



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Câmpus de Ilha Solteira

RUBEN ERNESTO VILCHEZ LAZO

**HEURÍSTICA ESPECIALIZADA APLICADA NA ALOCAÇÃO ÓTIMA
DE BANCOS DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
RADIAL**

Ilha Solteira

2014



RUBEN ERNESTO VILCHEZ LAZO

**HEURÍSTICA ESPECIALIZADA APLICADA NA ALOCAÇÃO ÓTIMA
DE BANCOS DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
RADIAL**

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia - UNESP – Câmpus de Ilha
Solteira, para obtenção do título de Mestre
em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação

Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro
Orientador

Ilha Solteira

2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Vilchez Lazo, Ruben Ernesto .
V699h Heurística especializada aplicada na alocação ótima de bancos de
capacitores em sistemas de distribuição radial / Ruben Ernesto Vilchez
Lazo. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2014
107 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2014

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro
Inclui bibliografia

1. Alocação ótima de bancos de capacitores. 2. Sistemas de distribuição.
3. Algoritmo heurístico construtivo. 4. Busca em vizinhança variável
descendente.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA

FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

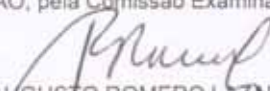
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Heurística especializada aplicada na alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radial

AUTOR: RUBEN ERNESTO VILCHEZ LAZO

ORIENTADOR: Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. SERGIO AZEVEDO DE OLIVEIRA

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. CARLOS ROBERTO MENDONÇA DA ROCHA

Centro de Engenharias e Ciências Exatas / Universidade Estadual do Oeste do Paraná

Data da realização: 20 de fevereiro de 2015.

À minha família pelo apoio incondicional.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, porque ele brindou-me a fortaleza que precisava para lutar, brindou-me a força de trabalho e a vontade em não me render.

À minha esposa Soledad, e às minhas filhas Angi e Ibis, que são minhas três estrelas brilhantes, a razão que me ajuda a seguir e que nunca duvidaram de mim. Elas motivaram o meu empenho e a minha dedicação neste trabalho e são meus pilares e as primeiras para dedicar este trabalho.

Meus pais, Felipe (†) e Raida, meus exemplos de vida. Eles me ensinaram que não é preciso ter tudo para se superar e à minha família, pois sei que eles estão muito orgulhosos por realizar este feito.

Ao professor Rubén Romero Lázaro pelo incentivo, apoio, paciência, confiança e sábias orientações para a realização deste trabalho.

Aos professores Marcos Rider F., Marina Lovarato, Roberto S. Mantovani e Antônio Padilha, pelas atenções, orientações e paciência.

À senhora Lucila Reynoso por seu altruísmo apoio incondicional e suas excelentes recomendações desde minha chegada

Aos meus amigos César R. e Nicolas Cortez, pela amizade, por suas críticas e sugestões na realização deste trabalho.

Aos meus companheiros da pós-graduação do DEE, especialmente aos membros e ex-membros do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE), cuja amizade foi um grande suporte.

Aos funcionários do DEE, do PPGEE, pela paciência e apoio.

Finalmente, agradeço a CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, pelo apoio financeiro no decorrer do mestrado.

.

RESUMO

Neste trabalho propõe-se uma heurística especializada para a alocação ótima de bancos de capacitores para os sistemas de distribuição radiais, cujo objetivo é minimizar os custos devido às perdas de energia, sujeitas a certas restrições operativas do sistema elétrico de distribuição. Para realizar este objetivo foram desenvolvidos os seguintes tópicos: Um algoritmo heurístico construtivo, que tem como atividade principal a alocação de bancos de capacitores nas barras com demanda de potências reativas maiores e também procura uma solução inicial de minimização de custos das perdas de energia e uma metaheurística de busca em vizinhança variável descendente. Nessa metaheurística são implementadas estruturas de vizinhança adequadas para o problema de alocação de bancos de capacitores nas barras do sistema elétrico.

A heurística especializada tem um novo conceito para a alocação ótima de bancos de capacitores ao desenvolver uma ferramenta amigável e poderosa de otimização no desenvolvimento de modelos matemáticos para os problemas de programação não linear inteiro misto. A heurística especializada foi implementada em linguagem de programação Fortran 90 e foram realizadas simulações com sistemas de distribuição radial de 33, 70 e 202 barras. Os resultados foram comparados com pesquisas que realizaram testes com esses sistemas elétricos. Assim, foi verificado um bom desempenho do algoritmo, pois gera soluções de boa qualidade atendendo a todas as restrições físicas e operacionais do problema.

Palavras Chaves – Alocação ótima de bancos de capacitores. Sistemas de distribuição. Algoritmo heurístico construtivo. Busca em vizinhança variável descendente.

ABSTRACT

In this work we propose a specialized heuristic algorithm for optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems, whose goal is to minimize costs due to energy losses, subject to some operational restrictions of the electric distribution system. To accomplish this goal the following subjects were developed: A constructive heuristic algorithm, which has as primary task the allocation of capacitor banks in buses with the most high-demand for reactive power and also search for an initial solution to minimize energy losses costs and a meta-heuristic which uses variable neighborhood descent search, in which we implemented appropriate neighborhood structures for the allocation problem of capacitor banks in electric system buses.

The specialized heuristic uses a new concept for the optimal allocation of capacitor banks to develop a powerful and user-friendly optimization tool for the development of mathematical models for mixed integer nonlinear programming problems. The specialized heuristic was implemented in the programming language Fortran 90 and simulations were performed with radial distribution systems of 33, 70 and 202 buses. The results were compared with other research works that also tested with these electrical systems. Thus, it was verified that the algorithm has a good performance because it generates good quality solutions meeting all the physical and operational constraints of the problem.

Keywords: Optimal allocation of capacitor banks. Radial distribution systems. Constructive heuristic algorithm. Variable neighborhood descent search.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Instalação de bancos de capacitores	22
Figura 2 - Representação de duas barras em um sistema de distribuição	55
Figura 3 - Sistema de 14 barras antes da ordenação das barras.	58
Figura 4 - Sistema de 14 barras após da ordenação das barras.	58
Figura 5 - Algoritmo da heurística especializa para a AOBC.	63
Figura 6 - Algoritmo para a) aumentar um BCs e transferir b) BCs à uma barra superior.	64
Figura 7 - Algoritmo para a) retirar BCs e transferir b) BCs à barra uma barra inferior.	65
Figura 8 - Sistema de distribuição de 34 barras.	67
Figura 9 – Magnitude de tensão do sistema de 34 barras – demanda alta.	67
Figura 10 - Magnitude de tensão do sistema de 34 barras – demanda média.	67
Figura 11 - Magnitude de tensão do sistema de 34 barras – demanda baixa.	68
Figura 12- Sistema de distribuição de 70 barras.	70
Figura 13– Magnitude de tensão do sistema de 70 barras – demanda alta.	71
Figura 14– Magnitude de tensão do sistema de 70 barras – demanda média	71
Figura 15– Magnitude de tensão do sistema de 70 barras – demanda baixa	71
Figura 16 - Sistema de distribuição de 202 barras.	74
Figura 17– Magnitude de tensão do sistema de 202 barras – demanda alta.	75
Figura 18– Magnitude de tensão do sistema de 202 barras – demanda média.	75
Figura 19– Magnitude de tensão do sistema de 34 barras dos três métodos analisados.	78
Figura 20– Magnitude de Tensão do Sistema de 70 barras dos três métodos analisados.	81
Figura 21– Magnitude de tensão do sistema de 70 barras dos dois métodos analisados.	84
Figura 22 - Seleção de vizinhança de melhor qualidade.	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Identificação dos tipos de barras	53
Tabela 2- Resumo do sistema inicial de 34 barras.	68
Tabela 3- Resumo dos resultados após a AOBC no sistema de 34 barras	69
Tabela 4- Resumo dos custos da AOBC no sistema de 34 barras.	69
Tabela 5– Resumo do sistema inicial de 70 barras.	72
Tabela 6- Resumo dos resultados pós a AOBC no sistema de 70 barras.	72
Tabela 7- Resumo dos custos da AOBC no sistema de 70 barras.	73
Tabela 8- Resumo do sistema inicial de 202 barras.	75
Tabela 9- Resumo dos resultados após da AOBC sistema de 202 barras.	76
Tabela 10- Resumo dos custos do sistema de 202 barras.	77
Tabela 11- Resumo dos valores para AOBC com outros métodos para 34 barras.	78
Tabela 12- Resumo dos valores para AOBC com outros métodos para 70 barras	81
Tabela 13- Resumo dos valores para AOBC por MCSOIM e VNSD para 70 barras.	83
Tabela 14- Dados de sistema de distribuição de 10 barras.	91
Tabela 15- Resultados de fluxo de carga para SD 10 barras	91
Tabela 16 - Fase construtiva do AHC.	92
Tabela 17 - Adicionar um banco de capacitor.	93
Tabela 18 - Retirar um banco de capacitor.	93
Tabela 19 - Transferir um banco pala barra inferior.	94
Tabela 20 - Transferir um banco pala barra superior.	94
Tabela 21 – Dados de barra.	96
Tabela 22 – Dados de circuito.	96
Tabela 23 – Dados de barra.	97
Tabela 24 – Dados de circuito.	98
Tabela 25 – Dados de barra.	99
Tabela 26 – Dados de circuito.	102
Tabela 27 – Dados de barra.	105
Tabela 28 – Dados de circuito.	106

LISTA DE ABREVIATURAS

ABC	Alocação de bancos de capacitores
AOBC	Alocação ótima de bancos de capacitores
AG	Algoritmo genético
AHC	Algoritmo heurístico construtivo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCs	Banco de capacitores
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PAOBC	Problema de alocação ótima de bancos de capacitores
PLIM	Problema linear inteiro misto
PNLIM	Problema não linear inteiro misto
SD	Sistema de distribuição
SDH	<i>Search descendente heuristic</i>
SDEE	Sistema de distribuição de energia elétrica
VNS	Busca em vizinhança variável
VNSD	Busca em vizinhança variável descendente
VNSB	Busca em vizinhança variável básica
VNSG	Busca em vizinhança variável geral
VNSR	Busca em vizinhança variável reduzida
US\$	<i>United States Dollar</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

$I_{ij,d}$	Magnitude de corrente no circuito ij no nível de demanda d
$I_{\max}$	Magnitude de corrente máxima
I_{ij}	Magnitude de corrente no circuito i .
$P_{i,d}^S$	Potência ativa gerada pela subestação i no nível de demanda d
$P_{ij,d}$	Fluxo de potência ativa no circuito ij no nível de demanda .
P_{ij}	Fluxo de potência ativa no circuito ij
$Q_{i,d}^S$	Potência reativa gerada pela subestação i no nível de demanda d
$Q_{ij,d}$	Fluxo de potência reativa no circuito ij no nível de demanda d
Q_{ij}	Fluxo de potência reativa no circuito ij
$V_{i,d}$	Magnitude de tensão no nó i no nível de demanda d
$n_{i,d}$	Número de módulos de capacitores operativos no nó i no nível de demanda d
n_i^{cp}	Número de módulos de capacitores operativos no nó i
q_i	Variável binária para alocação de um banco fixo ou chaveado no nó i
q_i^{sw}	Variável binária para alocação de um equipamento chaveado para módulos de capacitores no nó i
$\overline{n_b^{cp}}$	Número máximo de bancos de capacitores fixos ou chaveados que podem ser instalados no nó do sistema
$\overline{n^{cp}}$	Número máximo de bancos de capacitores fixos ou chaveados que podem ser adicionados no sistema
D_d	Número de horas em um ano do nível de demanda d (h)
$P_{i,d}^D$	Demanda de potência ativa no nó i no nível de demanda d
Q^{cp}	Potência reativa de cada módulo de capacitor (kVAr)
$Q_{i,d}^D$	Demanda de potência reativa no nó i no nível de demanda d
R_{ij}	Resistência do circuito ij
$V_{\max}$	Magnitude de tensão máxima (kV)
$V_{\min}$	Magnitude de tensão mínima (kV)
$V_{i,d}$	Magnitude de tensão no nó i no nível de demanda d .

