734.

**Bakirtzis, A., Biskas, P., Zoumas, C., Petridis, V.** (2002), Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, 17, 229-236.

**Carpentier, J.** (1962), Contribution a l'étude du dispatching économique, *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens*, 3, 431-447.

**Chu, P. e Beasley, J.** (1997), A genetic algorithm for the generalised assignment problem, *Computers & Operations Research*, 24, 17-23.

**Dominguez, J. A, Yusta, J. M. e Khodr, H.** (2002), Optimal power flow algorithm based on tabu search for meshed distribution networks, *14-th PSCC, 2002*, Sevilla, 2002.

**Dommel, H. W., Bonneville Power Administration e Tinney, W. F.** (1968), Optimal power flow solutions, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87, 1866 - 1876.

**Kumari, M. S., Maheswarapu, S.** (2010), Enhanced Genetic Algorithm based computation technique for multi-objective Optimal Power Flow solution, *IEEE Transactions on Power Systems*, 32, 736-742.

**Lage, G. G.**, *O fluxo de potência ótimo reativo com variáveis de controle discretas e restrições de atuação de dispositivos de controle de tensão*, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) EESC, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

**Milosevic, B. e Begovic, M.** (2004), Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19, 1360-1367.

**Pereira Junior, B. R.**, *Alocação otimizada de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica através de metaheurísticas multiobjetivo*, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) FEIS, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

**Shirmohammadi, D., Hong, H., Semlyen, A., Luo, G.** (1988), A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, 3, 753-762.

**Souza, B., Alves, H. N. e Ferreira, H. A.** (1988), Microgenetic algorithms and fuzzy logic applied to the optimal placement of capacitor banks in distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19, 942-947.