X_{ij}	Reatância do circuito ij .
Z_{ij}	Impedância do circuito ij
c_d^{ls}	Custo de energia nos níveis de demanda d (US\$/kWh)
c^{fx}	Custo de instalação dos bancos de capacitores fixos ou chaveados (US\$).
c^{sw}	Custo do equipamento dos bancos de capacitores chaveados (US\$)
c^{un}	Custo do equipamento de cada banco de capacitor (US\$)
k_e	Fator de recuperação de capital dos bancos de capacitores
t_l	Taxa de recuperação dos custos das perdas de potência
Ω_l	Conjuntos dos circuitos
Ω_b	Conjunto de nós
Ω_d	Conjunto de níveis de demanda

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	18
1.2	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	19
2	PROBLEMA DA ALOCAÇÃO ÓTIMA DE BANCOS DE CAPACITORES	21
2.1	INTRODUÇÃO	21
2.2	MODELAGEM DOS BANCOS DE CAPACITORES FIXOS OU CHAVEADOS	22
2.3	MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES	23
2.4	PRINCIPAIS ALGORITMOS HEURÍSTICOS USADOS NO PAOBC	25
2.4.1	<i>Algoritmo Heurístico Construtivo</i>	26
2.4.2	<i>Algoritmos Heurísticos De Busca Através De Vizinhança</i>	27
2.4.3	<i>Algoritmo De Decomposição E Divisão</i>	28
2.4.4	<i>Algoritmos De Diminuição</i>	28
2.4.5	<i>Algoritmos De Manipulação Do Modelo</i>	28
2.4.6	<i>Revisão Bibliográfica De Algoritmos Heurísticos</i>	28
2.5	METAHEURÍSTICAS USADAS NO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES	31
2.5.1	<i>Colônias De Formigas</i>	31
2.5.2	<i>Algoritmo Genético.</i>	33
2.5.3	<i>Algoritmo Simulated Annealing</i>	34
2.5.4	<i>Tabu Search</i>	35
2.5.5	<i>Revisão Bibliográfica De Alguns Trabalhos De Metaheurística</i>	37
2.6	TÉCNICAS EXATAS USADAS NO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE CAPACITORES	40
3	A METAHEURISTICA DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL	42
3.1	INTRODUÇÃO	42
3.2	METAHEURÍSTICA DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL	42
3.3	ASPECTOS FUNDAMENTAIS DO ALGORITMO VNS	44
3.4	DIVERSOS TIPOS DE ALGORITMOS VNS	45
3.4.1	<i>Algoritmo De Busca Em Vizinhança Variável Descendente (VNSD)</i>	46
3.4.2	<i>Algoritmo De Busca Em Vizinhança Variável Reduzida (VNSR)</i>	46
3.4.3	<i>Algoritmo De Busca Em Vizinhança Variável Básica (VNSB)</i>	48
3.4.4	<i>Algoritmo De Busca Em Vizinhança Variável Geral (Vnsg)</i>	49
4	FLUXO DECARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL	52
4.1	INTRODUÇÃO	52
4.2	FLUXO DE VARREDURA PARA SISTEMAS RADIAIS	55
4.2.1	<i>Cálculo Da Corrente De Carga</i>	55
4.2.2	<i>Cálculo Das Tensões De Barra</i>	56
4.2.3	<i>Calculo Das Perdas De Potências Ativa E Reativa</i>	57
4.3	ALGORITMO	58

5	HEURÍSTICA ESPECIALIZADA APLICADA AO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES	60
5.1	ALGORITMO HEURÍSTICO CONSTRUTIVO	60
5.2	METAHEURÍSTICA DE BUSCA DE VIZINHANÇA VARIÁVEL DESCENDENTE.	61
5.2.1	<i>Aumentar Um Banco De Capacitores</i>	61
5.2.2	<i>Retirar Um Banco De Capacitores</i>	62
5.2.3	<i>Transferir Banco De Capacitores Para Uma Barra Vizinha</i>	62
6	RESULTADOS	66
6.1	SISTEMA DE 34 BARRAS	66
6.2	SISTEMA DE 70 BARRAS	70
6.3	SISTEMA DE 202 BARRAS	73
6.4	COMPARAÇÃO COM OUTROS MÉTODOS PARA AOBC EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS	77
6.4.1	<i>Sistemas De 34 Barras</i>	77
6.4.2	<i>Sistema De 70 Barras</i>	80
6.5	MÉTODO EXATO PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS	82
7	CONCLUSÕES	85
	REFERÊNCIAS	87
	APÊNDICE A. - FASE CONSTRUTIVA DO ALGORITMO ESPECIALIZADO.	91
	APÊNDICE B - DADOS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO TESTADOS	96

1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição é a parte integrante do sistema elétrico que tem como função principal fornecer energia elétrica desde a subestação de distribuição até o consumidor final, com a qualidade exigida e com o mínimo custo possível. Nos sistemas de distribuição primários frequentemente são utilizadas tensões desde 1 kV até 36 kV e nos sistemas de distribuição secundários são utilizadas tensões inferiores a 1 kV. Os sistemas de distribuição são importantes tanto do ponto de vista técnico, quanto dos pontos de vistas econômico e social.

Do ponto de vista técnico é importante observar que a grande extensão dos sistemas de distribuição acarreta na utilização de um número elevado de materiais e equipamentos elétricos. Nas redes de distribuição em áreas urbanas, que são caracterizadas por elevada densidade de carga concentrada em pequenas áreas, geralmente são linhas aéreas e subterrâneas, devido ao grande número de usuários sendo as exigências de confiabilidade mais rigorosas. A estrutura do sistema urbano é usualmente malhada para incrementar a confiabilidade. A operação elétrica dessas redes é em forma radial, com circuitos interruptores normalmente abertos por motivo de custo e facilidade de operação. A estrutura do sistema em áreas rurais são redes de distribuição geralmente radiais, formados por linhas aéreas menos caras pela densidade de carga que não é muito elevada. Neste caso, a confiabilidade requerida é menor devido ao pequeno número de usuários. Um problema encontrado é que a confiabilidade diminui quando as distâncias dos pontos de consumo até a subestação de transformação aumentam. Por esse motivo as redes são projetadas para dispor de uma geração de emergência a jusante para operar durante as faltas. Na presença das perdas técnicas por efeito Joule, os problemas de queda de tensão que acontecem nestas redes são resolvidos alocando transformadores com tapes e bancos de capacitores (BCs) que compensam a potência reativa indutiva injetando potência reativa (ARRIAGA; RUDNICK; ABBAD, 2011)

Do ponto de vista econômico, pode-se observar que nos últimos anos houve um aumento dos custos de investimento no sistema de distribuição devido à necessidade de cumprimento das normas vigentes de regulação da distribuição. O crescimento econômico e o consumo de energia estão relacionados. O desenvolvimento e a qualidade de nossas vidas e de nossos trabalhos são totalmente dependentes de um fornecimento contínuo e econômico de energia (ELETROBRAS, 2013).

O investimento tem como objetivo obter uma rede ótima, para fornecer energia ao consumidor com a maior satisfação quando comparado com o custo da eletricidade e a qualidade do serviço. A base da regulação da distribuição é um processo de compensação. É necessário permitir o retorno do capital investido, e isso deve ser consistente com o risco envolvido nesta atividade. Ao mesmo tempo em que é preciso promover um serviço de qualidade e de redução das perdas, simultaneamente deve-se evitar a tendência de utilizar o custo efetivamente realizado como base. A tendência geral que determina a trajetória das taxas de distribuição ou a receita total para o distribuidor em um número de anos, geralmente quatro ou cinco anos, até que o regulador efetue uma nova revisão (ARRIAGA; RUDNICK; ABBAD, 2011).

Do ponto de vista social pode-se dizer que a sociedade moderna é altamente dependente da energia elétrica e seu fornecimento impacta diretamente no desenvolvimento econômico e social, tanto para trazer conforto e bem estar, quanto para segurança e saúde. O impacto que um corte de carga traz à vida social é considerável, tanto que geradores de emergência são utilizados em hospitais e grandes centros comerciais.

Do ponto de vista ambiental, é um fator de relevância crescente e de importância nas condições de operação atual e de incremento na indústria de energia elétrica. O impacto visual, resultado das linhas e redes elétricas que são ramificados nas cidades está cada vez mais forte para a sociedade atual, o que leva à criação de legislações mais severas e uma maior cobrança da sociedade.

Neste contexto, um dos objetivos mais importantes de uma concessionária de energia elétrica é determinar os investimentos necessários com o mínimo custo possível, e quando estes investimentos devem ser feitos, levando em consideração a qualidade do fornecimento de energia elétrica, a confiabilidade do sistema e o respeito ao meio ambiente, como exigido pelo consumidor.

A resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece as disposições dos níveis de tensão nominais nos pontos de entrega ou conexão em regime permanente, que devem ser respeitados pelas concessionárias ao prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Com relação à operação dos sistemas de distribuição, as empresas de distribuição tem um fator importante, que está relacionado com as perdas nos sistemas de distribuição, que são consequências inevitáveis da distribuição de energia entre as subestações da zona e dos consumidores. As perdas não fornecem lucro para as empresas de serviço público e muitas

vezes é um dos fatores de controle ao avaliar as estratégias de planejamento e da operação do sistema. As concessionárias de distribuição têm interesse pela redução das perdas nos sistemas de distribuição de acordo com os níveis padronizados. O nível de perdas é influenciado por uma série de fatores, técnicos e operacionais, tais como a configuração da rede, características da carga, subestações no serviço e qualidade de energia necessária. É importante controlar esses fatores por incentivos adequados e, assim, otimizar o nível de perdas.

As perdas em redes de distribuição podem ser divididas em perdas técnicas e perdas não técnicas.

As perdas técnicas compreendem de perdas variáveis e perdas fixas.

Perdas variáveis (perdas de carga) são proporcionais ao quadrado da corrente, ou seja, dependem da potência distribuída por toda a rede. Eles se referem frequentemente como perdas no cobre, que acontece principalmente nas linhas, cabos e peças de cobre dos transformadores. Perdas variáveis podem ser reduzidas por:

- incremento do diâmetro dos cabos das linhas para uma determinada carga;
- reconfiguração da rede, por exemplo, através de linhas mais curtas por onde a demanda se encontra;
- alocação de bancos de capacitores, que é uma alternativa mais viável quando o propósito é reduzir as perdas de energia;
- equilibrar as cargas da rede nas três fases;
- localização das unidades de geração, integrando o mais próximo possível da demanda.

As perdas fixas (perdas sem carga) se produzem principalmente nos núcleos dos transformadores e assume a forma de calor e ruído, desde que o transformador esteja energizado. Estas perdas não variam com a potência transmitida através do transformador e podem ser reduzidas pelo uso de alta qualidade da matéria-prima no núcleo (ferro-amorfos resultam em perdas mais baixas). Outra forma de reduzir as perdas fixas é desligar os transformadores que estão operando em demanda baixa, isto depende da configuração da rede, que permite ao operador alternar algumas cargas para outras fontes de energia na rede de distribuição.

As perdas não técnicas (perdas comerciais) formam parte das unidades que são fornecidas ao consumidor, mas por alguma razão não são registrados como vendas. Elas são

atribuídas aos erros de medição pela instalação incorreta do medidor de energia, erros de faturamento, fraude da eletricidade e medidores não lidos.

Reduzir as perdas pode ter um valor acrescentado ao custo de gastos do capital. Por outro lado, ajudará a reduzir a quantidade de produção de eletricidade necessária para atender a demanda e gerar o lucro pela redução das perdas às empresas concessionárias de distribuição.

Um dos métodos de solução para a redução das perdas de energia é a instalação de bancos de capacitores nas redes de distribuição, que apresentam as seguintes vantagens técnicas e econômicas:

- Os bancos de capacitores, são fontes de potência reativa e são comumente usados para controlar o fator de potência no sistema de distribuição (SD);
- A injeção de potência reativa no sistema diminui o fluxo de potência reativa nos circuitos e reduz as perdas de potência ativa;
- Diminuição da demanda de potência aparente (kVA) das fontes geradoras e das linhas de transmissão e da subestação de transformação;
- Redução da queda de tensão e, conseqüentemente, melhora do perfil de tensão;
- Aumento da capacidade da rede de distribuição em atender a carga;
- Prolongação ou eliminação dos gastos de capital devido às melhorias do sistema;
- Aumento do lucro devido à melhora da tensão do sistema.

Também é importante mencionar que a capacidade de transporte de uma linha de distribuição pode estar limitada pela corrente ou pela queda de tensão. Quando a corrente é o fator limitante, o efeito dos capacitores em reduzir a corrente é dependente do fator de potência da carga. Se o fator de potência da carga for baixo, pode-se obter uma boa redução da corrente do alimentador. Se o fator de potência é alto, os capacitores materialmente não podem aliviar a carga do alimentador. Quando a tensão é o fator limitante, a melhora na tensão é dependente não só do fator de potência, mas. Também do valor da reatância e resistência do alimentador de distribuição.

A localização, o tamanho, o tipo e o número de bancos de capacitores instalados no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) devem ser identificados a fim de garantir um serviço de qualidade. Os bancos de capacitores fixos são formados por um ou mais módulos de capacitores e permanecem em operação no SDEE de forma permanente para todos os níveis de demanda e os bancos de capacitores chaveados são formados por um ou

mais módulos de capacitores e podem ser parcialmente ou totalmente chaveados em cada nível de demanda.

As técnicas de solução utilizadas atualmente para resolver o problema de alocação ótima de bancos de capacitores (PAOBC) se diferenciam pela formulação do problema e pelos métodos empregados na busca da solução ótima. As técnicas de solução podem ser classificadas em quatro categorias (NG; SALAMA; CHIKHANI, 2000): analíticas, heurísticas, programação numérica e inteligência artificial.

As heurísticas e as metaheurísticas são usadas para conseguir resolver problemas de otimização, especialmente, para aqueles cujos modelos matemáticos são do tipo problema não linear inteiro misto (PNLIM) ou problema linear inteiro misto (PLIM). Um fato fundamental a ser observado é que, quando são usadas as heurísticas ou metaheurísticas, não existe uma separação bem definida entre a modelagem matemática e a técnica de solução, como acontece na otimização clássica. Outro fato importante a ser observado é que as heurísticas e metaheurísticas podem resolver problemas de otimização onde não é possível obter uma modelagem matemática ou, se existir podem resolver o problema quando o modelo matemático ainda não é conhecido. Portanto, quando são utilizadas as heurísticas ou metaheurísticas para resolver problemas de otimização, o que permanece claramente diferenciado é a técnica de otimização.

Neste trabalho, utiliza-se a formulação proposta na equação adiante, que é um PNLIM. Para resolver o problema de alocação de bancos de capacitores, foi utilizada uma técnica heurística construtiva (AHC), por ser mais rápido para gerar uma solução factível inicial. Depois é utilizado uma metaheurística especializada de busca em vizinhança variável descendente (VNSD), com técnicas de solução e estratégias de busca local de nível superior para desenvolver o processo de otimização de forma que seja possível encontrar uma solução de boa qualidade.

A solução de um problema de alocação de bancos de capacitores deve fornecer informação sobre as potências, onde devem ser alocados os capacitores e um esquema de controle para cada nível de operação do sistema.

1.1 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

Neste trabalho têm-se os seguintes objetivos e contribuições: Implementação computacional de um algoritmo especializado para resolver o problema de alocação e

dimensionamento de bancos de capacitores ao longo dos alimentadores primários em sistemas de distribuição radiais, baseado numa heurística construtiva e uma metaheurística de busca em vizinhança descendente (VNSD);

Neste contexto, são objetivos específicos:

- Minimização dos custos de investimento, melhora do fator de potência e minimização do desvio de tensão para contribuir com a melhora da qualidade de energia nos sistemas de distribuição radiais;
- Comparação, análise e discussão dos resultados obtidos com outras metodologias utilizadas para resolver o problema de alocação de bancos de capacitores para os sistemas de distribuição radial.

1.2 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

No capítulo 1 foi apresentada uma introdução ao problema de alocação de bancos de capacitores e os objetivos desta dissertação.

No capítulo 2 estão descritos o problema da alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição, os principais algoritmos heurísticos e algumas metaheurísticas usadas no problema de alocação de bancos de capacitores. As técnicas exatas também são apresentadas numa revisão bibliográfica.

O capítulo 3 apresenta a metaheurística de busca em vizinhança variável (VNS), e uma revisão sobre os algoritmos de busca em vizinhança variável: algoritmo de busca em vizinhança variável descendente (VNSD), algoritmo de busca em vizinhança variável reduzida (VNSR), algoritmo de busca em vizinhança variável básica (VNSB) e algoritmo de busca em vizinhança variável geral (VNSG).

No capítulo 4 é apresentado o problema de fluxo de potência em sistemas de distribuição radiais, especializado e algoritmo de varredura.

O capítulo 5 apresenta o algoritmo da heurística especializada para resolver o problema da alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radiais.

No capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos pela metodologia proposta para a alocação de bancos de capacitores nos SDEE para os sistemas de teste radiais de 33, 70 e 202 barras, e as análises dos resultados com pesquisas referentes à alocação ótima de bancos de capacitores (AOBC) desenvolvida para sistemas de distribuição radiais de 34 e 70 barras.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões, algumas considerações finais e perspectivas de trabalhos futuros.

2 PROBLEMA DA ALOCAÇÃO ÓTIMA DE BANCOS DE CAPACITORES

2.1 INTRODUÇÃO

O problema de alocação ótima de bancos de capacitores consiste em determinar os tamanhos, as capacidades e as alocações onde devem ser instaladas. O problema de Alocação de Banco de Capacitores (ABC) pode ser modelado matematicamente como um problema de programação não linear inteiro misto, onde os bancos de capacitores que são instalados em um sistema de distribuição podem ser fixos ou chaveados. Os fixos são formados por um ou mais módulos de capacitores e permanecem conectados em todos os níveis de demanda. Os chaveados são formados por um ou mais módulos de capacitores e podem ser parcialmente ou totalmente chaveados para cada nível de demanda. Portanto, para cada grupo de capacitores conectados na barra do sistema, é possível obter diferentes estados de operação.

A desvantagem de se fornecer potência reativa apenas pela subestação é que as dimensões dos componentes do sistema, como transformadores da subestação, circuitos de distribuição, transformadores de distribuição e equipamentos de proteção, necessitam ter uma capacidade maior. Desta forma, a instalação de BCs pode diminuir as dimensões desses componentes com a diminuição da demanda de potência reativa em todo o alimentador, ou do ponto onde o capacitor foi instalado até a subestação. O que acontece quando se instala um BC é que o fluxo de corrente no circuito é reduzido do ponto de instalação do banco até a subestação, resultando na diminuição das perdas de potência ativa, da potência reativa fornecida pela subestação e um aumento dos níveis de tensão nas barras, já que diminui a queda de tensão nos circuitos. A diminuição das dimensões dos componentes do SD implica em um menor investimento ou no adiamento de investimentos futuros (LAVORATO, 2010).

Para a solução do problema, pretende-se minimizar as perdas de potência ativa, ao longo de um período de planejamento. A função objetivo minimiza o investimento total e o custo de operação do sistema, dados pela soma do custo de instalação dos bancos de capacitores mais o custo de perdas ativas no sistema. A função também está sujeita a restrições físicas, tais como o limite de fluxo de potência nos ramos e o limite da capacidade dos bancos de capacitores. Também está sujeita às restrições operacionais, como as equações que satisfazem as leis de corrente e tensão de Kirchhoff, os limites de tensão nas barras e a

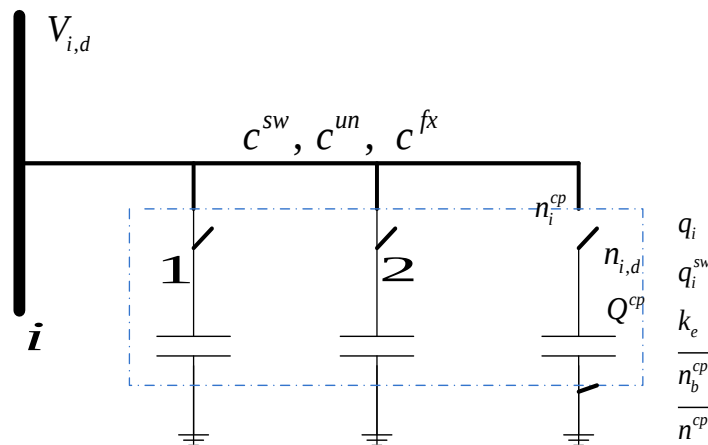
restrição de investimento com o número máximo de capacitores fixos ou chaveados que podem ser instalados nos nós do sistema.

2.2 MODELAGEM DOS BANCOS DE CAPACITORES FIXOS OU CHAVEADOS

Os bancos de capacitores podem ser aplicados para a correção do fator de potência, filtros de harmônicos e regulação de tensão. Eles são baratos, fáceis de instalar, exigem pouca manutenção e têm perdas muito baixas. É por isso que eles são amplamente utilizados nos sistemas de distribuição. Os capacitores são fabricados em classificações relativamente pequenas (kVAr) por razões econômicas e de engenharia. As unidades individuais são combinadas para se obter uma grande variedade de classificações. Os capacitores podem ser adicionados em unidades pequenas ou grandes para satisfazer as necessidades de funcionamento (KOJOVIC, 2002).

Na Figura 1 ilustra o modelo de um BC fixo ou chaveado conectado no nó i . Neste trabalho, considera-se que todos os módulos de capacitores num mesmo nó possuem a mesma capacidade.

Figura 1 – Instalação de bancos de capacitores



Fonte: Do próprio autor.

2.3 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

O modelo matemático não linear inteiro misto para o problema de alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição assume a seguinte forma (ALMEIDA 2013):

$$\min v = k_e \sum_{i \in \Omega_b} (c^{\text{fx}} q_i + c^{\text{sw}} q_i^{\text{sw}} + c^{\text{un}} n_i^{\text{cp}}) + t_l \sum_{d \in \Omega_d} c_d^{\text{ls}} D_d \sum_{ij \in \Omega_l} (R_{ij} I_{ij,d}^2), \quad (1)$$

sujeito a:

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^s = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (2)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^s + Q^{\text{cp}} n_{i,d} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (3)$$

$$V_{i,d}^2 - 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{i,d} Q_{ij,d}) - Z_{ij}^2 I_{ij,d}^2 - V_{j,d}^2 = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (4)$$

$$V_{j,d}^2 I_{ij,d}^2 = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (5)$$

$$V_{\min}^2 \leq V_{i,d}^2 \leq V_{\max}^2 \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (6)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^2 \leq I_{\max}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (7)$$

$$0 \leq n_i^{\text{cp}} \leq \overline{n_b^{\text{cp}}} q_i \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (8)$$

$$n_{i,d} \leq n_i^{\text{cp}} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (9)$$

$$-\overline{n_b^{\text{cp}}} q_i^{\text{sw}} \leq n_{i,d} - n_{i,d-1} \leq \overline{n_b^{\text{cp}}} q_i^{\text{sw}} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \mid d > 1 \quad (10)$$

$$\sum_{i \in \Omega_l} q_i \leq \overline{n^{\text{cp}}} \quad (11)$$

$$n_{i,d} \text{ inteiro} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (12)$$

$$q_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (13)$$

$$q_i^{\text{sw}} \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (14)$$

A seguir será apresentada a descrição do modelo matemático não linear inteiro misto e cada restrição.

A função objetivo (1) representa o custo total. A primeira parte representa o custo de investimento, que é dividido em custo de instalação de bancos de capacitores (fixos ou chaveados), custo do equipamento de controle dos bancos de capacitores chaveados e o custo total dos módulos de capacitores instalados. A segunda parte representa o custo anual das perdas de energia.

A restrição (2) representa o balanço de potência ativa (lei dos nós de Kirchhoff), em cada nó i , no nível de demanda d . O fluxo total de potência ativa chegando no nó ($\sum_{ji \in \Omega_i} P_{ji,d}$) somando ao fornecimento de potência ativa no nó pela subestação ($P_{i,d}^s$) subtraído a soma do fluxo total de potência ativa que está deixando o nó e mais as perdas no circuito ($\sum_{ij \in \Omega_i} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2)$), deve ser igual à demanda de potência ativa no nó ($P_{i,d}^D$).

A restrição (3) representa o balanço de potência reativa (lei dos nós de Kirchhoff), considerando os bancos de capacitores. Para cada nó i no nível de demanda d , o fluxo total de potência reativa chegando ($\sum_{ji \in \Omega_i} Q_{ji,d}$) mais a injeção de potência reativa pela subestação ($Q_{i,d}^s$) no nó, somando-se a fornecimento de potência reativa no nó injetada pelos bancos de capacitores operantes ($Q_{i,d}^s n_{i,d}$) menos a soma do fluxo total de potência reativa que está deixando o nó mais suas perdas no circuito ($\sum_{ij \in \Omega_i} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2)$) é igual à demanda de potência reativa no nó ($Q_{i,d}^D$).

A restrição (4) representa a aplicação das lei de tensões de Kirchhoff em cada laço independentemente formado por um ramo em conexão a terra das barras conectadas ao ramo e completada pela relação (5). Assim (4) e (5) representam a aplicação de lei das tensões de Kirchhoff.

A restrição (6) representa as restrições da magnitude de tensão ao quadrado do nó, em que, para cada nó i , no nível de demanda d , o quadrado da magnitude de tensão ($V_{i,d}^2$) é delimitado pelo valor mínimo ($V_{\min}^2$) e pelo valor máximo ($V_{\max}^2$).

A restrição (7) mostra os limites do fluxo de corrente ao quadrado no circuito ij , no nível de demanda d ($I_{ij,d}^2$), que é delimitado pelo zero e pelo valor máximo da corrente ao quadrado ($I_{\max}^2$).

A restrição (8) representa o limite do número de bancos de capacitores instalados (n_i^{cp}) no nó i , delimitado pelo número mínimo zero e pelo cálculo do produto do número

máximo de módulos de capacitores que podem ser instalados no nó do sistema ($\overline{n_b^{cp}}$) pela variável binária que decide a alocação ou não dos bancos de capacitores (q_i).

A restrição (9) representa que o número de bancos de capacitores operantes no nó i no nível de demanda d ($n_{i,d}$) tem que ser menor ou igual ao número de módulos de capacitores instalados no nó i (n_i^{cp}).

Na restrição (10) a variável binária q_i^{sw} decide se aloca ou não o equipamento de chaveamento nos bancos de capacitores no nó i , ou seja, o número dos módulos de capacitores chaveados ligados pode ser diferente em cada nível de demanda, enquanto que o número dos módulos de capacitores fixos é o mesmo para todos os níveis de demanda.

A restrição (11) representa o número máximo de bancos de capacitores que podem ser instalados no sistema, estabelecendo que a somatória da variável binária, que decide se aloca ou não os bancos de capacitores ($\sum_{i \in \Omega_b} q_i$), deve ser menor ou igual ao número máximo de bancos de capacitores que podem ser adicionados no sistema ($\overline{n^{cp}}$).

A restrição (12) representa a variável inteira ($n_{i,d}$) que define o número de bancos de capacitores operantes no nó i , no nível de demanda d .

A restrição (13) representa a variável binária (q_i), que decide pela alocação ou não dos bancos de capacitores fixos ou chaveados no nó i .

A restrição (14) representa a variável binária (q_i^{sw}), que decide pela alocação ou não do equipamento de chaveamento nos bancos de capacitores no nó i .

2.4 PRINCIPAIS ALGORITMOS HEURÍSTICOS USADOS NO PAOBC

As heurísticas são algoritmos que geralmente encontram soluções de boa qualidade para problemas complexos em tempos computacionais relativamente rápidos. A maioria das heurísticas são simples de entender e também de implementar computacionalmente, entretanto, as técnicas heurísticas renunciam, pelo menos do ponto de vista teórico, em encontrar a solução ótima global de um problema.

Um problema pode ser considerado complexo, quando existe grande dificuldade para encontrar a solução ótima global, devido principalmente à característica da explosão

combinatória quando o tamanho do problema cresce ou porque o problema apresenta uma modelagem matemática complexa (variáveis inteiras ou discretas, função objetivo não linear e não diferenciável, restrições não lineares, região factível não convexa, etc.). Em problemas de grande porte e complexos, as técnicas heurísticas raramente encontram as soluções ótimas.

Um algoritmo heurístico é um conjunto de procedimentos simples, muitas vezes baseado na experiência de um especialista que encontra soluções de boa qualidade (não necessariamente a ótima) de maneira simples e rápida (GALLEGO; ESCOBAR; TORO, 2008). É interessante usar técnicas heurísticas de otimização nos seguintes casos:

1. Quando não existe um método exato para resolver o problema;
2. Quando a solução ótima não é muito importante, pode-se adotar uma solução prática desde que existam muitos ótimos locais de qualidade próximos à solução ótima global;
3. Quando os dados utilizados apresentam incerteza alta (como acontece em problemas relacionados com planejamento);
4. Quando existem limitações de tempo e espaço (problemas em tempo real);
5. Quando se pretende encontrar uma boa solução inicial para ser usada como ponto de partida (condição inicial) para um método mais sofisticado (métodos exatos).

2.4.1 Algoritmo Heurístico Construtivo

O algoritmo heurístico construtivo (AHC) é uma das técnicas heurísticas para a otimização mais usadas para resolver problemas complexos e ainda é muito usado isoladamente ou integrado as metaheurísticas mais sofisticadas. AHC, também conhecido como passo a passo, consiste em ir adicionando, geralmente um a um, componentes individuais da solução (configuração) factível. O mais popular dos algoritmos heurísticos construtivos é o tipo guloso (*greedy*).

A estratégia do algoritmo guloso consiste em selecionar em cada passo a escolha de um elemento ou componente da solução que está sendo construída e no último passo termina de gerar uma solução factível. O elemento ou componente da solução que é escolhido é identificado usando um indicador de sensibilidade que identifica o componente mais interessante a ser incorporado na solução em construção.

Portanto, o banco de capacitores deve ser escolhido em cada passo para ser adicionado na chamada configuração corrente. O banco corresponderá ao objetivo de redução de perdas,

identificado pela análise de sensibilidade ou indicador de sensibilidade, ou ainda, índice de desempenho. A análise de sensibilidade, conforme mencionado anteriormente, é basicamente um parâmetro que de alguma maneira está relacionada com a variação da função objetivo por alguma modificação nos parâmetros do sistema, considerando, como sistema, a configuração corrente. Assim, um indicador de sensibilidade possui as seguintes características:

- Escolhem-se os componentes que podem ser incorporados na solução em construção.

O processo é geralmente iniciado sem componentes;

- Identifica-se a melhor estratégia para a configuração corrente, ao contrário de um indicador de carácter global que identificaria a melhor estratégia para determinar a melhor configuração do sistema;

- Os indicadores locais nem sempre coincidem com os indicadores globais. Assim os AHC frequentemente, não têm a capacidade de procurar as configurações ótimas globais do sistema;

- A diferença fundamental de cada algoritmo heurístico está no indicador de sensibilidade usado para determinar a solução do problema;

- Na prática, os algoritmos heurísticos encontram as configurações ótimas em sistemas pequenos e apenas configurações boas para sistemas eléctricos de grande e médio porte. Portanto, estes algoritmos são importantes por que são robustos e simples de entender, programar e trabalhar.

Muitas propriedades dos AHC podem ser usadas no desenvolvimento de algoritmos mais complexos como as metaheurísticas. Os esforços computacionais deste algoritmo são pequenos.

2.4.2 Algoritmos Heurísticos De Busca Através De Vizinhança

A estratégia fundamental da heurística de busca através de vizinhança tem as características seguintes:

- O processo de otimização é iniciado através de uma solução inicial (factível ou infactível) que passa a ser chamada de solução corrente;

- Deve-se definir uma estrutura de vizinhança. Assim, deve existir uma forma de identificar as soluções que são consideradas vizinhas da solução corrente. As soluções vizinhas podem ser factíveis ou infactíveis;

- Na heurística *Search Descendent Heuristic* (SDH), passa-se da solução corrente para a melhor solução vizinha;
- O processo termina quando todas as soluções vizinhas são de pior qualidade que a solução corrente.

2.4.3 Algoritmo De Decomposição E Divisão

O algoritmo de decomposição e divisão consiste em separar o problema em vários problemas menores com a finalidade de simplificar o processo de solução. Portanto, o problema é dividido em vários problemas menores. Este processo de decomposição deve ser resolvido em forma integrada. A divisão é ligeiramente diferente e consiste em separar o problema em vários subproblemas independentes e a solução do problema é encontrada unindo as soluções parciais.

2.4.4 Algoritmos De Diminuição

O Algoritmo de diminuição tenta reduzir o tamanho do problema identificando características específicas das variáveis. Portanto, a técnica de diminuição pode encontrar características específicas de correlação entre variáveis.

2.4.5 Algoritmos De Manipulação Do Modelo

Esta heurística usa modelos relaxados do modelo ideal e pode usar a solução do modelo relaxado para ajudar a encontrar uma boa solução do modelo ideal. Nesta estratégia, pode-se linearizar as restrições não lineares, permitir temporariamente que as variáveis inteiras possam assumir valores contínuos, eliminar restrições pouco atrativas, adicionar restrições novas e interessantes ou eliminar temporariamente restrições complexas ou não lineares.

2.4.6 Revisão Bibliográfica De Algoritmos Heurísticos

A seguir são destacados alguns trabalhos existentes que são abordados com Algoritmo Heurístico na área de alocação de capacitores em sistemas de distribuição (SD) de energia elétrica.

(DA SILVA et al., 2008) apresentam um algoritmo heurístico construtivo para a alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição, e modelado como um problema não linear inteiro misto. Na proposta do método, as variáveis inteiras são representadas usando função sigmóide. Deste modo, a formulação do ponto ótimo é através do fluxo de potência que pode ser aplicado para se obter índices de sensibilidade com base em multiplicadores de Lagrange, potência reativa e tensão da barra. A metodologia é aplicada a dois sistemas de distribuição de energia e os resultados são comparados com aqueles obtidos utilizando um método de algoritmo genético. O algoritmo heurístico construtivo proposto neste trabalho foi aplicado para resolver o problema de alocação ótima de capacitores em dois sistemas de teste de 70 e 476 barras em sistemas de distribuição.

(CARPINELLI et al., 2008) apresenta o problema de dimensionamento e localização de bancos de capacitores em sistemas de distribuição desequilibrados com cargas não-lineares. Este problema pode achar a solução por meio de procedimentos do algoritmo genético que têm sido comprovados para encontrar boas soluções. No entanto, quando se trabalha com sistemas desbalanceados de larga escala, esses algoritmos podem exigir um esforço computacional significativo que reduz sua eficácia. Neste trabalho, é proposto um método híbrido, que reduz significativamente o esforço computacional, sem afetar o nível de precisão. O método híbrido envolve um processo de duas etapas: primeiro um pequeno número de nós são selecionados como barras candidatas para a alocação de capacitores através da aplicação da Teoria da estrutura de Redes; segundo, um procedimento heurístico baseado na alocação sequencial de unidades de capacitores discretos é aplicado às barras selecionadas. O problema de dimensionamento e alocação dos capacitores foi resolvido para o sistema de 34 barras IEEE, onde bancos de capacitores e reguladores de tensão originais foram removidos.

(EI-FERGANNY; ABDELAZIZ et al., 2014) apresenta um método baseado na heurística para alocar capacitores estáticos ao longo das redes de distribuição radiais utilizando um algoritmo de otimização Particle Swarm aceleradas. Na prática geral, as barras para a alocação de capacitores são inicialmente identificadas através de índices de perdas de potência ativa. No entanto, esse método demonstrou ser ineficiente com respeito às perdas de

energia, pois pode não indicar sempre a alocação adequada. No método proposto, o algoritmo identifica o dimensionamento e posicionamento ideal e toma a decisão final para uma ótima localização dentro do número de barras indicadas. O resultado é a valorização do índice geral de estabilidade de tensão do sistema e obtenção de potência máxima do sistema de distribuição. O dimensionamento de capacitores fixos e comutáveis tem sido considerado para diferentes condições de carga. A precisão geral e a confiabilidade do método foram validados e testados em sistemas de distribuição radiais com topologias de diferentes tamanhos e complexidades. Neste estudo, os resultados são comparados com aqueles obtidos utilizando métodos heurísticos recentes e mostram que o método proposto é capaz de produzir soluções de elevada qualidade com bom desempenho de convergência e viabilidade demonstrada.

O objetivo da alocação do capacitor no sistema de distribuição é maximizar a redução de perdas de potência ativa, reduzir os custos de capacitores e melhorar o sistema de estabilidade estática sujeitos a restrições operacionais específicas. A função objetivo formulada matematicamente, sujeita à satisfação das equações de balanço de fluxo de potência ativa e reativa e conjunto de restrições de desigualdade, incluem duas equações de fluxo de potência recursivo não linear.

(GUPTA; SWARN; NIAZI, 2011) apresenta um algoritmo heurístico construtivo (*greedy*) que é eficiente para achar uma solução ótima local e dimensionamento de capacitores *shunt* em sistemas de distribuição radiais sob diferentes condições de carga. Ao contrário da função objetivo convencional, uma nova função objetivo de custo foi formulada para maximizar os ganhos anuais maximizando a poupança no custo da energia anual e minimizando os custos de investimento em capacitores ao mesmo tempo melhorando o perfil de tensão do sistema. Um algoritmo de duas etapas é proposto para determinar a capacidade ótima a ser instalada e a alocação ótima dos capacitores *shunt* do sistema de distribuição. O método proposto é testado em sistemas de distribuição de grande e médio porte. A eficácia da metodologia proposta é indicada pela diminuição da perda anual de energia, melhorando o perfil de tensão do sistema elétrico, com menor investimento em compensação capacitiva, melhor alocação de capacitores *shunt* fixos e chaveados e aumento do ganho líquido anual.

(CHIS; SALAMA; JAYARAM, 1997) apresenta um método heurístico de estratégia de busca. Propõe que um pequeno número de pontos críticos, chamados nós sensíveis, sejam selecionados para a instalação de capacitores que otimizam as perdas econômicas ao conseguir uma grande redução de perdas técnicas. Este método assegura que as restrições de tensão sejam cumpridas. A heurística apresentada é adequada para sistemas de distribuição de

grande porte e pode ser útil na aplicação on-line. O método proposto é aplicado a um sistema de teste e os resultados são comparados com outras técnicas publicadas.

(SEGURA; ROMERO; RIDER, 2010) apresenta um algoritmo heurístico construtivo. A proposta utiliza a estratégica de relaxação a fim de resolver o problema de alocação de capacitores em sistemas de distribuição radiais. A solução do modelo matemático é apresentada após o relaxamento das variáveis discretas a fim de identificar as barras ótimas para alocar os capacitores para cada etapa do algoritmo heurístico. O modelo matemático relaxado é um problema de programação não-linear e é resolvido através de uma técnica exata chamada método de pontos interiores. O algoritmo incorpora uma estratégia adicional da busca local que permite achar um grupo de soluções de melhor qualidade depois de pequenas alterações na estratégia de otimização, também apresenta uma função objetivo para minimizar o investimento e obter redução de perdas de potência. Os resultados mostrados foram satisfatórios em comparação com outras heurísticas.

2.5 METAHEURÍSTICAS USADAS NO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

As metaheurísticas são técnicas de solução baseadas na natureza diversa, sendo seu propósito sair de soluções ótimas locais para realizar uma busca robusta através do espaço. O processo de otimização da metaheurística é representado por uma integração de algoritmo heurístico construtivo e a pesquisa robusta da heurística por vizinhança para procurar possíveis soluções de boa qualidade de maneira eficiente para atravessar o espaço de busca.

Uma vantagem das metaheurísticas sobre as técnicas clássicas de otimização é que as metaheurísticas se adaptam facilmente nas características de um problema e, mesmo quando a complexidade é alterada, a lógica fundamental de uma heurística não muda de forma significativa. As técnicas clássicas de otimização precisam de um modelo matemático enquanto as metaheurísticas não necessariamente precisam.

2.5.1 *Colônias De Formigas*

Uma analogia de configuração em função das colônias de formigas surgiu de um modelo computacional, denominado sistemas de formigas. O enfoque é viável para a

otimização combinatória estocástica. As principais características deste modelo é a retroalimentação positiva, a computação distribuída e o uso de uma heurística construtiva *greedy*. A retroalimentação positiva apresenta uma busca rápida de boas soluções, a computação distribuída evita a convergência prematura e a heurística *greedy* ajuda a procurar soluções aceitáveis nas primeiras etapas do processo de busca. A ideia principal é que os componentes fundamentais que permitem uma alta coordenação entre as formigas reais podem ser aproveitados para dirigir populações de agentes artificiais que ajudam na solução ótima de problemas complexos (DORIGO; MANIEZZO; COLORNI, 1996)

O modelo estocástico proposto descreve uma dinâmica adequada das formigas. Indica uma quantidade de indivíduos que recorrem a uma ponte em cada direção a uma velocidade constante, depositando uma unidade de feromônio em cada braço. Os possíveis caminhos traçados por uma formiga podem ser curtos ou grandes. O modelo proposto assume as seguintes condições:

- O tempo e o espaço são discretos;
- Durante cada intervalo de tempo os indivíduos da colônia se movem com a mesma velocidade pelo sistema;
- Cada indivíduo deposita em seu caminho uma pequena quantidade de feromônio;
- O argumento com que dispõe uma formiga para decidir o caminho a ser tomado pode determinar o maior grau de feromônio acumulado.

A exploração de um caminho permite que o sistema convirja rapidamente para uma solução, que para o caso de ponte doble consiste em que uma porcentagem amplamente maior de formigas possam transitar pelo caminho mais curto. Se a relação de distâncias entre os braços da ponte aumenta, o sistema explora mais rapidamente o caminho curto e separa progressivamente o caminho longo.

O mecanismo experimental considera uma ponte de duas vias de igual comprimento (caminho 1 e 2) onde as formigas caminham, chegando à conclusão que existe uma probabilidade de que convirjam sobre um ou outro caminho. Assim, se o sistema é analisado de acordo com as regras de acumulação de feromônio e exploração, o sistema não converge, já que em todo momento existe a mesma quantidade de indivíduos que mudam entre os caminhos.

O feromônio assentado tende a perder sua intensidade devido a fatores climáticos. O mecanismo atua retirando uma pequena porcentagem do rastro de feromônio acumulada em qualquer caminho e seu efeito se prova melhor nos caminhos longos. Então, a evaporação é

um mecanismo que nivela a exploração e a exploração para assegurar a convergência oportuna do algoritmo no momento de ter um conhecimento aceitável do entorno.

2.5.2 Algoritmo Genético.

O algoritmo genético é uma técnica de busca através de configurações (vizinhança) e foi originalmente formulado usando os mecanismos da evolução e da genética natural. Este algoritmo foi inventado por Holland na década de 70.

Conceitos de algoritmos genéticos (AG) foram aplicados numa variedade de pesquisas desde as ciências naturais e engenharia, como em ciências biológicas e computação. Particularmente, os processos de solução dos problemas de otimização são os que estão recebendo mais contribuições das técnicas evolutivas na formulação e implementação de metodologia de problemas de otimização. A significativa melhoria da computação evolutiva é resolver problemas através de simples descrições matemáticas que permanecem presentes na solução não sendo necessário indicar explicitamente os passos que deve acompanhar para obter o resultado, os quais são especificados em cada caso. Desta forma, a computação evolutiva deve ser entendida como um conjunto de técnicas e procedimentos genéricos e adaptáveis para serem aplicados na solução de problemas complexos, para os quais outras técnicas conhecidas são ineficazes.

O algoritmo genético imita o processo de evolução biológica da "sobrevivência do mais apto". Cada solução viável para um problema é considerada como um cromossomo codificado por um conjunto de genes. Os códigos genéticos mais comuns são o binário (0,1) e numérico (0, 1, 2,..., n). Por exemplo, os cromossomos de uma única variável cujos valores são factíveis são 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8 podem ser representados por códigos binários (0000, 1000, 0100, 1100, 0010, 1010, 0110, 1110 e 0001). Os cromossomos para um problema de duas variáveis (x_1, x_2) com $x_1 = \{0,1\}$ e $x_2 \{0, 1, 2, 3\}$ podem ser representados por meio de códigos numéricos (0,0), (0,1), (0,2), (0,3), (1,0), (1,1), (1,2) e (1,3). Códigos numéricos de múltiplas variáveis também podem ser representados como códigos binários. Por exemplo, o código binário (x_1, x_2) é de (0,3) (0000, 1100). Existem outros esquemas de codificação, incluindo o código do nó para modelos de rede.

Um conjunto de N soluções viáveis é conhecido como população com N cromossomos. A atitude de um cromossomo medido em termos de uma função objetivo é

apropriada. Um cromossomo mais apropriado fornece um valor melhor à função objetivo. A idéia geral do algoritmo genético é selecionar dois pais a partir de uma população. Os genes de ambos pais se cruzam e, possivelmente realizem a mutação para produzir dois filhos. A descendência substitui os cromossomos mais fracos (menos aptos) na população, e o processo de selecionar novos pais é repetido. A implementação real do algoritmo genético requer detalhes adicionais do problema específico. Além disso, as regras para a seleção dos pais e criação dos filhos podem variar. Por exemplo, os pais podem ser selecionados totalmente de forma aleatória em uma população, ou também pode fazer os dois cromossomos mais aptos.

O processos de algoritmo genético pode ser resumindo por:

Passo 0:

Gerar uma população aleatória X de N cromossomas factíveis.

Para cada cromossomo S na população selecionada, deve-se provar a sua atitude associada.

Codificar cada cromossomo mediante uma representação binaria ou numérica.

Passo 1:

Selecione dois cromossomos pais na população X .

Cruzar os genes dos pais para criar os filhos.

Trocar os genes do filho de forma aleatória.

Se as soluções obtidas não são confiáveis, repita o passo1 até obter a factibilidade. Se não, muda-se os pais mais fracos com os novos filhos para formar uma nova população X e atualize S^* , ir ao passo 2.

Passo 2: Se chegar a uma condição de culminação, parar: S^* é a melhor solução. Em caso contrario voltara ao passo 1.

2.5.3 Algoritmo *Simulated Annealing*

A metaheurística *Simulated Annealing* (SA) escapa de um ótimo local usando uma condição de probabilidade que aceita ou rejeita um movimento inferior (sempre aceitou um movimento melhor). A ideia de determinar a probabilidade de aceitação do seguinte movimento de busca é explicado da seguinte maneira: Suponha que o problema de otimização é dado como:

Maximizar ou minimizar $z = f(s), s \in S$.

À medida que aumenta o número de iterações, o algoritmo SA procura uma determinação mais seletiva das estratégias de solução usando um parâmetro ajustável T ,

chamado de temperatura, ou seja, o que fica menor temperatura. Um programa de I elementos para T pode definir-se enquanto $[T = T_i, i = 0, 1, \dots, I]$ todos os T_i são calculados tipicamente como:

$$\begin{aligned} T_0 &= r_0 F(s_0), \quad 0 < r_0 < 1 \\ T_i &= r_i T_{i-1}, \quad 0 < r_i < 1, \quad i = 1, 2, \dots, I \end{aligned}$$

Defina s_a como a solução corrente. Na iteração k , a probabilidade de aceitar uma solução vizinha, s_{k+1} , é calculada como:

$$P\{\text{aceitar } s_{k+1} \mid s_{k+1} \in N(s_k)\} = \begin{cases} 1, & \text{se } F(s_{k+1}) \text{ não é pior que } F(s_a) \\ e^{\frac{-F(s_a) - F(s_{k+1})}{T}} & \geq R_k \end{cases}$$

A fórmula diz que o movimento busca seguir, s_{k+1} , e aceitando $F(s_{k+1})$, não pior que $F(s_a)$. Caso contrário, $F(s_{k+1})$, é uma solução inferior e s_{k+1} é aceito somente se $R_k \leq e^{\frac{-F(s_a) - F(s_{k+1})}{T}}$, onde R_k é um número aleatório (0,1). Se s_{k+1} não for aceito, então tenta-se uma solução diferente $N(s_{k+1})$. Observe que o programa de temperatura reduz a probabilidade de aceitação à medida que a quantidade de iterações aumente, fazendo T_i ser cada vez menor.

O algoritmo pode ser resumido como:

Passo 0. Selecione uma solução do início, $s_0 \in S$. Indica $k = 0$, $p = 0$, e $i = 0$;

Passo 1. Gerar uma solução vizinha em $N(s_k)$ e definir a temperatura $T = T_i$;

Passo 2. Determinar a solução s_{k+1} aleatoriamente a partir de $N(s_k)$, desde que não seja pior que a solução final aceita ou $R < P\{\text{aceita } s_{k+1}\}$. Então, aceitar s_{k+1} e fazer $N(s_{k+1}) = N(s_k)$. Estabelecer $k = k + 1$, e retornar ao passo 1;

Passo 3. Quando chega-se neste passo, torna-se uma condição de conclusão e pare-se. Caso contrário, defina $k = k + 1$, faça a continuação, $i = i + 1$ e retorne para ao passo 1.

2.5.4 Tabu Search

O método de *Tabu Search* (TS) foi desenvolvido inventando um conjunto de princípios (funções) que, em forma integrada, permite resolver um problema da maneira inteligente. Assim o *Tabu Search* tinha a sua origem em conceitos que eram originalmente

parte do campo da inteligência artificial. O princípio filosófico do método de *Tabu Search* pode ser explicado usando as palavras de seu inventor Fred Glover, que foram transcritas com algumas considerações:

O TS está baseada na premissa de que a solução de um problema pode ser considerada inteligente se essa metodologia incorpora memória adaptativa e exploração sensível. O uso de memória adaptativa contrasta com as técnicas sem memória (como *Simulated Annealing* e o Algoritmo Genético) e as técnicas de memória rígida (como as técnicas de Inteligência Artificial e *Branch and Bound*). Dessa forma, a idéia de exploração sensível em TS está baseada na suposição de que uma escolha realizada por uma estratégia ruim produz mais informação que uma boa escolha aleatória. Assim, se a estratégia que guia um algoritmo que usa memória (como TS) faz uma escolha ruim (passa a uma configuração de baixa qualidade), então, pode-se aproveitar essa informação (escolha ruim) para evitar voltar a frequentar essa configuração (ruim) e, ainda melhor, para modificar (melhorar) a própria estratégia que guia o processo de busca, de forma a ter capacidade de encontrar ou escolher configurações de melhor qualidade.

$$\begin{aligned} & \text{Min } f(x) \\ & \text{s.a. } x \in X \end{aligned} \tag{15}$$

A metaheurística *Tabu Search* resolve (15) iniciando com um processo similar a qualquer algoritmo heurístico de busca local. Na busca local, dada uma configuração x (solução), define-se uma vizinhança de x , como sendo o conjunto de todas as configurações $x' \in N(x)$, que podem ser obtidas pela aplicação de um mecanismo de transição a partir de x . A estrutura de vizinhança define as condições para que x' seja vizinho de x . No algoritmo de busca local, a partir da configuração corrente, passa-se para a configuração vizinha que apresenta uma maior diminuição da função objetivo. Um procedimento repetitivo desta estratégia leva o algoritmo de busca local a parar no momento em que não existe nenhuma configuração vizinha que produz uma diminuição da função objetivo, o que significa que foi encontrado um ótimo local.

2.5.5 Revisão Bibliográfica De Alguns Trabalhos De Metaheurística

A seguir são destacados alguns trabalhos existentes que são abordados com as metaheurísticas na alocação de bancos de capacitores sistemas de distribuição de energia elétrica.

Em (PIMENTEL; DE LA CERDA MADEIROS, 2009) foi apresentado um trabalho com o objetivo de minimizar as perdas ativas dos sistemas de distribuição elétrica, através da alocação ótima de banco de capacitores. A metodologia proposta para resolver este problema foi a metaheurística Colônia de Formigas. O método do gradiente é combinado com a metaheurística, a fim de acelerar a convergência do algoritmo de colônia de formigas. A análise de fluxo de carga foi executada pelo programa *power flow*. A metodologia foi aplicada com sucesso em três sistemas reais de 43, 25 e 12 barras.

(MORI; OGITA, 1999) apresenta uma metaheurística baseada em tabu search, para a alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição. O método proposto considera a decomposição de uma vizinhança dentro de uma sub vizinhança e o tabu multiple procura em vários comprimentos da lista de tabu search. O objetivo é determinar a alocação e tamanho dos capacitores shunt para ser instalado nos nós, de modo que a perda de transmissão e os custos de instalação sejam minimizados. A solução é complexa no sentido de que ele tem um problema não linear inteiro misto e manipula as variáveis discretas e contínuas. O método tem um bom desempenho em termos de precisão da solução e esforço computacional. Como uma das metaheurísticas, se concentra em soluções perto a um mínimo global e um local. O método permite reduzir os custos de investimento e minimiza as perdas de potência ativa. O método proposto foi testado com sistemas elétricos radiais de 9 e 27 nós.

(KALANTARI; KAZEMI, 2011) Apresenta uma ótima alocação da unidade de geração distribuída (GD) e alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição baseada em Algoritmo Genético. Tem como propósito a redução de perdas e melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição estudados neste trabalho. A função multi objetivo apresenta três índices importantes para alocação de capacitores e geração distribuída, para minimizar as perdas ativa e reativa. O fluxo de potência é feito usando o método de varredura e foi testado simultaneamente na localização de geração distribuída e alocação de capacitores com sistemas de distribuição de 29 nós. Os resultados mostram uma redução de perdas.

(FARAHANI; VAHIDI; ABYANEH, 2012) apresenta um modelo de reconfiguração das redes e alocação de capacitores que tem sido amplamente utilizado para reduzir perdas de

potência e melhorar o perfil de tensão para manter-se dentro dos limites admissíveis em sistemas de distribuição. O método da reconfiguração proposto é baseado em um circuito único que troca as redes por outros cabos de maior dimensão. Neste método simples de troca de redes, as sequências ótimas da seleção das redes influem para uma boa configuração ideal para obter uma redução das perdas nas redes. Além disso, um algoritmo de otimização conjunta é proposto para combinar este método melhorado à reconfiguração e alocação de capacitores para realizar uma redução máxima de perdas de energia. Em uma aplicação mais prática do método proposto, são considerados diferentes níveis de carga e um método rápido de cálculo total de perdas de energia é utilizada para a otimização econômica das perdas de energia durante o horizonte de planejamento. O algoritmo genético discreto é usado para otimizar a alocação, o tamanho dos capacitores e a sequência da seleção do condutor. De fato, os tamanhos de capacitores são considerados como variáveis discretas na função objetivo. A metaheurística *Simulated Annealing* é usada para comparar também o desempenho de convergência do método proposto. O algoritmo foi testado em sistema de distribuição de 77 nós real com quatro diferentes tipos de padrões de carga.

(LADJAVARD; MASOUM, 2008) apresenta um algoritmo genético em combinação com a lógica fuzzy. É proposto para melhoria simultânea da qualidade de energia e melhorar a alocação e dimensionamento de bancos de capacitores fixos em redes de distribuição com cargas não-lineares de tensão elevada e corrente harmônicas.

A função objetivo é definida por custos econômicos onde inclui o custo das perdas de potência e energia, e dos bancos de capacitores. Quando o limite de tensão, número e tamanho dos capacitores são instalados em cada nó, a corrente harmônica é considerada como restrição. A lógica fuzzy é usada para calcular a função objetivo, a fim de ponderar a incerteza da decisão adotada com base na adequação das restrições da função objetivo do índice de custo para cada cromossomo. Os resultados das simulações para as redes com distorções de 18 barras e 123 barras que utilizam na proposta são apresentados e comparados. A principal contribuição é uma melhoria da função de adequação para algoritmo genético, capaz de melhorar a função objetivo ao dirigir as potências ativas e reativas, usando raciocínio aproximado de lógica fuzzy. Este método leva a calcular a solução global, com menor probabilidade de permanecer capturado em um ótimo local sobre as condições iniciais, evitando os problemas numéricos em grandes sistemas de distribuição.

(SALEHINIA et al., 2010) apresenta uma metaheurística baseada num algoritmo genético para redução de perdas de energia em sistemas de distribuição com alocação ótima

de capacitores fixos e chaveados. Propõe um novo método para alocação de capacitores fixos e chaveados. A função objetivo está composta por três termos. No primeiro, o custo da perda de energia é obtida somando-se as perdas de energia em cada barra. O segundo termo inclui o custo total da aquisição e instalação de capacitores fixos e comutáveis. O último termo é o custo da perda de potência ativa durante a condição de carga de pico da rede. Para a alocação ótima dos capacitores foi utilizado um novo algoritmo eficiente baseado em algoritmo genético para diferentes níveis de carga, sendo as etapas para desenvolver este método: codificação de cromossomo, seleção da população, inicialização do operador *crossover*. O operador de mutação diversifica a busca de um ótimo local do problema avaliando a população e medindo a função objetivo.

(GHOSE; GOSEANI; BASU, 1998) propõe uma técnica de combinação dos algoritmo genético e *simulated annealing* para redução das perdas de energia em sistemas de distribuição mediante a alocação de capacitores, sendo o problema a alocação ótima e número dos capacitores nas diferentes barras do sistema para redução de perdas de energia. Considerando a variação de carga, a função objetivo representa os custos dos capacitores e custos de perdas, sujeito às tensões mínimas e máximas do sistema. A técnica de solução é a combinação do algoritmo genético e de *simulated annealing*. Os testes foram executados para sistemas de distribuição de 9 e 69 barras, para provar a justificativa de combinação dos algoritmos.

(CHANG, 2008) Apresenta um novo estudo de algoritmos para resolver o problema de reconfiguração ótima de um alimentador, o problema de alocação ótima de capacitores, e a combinação destes dois problemas. O algoritmo de busca de colônia de formigas é relativamente novo e um método poderoso de inteligência coletiva para resolver problemas de otimização. É baseada na população que utiliza a regeneração positiva tão bem como a busca *greedy*. O algoritmo proposto foi inspirado a partir do comportamento das formigas essencialmente na localização de fontes de alimento e transporte para suas colônias para a formação de trilhas únicas. Portanto por meio de uma coleção de agentes cooperativos chamados de formigas, as soluções locais aproximadas podem ser ótimas na reconfiguração e alocação de capacitores da rede elétrica. Além disso, o algoritmo é aplicado na inicialização do problema e na mudança do estado de uma solução local a um estado global para facilitar as regras de programação. A capacidade de otimização pode ser melhorada significativamente. O método proposto é demonstrado usando dois sistemas. Os resultados mostram que,

trabalhando simultaneamente a reconfiguração e a alocação de capacitores é mais efetiva do que trabalhar separadamente.

2.6 TÉCNICAS EXATAS USADAS NO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE CAPACITORES

É um problema de programação não linear que inclui variáveis inteiras. Se as variáveis inteiras são binárias (o caso mais comum), como é o caso do problema tratado neste trabalho, então o problema pode ser chamado de problema de programação não linear inteira mista.

A seguir são destacados alguns trabalhos existentes que são abordados usando PNLIM na área de alocação de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica.

(BARAN; WU, 1989) propõe uma formulação geral e uma metodologia de solução eficiente desenvolvidas para alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radiais. O objetivo principal é minimizar os custos de instalação dos bancos de capacitores e os custos das perdas de potência ativa no sistema para manter os níveis de tensão dentro dos parâmetros estabelecidos. Um método de solução proposto foi desenvolvido para o problema geral pela decomposição do problema em dois níveis de ordem. Um mestre (chamado problema principal) e um escravo. O problema mestre é um problema de programação inteira e é utilizado para alocar os capacitores. O problema escravo é usado pelo problema mestre como uma sub-rotina. O mesmo é decomposto em dois níveis: no nível superior o problema consiste em determinar o tipo de capacitores e no nível mais baixo o problema consiste em determinar os tamanhos dos capacitores. Os resultados apresentados indicam que a metodologia é computacionalmente eficiente e o esquema de decomposição tem um bom desempenho.

(HAFFNER et al., 2009) apresenta um modelo de otimização para o problema de alocação de bancos de capacitores em alimentadores de distribuição de energia elétrica. A função objetivo é um modelo linear, que apresenta a minimização dos custos totais de investimento (aquisição, instalação e realocação) e de operação (manutenção e custos referentes à variação dos limites de tensão), com restrições lineares e variáveis contínuas e binárias, sendo representado por um problema de programação linear inteira mista. Nos testes realizados, que incluíram outras redes de distribuição, foi observada grande proximidade entre os resultados obtidos pelo modelo linear apresentado e a solução do fluxo de carga não linear.

Assim, foi comprovada que a solução ótima do modelo apresentado é de grande qualidade. Elas também podem ser comprovadas por intermédio de exemplos de aplicação em sistemas de distribuição.

(ALMEIDA, 2013) apresenta um modelo de programação linear inteira mista e outro de programação cônica de segunda ordem inteira mista para resolver o problema de alocação de bancos de capacitores para sistemas de distribuição de energia elétrica radiais. O propósito principal é melhorar o perfil da magnitude de tensão e minimizar os custos de perdas de energia e de investimento. O ponto de operação em regime permanente foi modelado utilizando expressões lineares inteiras mistas e cônicas de segunda ordem. No modelo linear inteiro misto, a restrição não linear do cálculo da magnitude de corrente foi linearizado pela técnica de tensão e corrente. Também utilizou a técnica de potência para a linearização. Realizou testes com sistemas de 70, 136, 202 e 400 nós, destacando que o modelo cônico de segunda ordem inteiro misto encontrou solução ótima mediante a *modeling language for mathematical programming* (AMPL).

Este capítulo apresentou o problema da alocação ótima de bancos de capacitores em sistema de distribuição. Apresentou-se também a modelagem matemática do problema. Também é apresentada a revisão bibliográfica onde foi possível constatar a evolução gradativa dos métodos de otimização, procurando encontrar a solução ótima do problema de alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição. A maioria dos métodos usam algoritmos heurísticos construtivos, metaheurística e as técnicas de otimização clássica para solucionar o problema de alocação de bancos de capacitores. Observou-se que, na maioria dos primeiros trabalhos, os modelos apresentados consideravam a minimização das perdas de potência elétrica. Atualmente a maioria dos trabalhos considera, além disto, o custo de investimento de bancos de capacitores, que podem ser fixos, chaveados e mistos.

3 A METAHEURÍSTICA DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, apresenta-se a teoria básica da metaheurística de busca em vizinhança variável, chamada de VNS. A metaheurística VNS foi inventada usando conceitos existentes na literatura especializada de pesquisa operacional, da mesma forma que os algoritmos *tabu search*, *scatter search* e GRASP. Assim, pode-se interpretar o algoritmo VNS apenas como uma generalização do algoritmo de busca em vizinhança variável, chamado de SDH (do inglês, *Search Descendent Heuristic*).

Na apresentação do algoritmo VNS, pode-se verificar que a ideia fundamental do VNS é percorrer de forma eficiente o espaço de busca do problema usando as estratégias de intensificação e de diversificação. Assim, a versão mais simples chamada de VNSD neste trabalho é apenas uma generalização do algoritmo SDH que usa apenas a intensificação. Por outro lado, a seguinte versão do VNS, chamado de VNSR, usa de forma equilibrada as estratégias de intensificação e de diversificação. Adicionalmente, as versões mais sofisticadas dos algoritmos tipo VNS usam a intensificação e a diversificação de uma forma mais generalizada e também usam as versões preliminares (VNSD e VNSR) como módulos internos de otimização, transformando o algoritmo VNS em uma estratégia de otimização mais eficiente e genérica.

3.2 METAHEURÍSTICA DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL

Neste trabalho utiliza-se uma estrutura de entornos da metaheurística de Busca em Vizinhança Variável (VNS - *Variable Neighborhood Search*) para a resolução do problema de ABC em sistemas elétricos de distribuição. Assim, se todas as soluções vizinhas da solução corrente são de pior qualidade então o algoritmo VNS muda a vizinhança na tentativa de encontrar um vizinho de melhor qualidade. Se essa tentativa fracassa, então o algoritmo VNS muda novamente a vizinhança até encontrar uma solução vizinha de melhor qualidade. Nesse contexto do algoritmo VNS, a solução corrente também é a incumbente (melhor solução encontrada até qualquer instante do processo de busca). Na verdade, no algoritmo VNS, todas

as soluções encontradas nas transições através do espaço de busca são soluções incumbentes e, se em algum momento, o processo realiza uma transição para a solução ótima global então o processo de transições termina, sem possibilidade de sair desse ótimo global. Esse tipo de comportamento não acontece com as outras metaheurísticas.

Por outro lado, praticamente todas as outras metaheurísticas tais como os algoritmos genéticos, busca tabu, o algoritmo *simulated annealing* (algoritmo de recozimento simulado) e o algoritmo VNS são apenas especializações ou sofisticações do algoritmo heurístico de busca através de vizinhanças. Na utilização das metaheurísticas em geral e particularmente o algoritmo VNS deve-se especificar um conjunto de características relacionadas com a sua aplicação na resolução de um tipo de problema complexo (RIGHETTO, 2010). Essas características são as seguintes:

- A forma de representação ou de codificação de uma proposta de solução que deve identificar de forma adequada um elemento do espaço de busca.;
- Uma forma adequada de identificação da qualidade da solução encontrada;
- Forma de identificar se uma proposta de solução é factível ou infactível;
- A estratégia de decisão em relação as soluções infactíveis;
- A estratégia para encontrar a primeira proposta de solução (ou o primeiro conjunto de soluções) que se transforma na solução corrente;
- Forma de caracterização de vizinhança;
- A estratégia de escolha do vizinho mais adequado para realizar a transição, isto é, o vizinho que deve ser escolhido como solução corrente.

De todas as características mencionadas acima, a mais importante é a escolha de uma forma de representação ou codificação de um elemento do espaço de busca (seria o equivalente à escolha das variáveis de decisão na montagem do modelo matemático na otimização clássica). Esta proposta condiciona as outras características do problema e a qualidade da estratégia geral de otimização. A representação de uma solução deve permitir encontrar o valor da função objetivo ou seu equivalente, assim como verificar se é infactível ou factível a proposta de solução apresentada.

A proposta de representação de uma solução permite especificar a estrutura de vizinhança para realizar as transições através do espaço de busca do problema. Neste ponto, o assunto central é como contornar o principal problema da heurística de busca através de vizinhança tradicional que termina o processo quando o melhor vizinho é de pior qualidade que a solução corrente. Em outras palavras, como sair de um ótimo local.

3.3 ASPECTOS FUNDAMENTAIS DO ALGORITMO VNS

Um problema de otimização pode ser representado da seguinte forma:

$$\min\{f(x): x \in X, X \subseteq S\}, \quad (16)$$

em que S é o espaço de soluções e X é o conjunto de soluções factíveis, x é uma solução candidata e f é uma função que assume valores reais.

(HANSEN; MLADENOVICH, 2003) indica: a estratégia do algoritmo VNS está inspirada em três observações importantes:

- **Fato 1:** O mínimo local em relação a uma estrutura de vizinhança não é necessariamente também mínimo local para outra estrutura de vizinhança;
- **Fato 2:** O mínimo global é um mínimo local com respeito a todas as estruturas de vizinhança;
- **Fato 3:** Para muitos problemas, os mínimos locais para várias estruturas de vizinhança apresentam composição muito parecidas.

A última observação é de carácter empírico e particularmente importante na formulação de um algoritmo VNS. Implica que uma solução ótima local fornece informação importante em relação ao ótimo global, especialmente se a solução ótima local for de excelente qualidade. Existe também a observação empírica de que as soluções ótimas locais geralmente estão concentradas em regiões específicas do espaço de busca. Se as soluções ótimas locais estivessem uniformemente distribuídas no espaço de busca todas as metaheurísticas se tornariam ineficientes. Portanto, se for encontrado um ótimo local na região em que se encontra o ótimo global, então uma metaheurística tipo VNS tem grande chance de encontrá-lo. Por outro lado, se o ótimo global se encontra em outra região distante então a única possibilidade de encontrá-lo é implementando um processo de diversificação para chegar nas proximidades do ótimo global. Por esse motivo um equilíbrio entre intensificação e diversificação no processo de busca pode ser importante em uma metaheurística.

Existe outro aspecto importante que deve formar parte da lógica de implementação de um algoritmo VNS que está relacionado com a qualidade de um ótimo local. Um ótimo local de função objetivo de melhor qualidade não necessariamente pode ser mais adequado para tentar encontrar um ótimo global. Supor que existem duas soluções ótimas locais x_a e x_b em

que $f(x_a) < f(x_b)$ para o problema de minimização. Na análise tradicional pode-se concluir que x_a é um ótimo local de melhor qualidade que x_b . Entretanto, se essas soluções devem ser usadas para iniciar (ou reiniciar) o processo de busca, então pode-se afirmar que aquela solução com características internas mais próximas da solução ótima global é a mais adequada para iniciar (ou reiniciar) a busca e, portanto, não necessariamente a solução x_a deve ser escolhida.

Existem problemas onde a solução ótima é conhecida e existem vários algoritmos heurísticos para encontrar soluções ótimas locais. Nesse contexto, pode-se usar a observação anterior para identificar o algoritmo heurístico que produz soluções ótimas locais de melhor qualidade para iniciar a busca usando o algoritmo VNS. Esse tipo de comportamento acontece no problema de planejamento de expansão de sistemas de transmissão cujas soluções ótimas podem ser conhecidas e existem muitos algoritmos heurísticos construtivos para encontrar excelentes soluções ótimas locais. Assim, pode-se identificar o melhor algoritmo heurístico construtivo para ser incorporado na estrutura de solução de um algoritmo VNS.

Existem várias formas de implementar o algoritmo VNS e, portanto, podem ser implementados uma família de algoritmos VNS. Denotando por N_k , ($k=1, \dots, k_{\max}$) um conjunto finito de estruturas de vizinhança pré-selecionadas e seja $N_k(x)$ o conjunto de soluções ou vizinhos na k -ésima vizinhança de x . Uma solução ótima x_{opt} (ou mínimo global) é uma solução onde o mínimo do problema é alcançado. Diz-se que x' é um mínimo local de um problema com relação a N_k , se não existir solução $x \in N_k(x) \subseteq X$ tal que $f(x) < f(x')$. Assim, a ideia é definir um conjunto de estruturas de vizinhança que podem ser usadas de forma determinística, de forma aleatória ou determinística e aleatória. Essas formas de usar a estrutura de vizinhança produz algoritmos VNS de desempenhos diferentes.

3.4 DIVERSOS TIPOS DE ALGORITMOS VNS

Existem várias propostas de algoritmos VNS que podem ser usadas de forma independente ou integradas em estruturas VNS mais complexas. Neste trabalho apresentamos quatro tipos de algoritmos VNS e são os seguintes: VNSD, VNSR, VNSB e VNSG.

3.4.1 Algoritmo De Busca Em Vizinhança Variável Descendente (VNSD)

O algoritmo VNSD está baseado no Fato 1 mencionado anteriormente, isto é, um mínimo local para uma estrutura de vizinhança não é necessariamente mínimo local para outra estrutura de vizinhança. Assim, o ótimo local x' de x na vizinhança $N_1(x)$ não necessariamente é igual ao ótimo local x'' de x para a vizinhança $N_2(x)$. O algoritmo VNSD assume a seguinte forma:

Passo 1. Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $N_s, s = 1, \dots, s_{\max}$.

Encontre uma solução inicial x ;

Passo 2. Faça $s = 1$;

Passo 3. Encontre a melhor solução vizinha x' de $x, (x' \in N_s(x))$;

Passo 4. Se x' é melhor que x então faça $x = x'$ e $s = 1$ e volte ao passo 3. Caso contrário vá ao passo 5;

Passo 5. Fazer $s = s + 1$. Se $s \leq s_{\max}$ volte ao passo 3. Caso contrário, pare.

Estrutura básica de um algoritmo VNSD

O algoritmo VNSD representa a forma mais simples de formular um algoritmo VNS. Entretanto, esse tipo de algoritmo básico pode ser integrado em uma estrutura mais complexa de algoritmo VNS. Quando o algoritmo VNSD for usado de forma independente deve-se priorizar a busca de soluções de boa qualidade. Em outro contexto, se o algoritmo VNSD é usado em estruturas mais complexas pode ser mais importante encontrar uma boa solução mais rapidamente.

3.4.2 Algoritmo De Busca Em Vizinhança Variável Reduzida (VNSR)

De acordo com (RIGHETTO, 2010), o algoritmo VNSR é chamado o segundo tipo de algoritmo VNS. Este tipo de algoritmo está inspirado em dois aspectos fundamentais: no processo de busca relacionado com a intensificação e a diversificação. Por um lado, tem-se o Fato 3 que afirma que na região de um ótimo local normalmente existem outras soluções

ótimas locais que podem ser encontradas a partir de um ótimo local inicial e, portanto, monta-se uma estratégia de intensificação para listar esses ótimos locais. Por outro lado, sair de uma região de ótimo local para encontrar um ótimo local de uma região mais distante exige uma estratégia que implique em uma mudança mais radical na caracterização da vizinhança especialmente em problemas que tem característica multimodal. Assim, uma busca que contemple os aspectos de intensificação e diversificação pode permitir encontrar ótimos locais de uma mesma região e pode permitir ao processo de busca sair para ótimos locais de regiões mais distantes do ponto de ótimo local corrente (incumbente). Esse tipo de trabalho foi incorporado no algoritmo VNSR cuja estrutura assume a seguinte forma:

Passo 1. Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $N_k, k = 1, \dots, k_{\max}$.

Encontre uma solução inicial x . Escolha um critério de parada;

Passo 2. Faça $k = 1$;

Passo 3. Gere uma solução x' aleatoriamente da k -ésima vizinhança de $x, (x' \in N_k(x))$;

Passo 4. Se x' é melhor que x então fazer $x = x'$ e $k = 1$ e, volte ao passo 3. Caso contrário, vá ao passo 5;

Passo 5. Faça $k = k + 1$, se $k \leq k_{\max}$ volte ao passo 3. Caso contrário, vá ao passo 6;

Passo 6. Se o critério de parada for satisfeito, pare. Caso contrário, volte ao passo 2;

Estrutura básica de um algoritmo VNSR

Deve-se observar que o algoritmo VNSR produz uma escolha de vizinhos mais dinâmicos escolhendo vizinhos de todas as estruturas de vizinhança (diversificação) e priorizando a primeira estrutura de vizinhança (intensificação) nas fases iniciais da busca. Entretanto, uma componente importante da estrutura VNSR é a capacidade de encontrar novas regiões promissoras a partir de um ótimo local. O algoritmo VNSR também pode ser usado de forma independente ou pode ser integrado em uma estrutura mais complexa de algoritmo VNS.

3.4.3 Algoritmo De Busca Em Vizinhança Variável Básica (VNSB)

Segundo (RIGHETTO, 2010) o algoritmo VNSB tenta integrar as características dos algoritmos VNSD e VNSR. Por um lado, o algoritmo VNSD permite encontrar soluções ótimas locais de boa qualidade e, por outro lado, o algoritmo VNSR permite encontrar novas regiões promissoras a partir de um ótimo local. Assim, juntando essas características podem ser formulados dois tipos de algoritmos VNS que geralmente apresentam excelente desempenho. Esses algoritmos são chamados: Busca em Vizinhança Variável Básica (VNSB) e Busca em Vizinhança Variável Geral (VNSG). A estrutura do algoritmo VNSB assume a seguinte forma:

- Passo 1.** Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $N_k, k = 1, \dots, k_{\max}$.
Encontre uma solução inicial x . Escolha um critério de parada;
- Passo 2.** Faça $k = 1$;
- Passo 3.** Gere uma solução x' aleatoriamente da k -ésima vizinhança de $x, (x' \in N_k(x))$;
- Passo 4.** Implemente uma busca local a partir de x' . Seja x'' o ótimo local desse processo de busca;
- Passo 5.** Se x'' é melhor que x então fazer $x = x''$, $k = 1$ e, volte ao passo 3. Caso contrário, vá ao passo 6;
- Passo 6.** Faça $k = k + 1$ se $k \leq k_{\max}$ volte ao passo 3. Caso contrário, vá ao passo 7;
- Passo 7.** Se o critério de parada for satisfeito, pare. Caso contrário, volte ao passo 2.

Estrutura básica de um algoritmo VNSB

O algoritmo VNSB combina a busca local com mudanças sistemáticas da vizinhança em torno do ótimo local encontrado k estruturas de vizinhança. O processo de otimização é iniciado de uma solução x e na vizinhança $N_1(x)$. Na sequência escolhe-se de forma aleatória um vizinho x' de x em $N_1(x)$. A partir de x' é iniciado um processo de busca local para encontrar um ótimo local x'' . Nesse contexto podem acontecer os seguintes casos: (a) se $x'' = x$ significa que x já era o ótimo local dessa região e, portanto, deve-se mudar para outro nível de vizinhança $N_2(x)$ neste caso; (b) se x'' é de pior qualidade que x , então foi encontrado um ótimo local de pior qualidade que a incumbente x e também deve-se mudar de

vizinhança; e (c) se x'' é de melhor qualidade que x então significa que foi encontrada uma solução melhor que a incumbente e, portanto, deve-se atualizá-la e reiniciar a busca permanecendo na vizinhança $N_1(x)$. Se no processo de otimização atinge-se o último nível de vizinhança sem encontrar uma solução melhor que a incumbente, então o processo volta a busca no primeiro nível de vizinhança. O processo termina quando se cumpre um critério de parada. O critério de parada pode ser especificado de várias formas tais como: (1) tempo máximo de computação, (2) número máximo de iterações ou (3) um número máximo de iterações sem a mudança da incumbente.

A estratégia de busca local do passo 4 do algoritmo VNSB pode ser qualquer heurística. Entretanto a busca local também pode usar um algoritmo VNS. Assim, o VNSB pode ser transformado em um algoritmo mais geral chamado VNSG (Busca em Vizinhança Variável Geral). O VNSG é obtido generalizando o VNSB simplesmente usando um algoritmo VNSD como estratégia de busca local e usando um algoritmo VNSR para melhorar a solução inicial usada para iniciar a busca.

3.4.4 Algoritmo De Busca Em Vizinhança Variável Geral (Vnsg)

O algoritmo VNSG é uma generalização do VNSB em que a busca local é realizada por um algoritmo VNSD e a solução inicial é melhorada por um VNSR. Assim, o algoritmo VNSG assume a seguinte forma:

Passo 1. Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $N_k, k = 1, \dots, k_{\max}$ que deve ser usado na estrutura principal do algoritmo VNSG.

Escolha um critério de parada para a estrutura principal do algoritmo VNSG.

Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $N_p, p = 1, \dots, p_{\max}$ que deve ser usado na estrutura do algoritmo VNSR.

Escolha um critério de parada para o algoritmo VNSR.

Selecione um conjunto de estruturas de vizinhança $N_s, s = 1, \dots, s_{\max}$ que deve ser usado na estrutura do algoritmo VNSD.

Encontre uma solução inicial x ;

Passo 2. Faça $p = 1$;

- Passo 3.** Gere uma solução x aleatoriamente da p -ésima vizinhança de x , ($x \in N_p(x)$);
- Passo 4.** Se x' é melhor que x então faça $x = x'$, $p = 1$ e, volte ao passo 3. Caso contrário, vá ao passo 5;
- Passo 5.** Faça $p = 1$, se $p \leq p_{\max}$ volte ao passo 3. Caso contrário, vá ao passo 6;
- Passo 6.** Se o critério de parada não for satisfeito voltar ao passo 2. Caso contrário, ir ao passo 7 (foi encontrada a melhor solução inicial obtida pelo algoritmo VNSR);
- Passo 7.** Faça $k = 1$;
- Passo 8.** Gere uma solução x aleatoriamente da k -ésima vizinhança de x , ($x' \in N_k(n)$);
- Passo 9.** Faça $s = 1$;
- Passo 10.** Encontre o melhor vizinho x'' de x' em $N_s(x)$;
- Passo 11.** Se x'' é melhor que x' então faça $x' = x''$, $s = 1$ e, voltar ao passo 10. Caso contrário, vá ao passo 12;
- Passo 12.** Faça $s = s + 1$. Se $s \leq s_{\max}$ voltar ao passo 10. Caso contrário, vá ao passo 13 (foi encontrado um ótimo local pelo algoritmo VNSD);
- Passo 13.** Se x é melhor que x então faça $x = x'$, $k = 1$ e, volte ao passo 8. Caso contrário, vá ao passo 14;
- Passo 14.** $k = k + 1$. Se $k \leq k_{\max}$ volte ao passo 8. Caso contrário, vá ao passo 15;
- Passo 15.** Se o critério de parada for satisfeito, pare. Caso contrário, volte ao passo 7.

Estrutura básica de um algoritmo VNSG

As observações realizadas para o algoritmo VNSB permanecem válidas no VNSG. Ou como foi mencionado anteriormente, a mudança fundamental está na fase de melhoria inicial da solução inicial usando um VNSR e na fase de busca local que é realizada usando um algoritmo VNSD. Existem outros algoritmos ou estruturas mais complexas baseadas na lógica do VNS que fogem do escopo deste trabalho.

Em relação ao algoritmo VNSG, pode-se fazer as seguintes observações:

- As três estruturas de vizinhança presentes no algoritmo VNSG devem ser adequadamente projetadas para que o algoritmo VNSG encontre a solução ótima global ou

soluções quase ótimas. Nesse projeto, nota-se que a ideia fundamental consiste em encontrar as melhores regiões de ótimo local e o mais rapidamente possível. Na verdade a única forma de garantir que o processo não fique estacionado em um ótimo local é quando as uniões de todas as estruturas de vizinhança reproduzem o espaço de busca completo;

- Existe ainda a questão de como proceder se as estruturas de vizinhança geram vizinhos inactíveis. Este incômodo aparece com muita frequência como no caso do problema de planejamento de sistemas elétricos. Uma alternativa simples é descartar as soluções vizinhas inactíveis. Outra alternativa, muito usada em outras metaheurísticas, é penalizar a função objetivo incorporando as inactibilidades na função objetivo.

4 FLUXO DECARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL

4.1 INTRODUÇÃO

Para resolver problemas de fluxo de potência em sistemas de distribuição, é possível usar o método de Newton e suas versões desacopladas. Entretanto, estes sistemas apresentam duas características muito específicas: (1) normalmente os sistemas de distribuição operam em forma radial, isto é, não existem laços ou malhas no sistema, e (2) os sistemas de distribuição apresentam uma relação R/X muito elevada quando comparados com valores típicos de sistemas de subtransmissão ou transmissão, motivo pelo qual estes sistemas entram na categoria de sistemas mal condicionados. A primeira característica é uma vantagem porque simplifica consideravelmente a complexidade do problema, entretanto a segunda característica é uma desvantagem quando são usadas as versões desacopladas do método de Newton e frequentemente produz divergência do processo de resolução.

O método de Newton e suas versões desacopladas foram utilizados eficientemente para resolver sistemas bem condicionados, entretanto para sistemas mal condicionados, ou com problemas de inicialização, na maioria das vezes eles apresentam problemas de convergência; porém pacotes comerciais de fluxo de potência sempre modificam estes algoritmos para contornar estes problemas.

Neste cálculo modela-se o sistema em regime permanente, e esta representação é utilizada quando a variação com o tempo for suficientemente lenta, para ignorar o efeito transitório do sistema. Na realização destes cálculos são utilizados métodos computacionais desenvolvidos para a resolução de sistemas de inequações e equações algébricas que constituem o modelo estático do sistema (MONTICELLI, 1983).

Os sistemas elétricos de potência podem ser divididos em: geração, sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Os componentes destes sistemas são utilizados no cálculo do fluxo de potência na seguinte proporção:

Sistemas de geração, transmissão, cargas, compensadores síncronos, compensadores shunt, linhas de transmissão, transformadores em fase e defasadores;

Sistemas de Distribuição Primária: subestações, cargas, bancos de capacitores, alimentadores e circuitos, reguladores de tensão.

Tanto um sistema de transmissão quanto um sistema de distribuição possuem ramos (linhas e circuitos) que são representados matematicamente por uma impedância. As barras do sistema são a interconexão de dois ou mais ramos e onde podem ou não estarem localizadas

as cargas deste sistema. As equações básicas para realizar o cálculo do fluxo de potência são obtidas impondo a conservação das potências ativas e reativas em cada barra do sistema. Portanto, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências dos componentes internos desta barra como um de seus terminais (lei das correntes de Kirchhoff). A lei das tensões de Kirchhoff é utilizada na expressão dos fluxos de potência em função das tensões de suas barras terminais.

Na formulação básica do fluxo de potência de sistemas de energia elétrica são associadas quatro variáveis que por sua vez estão diretamente relacionadas ao tipo da barra. Assim os parâmetros associados ao problema de fluxo de carga são dados por:

V_k – Magnitude da tensão nodal da barra k ;

θ_k – Ângulo da tensão nodal da barra k ;

P_k – Geração líquida (geração menos carga) de potência ativa da barra k ;

Q_k – Injeção líquida de potência reativa na barra k ;

I_{km} – Fluxo de corrente que sai da barra k em direção a barra m ;

P_{km} – Fluxo de potência ativa que sai da barra k em direção a barra m ;

Q_{km} – Fluxo de potência reativa que sai da barra k em direção a barra m .

As barras do sistema podem ser divididas em três tipos, os quais irão definir as variáveis e as constantes do problema em questão. A Tabela 1 apresenta os tipos de barras e suas respectivas características.

Tabela 1 - Identificação dos tipos de barras

Tipo	Variáveis	Constantes
PQ	V_k e θ_k	P_k e Q_k
PV	Q_k e θ_k	P_k e V_k
$V\theta$	P_k e Q_k	V_k e θ_k

Fonte: Do próprio autor

As barras do tipo PQ são majoritárias no sistema elétrico. Elas representam as barras nas quais estão conectadas as cargas. Em segundo lugar encontram-se as barras PV , que têm

uma tensão controlada ou que realizam um controle da tensão terminal. Essas barras normalmente não estão presentes nos sistemas de distribuição.

Neste trabalho a barra de referência é única e necessária para a formulação do problema, pois necessita fixar um valor para o ângulo de referência, permitindo fechar o balanço de potência da rede. As perdas ativas não são conhecidas. O conjunto de equações do cálculo do fluxo de carga é formulado a partir de duas equações ((17) e (18)) para cada barra e cada uma dessas equações precisa satisfazer a Primeira Lei das corrente de Kirchhoff, (MONTICELLI, 1983).

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (17)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (18)$$

Em que:

$k = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede;

Ω_k – Conjunto de barras vizinhas da barra k ;

Q_k^{sh} – Componente de injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* da barra k .

As expressões gerais dos fluxos de potência ativa e reativa nos ramos do sistema são dadas pelas equações (19) e (20):

$$P_{km} = (V_k)^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (19)$$

$$Q_{km} = -(V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) - V_k V_m b_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - V_k V_m g_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (20)$$

Onde

g_{km} – Condutância entre as barras b e m ;

b_{km} – Susceptância entre as barras b e m ;

b_{km}^{sh} – Susceptância shunt entre as barras b e m .

Desta forma, foram apresentadas a introdução e a forma geral para o cálculo de fluxo de potência.

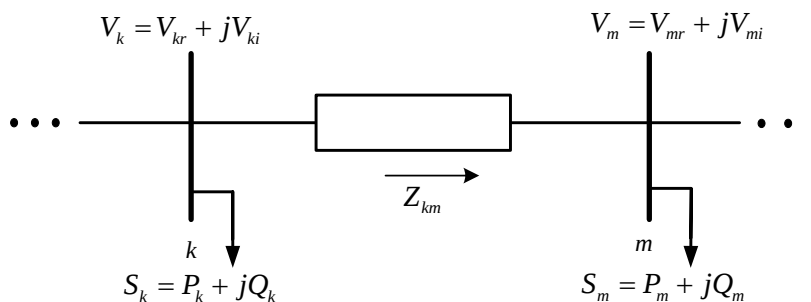
4.2 FLUXO DE VARREDURA PARA SISTEMAS RADIAIS

O processo de solução do algoritmo de fluxo de potência de varredura se inicia escolhendo um valor para os módulos de tensão nas barras. Tipicamente é escolhida a mesma tensão da subestação, isto é em cada barra k assume-se que $V_{ref} = V_{real} + j0 \rightarrow V_k = V_{real} + jV_{imag.}$, onde V_{ref} , é o módulo de tensão da subestação. Com as tensões nas barras escolhidas é possível conhecer a corrente de carga em todas as barras e as correntes em todos os ramos do sistema radial. Este processo é iniciado das barras extremas e percorrendo as barras em direção à subestação (processo *backward*). Com as correntes calculadas nos ramos é possível calcular as perdas ativas (e reativas) do sistema. Assim, foi encontrado um valor aproximado das perdas do sistema.

Com as correntes nos ramos calculados no processo anterior, é possível conhecer a corrente que está saindo da subestação. Então usando os valores de corrente de ramos e iniciando o processo a partir da subestação é possível calcular os novos valores das tensões de todas as barras do sistema. Este processo é realizado a partir da subestação e termina nas barras externas e geralmente é chamado de processo *forward*. Com os novos valores de tensão das barras é possível encontrar, novamente, as correntes de carga nas barras e as correntes em todos os ramos do sistema. Os novos valores de corrente de ramos permite encontrar novos valores de perdas ativas do sistema. O processo iterativo do algoritmo de fluxo de potência. de varredura termina quando a variação das perdas ativas de duas iterações consecutivas ΔP_{at} é menor que uma tolerância ϵ , isto é, $|\Delta P_{at}| \leq \epsilon$ (BRANDINI, A. 2000).

4.2.1 Cálculo Da Corrente De Carga

Figura 2 - Representação de duas barras em um sistema de distribuição



Fonte: Do próprio autor

A potência e a tensão complexas da barra k é definida da seguinte forma:

$$S_k = P_k + jQ_k \quad (21)$$

$$V_k = V_{kr} + jV_{ki} \quad (22)$$

Em que P_k e Q_k são as potências ativa e reativa demandadas pela barra k , respectivamente, V_{kr} e V_{ki} são as componentes real e imaginária da tensão da barra k , respectivamente.

A corrente injetada no sistema pela barra k é dada por:

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k} \right)^* \rightarrow I_k = \frac{P_k + jQ_k}{V_{kr} + jV_{ki}} = \frac{P_k + jQ_k}{V_{kr} + jV_{ki}} \cdot \frac{(V_{kr} - jV_{ki})}{(V_{kr} - jV_{ki})} \quad (23)$$

$$I_k = \frac{(P_k + jQ_k)(V_{kr} - jV_{ki})}{(V_{kr}^2 + V_{ki}^2)} = \frac{(P_k V_{kr} + Q_k V_{ki}) + j(P_k V_{ki} - Q_k V_{kr})}{(V_{kr}^2 + V_{ki}^2)} \quad (24)$$

Separando a equação (24) em parte real e imaginária, tem-se, respectivamente, que:

$$I_{kr} = \frac{(P_k V_{kr} + Q_k V_{ki})}{(V_{kr}^2 + V_{ki}^2)} \quad (25)$$

$$I_{ki} = \frac{(P_k V_{ki} - Q_k V_{kr})}{(V_{kr}^2 + V_{ki}^2)} \quad (26)$$

4.2.2 Cálculo Das Tensões De Barra

O seguinte passo para resolução do método de varredura é calcular as tensões das barras do sistema de distribuição. Para calcular as tensões nas barras é necessário que se conheça o fluxo de corrente nos ramos do sistema. A corrente complexa em um determinado ramo km pode ser escrita da seguinte forma, $I_{km} = I_{kmr} + jI_{kmi}$. Em que I_{kmr} e I_{kmi} são as componentes real e imaginária da corrente no ramo km respectivamente. Esta corrente é calculada a partir das correntes injetadas nas barras do sistema. Por definição tem-se que:

$$V_k = V_{kr} + jV_{ki} = V_m + (r_{km} + jx_{km})(I_{kmr} + jI_{kmi}) \quad (27)$$

$$V_{kr} + jV_{ki} = V_{mr} + jV_{mi} + (r_{km}I_{kmr} - x_{km}I_{kmi}) + j(x_{km}I_{kmr} + r_{km}I_{kmi}) \quad (28)$$

Assim, separando as componentes real e imaginária das tensões, tem-se:

$$V_{mk} = V_{kr} - r_{km}I_{kmr} + x_{km}I_{kmi} \quad (29)$$

$$V_{mi} = V_{ki} - r_{km}I_{kmi} + x_{km}I_{kmr} \quad (30)$$

4.2.3 *Calculo Das Perdas De Potências Ativa E Reativa*

Calculadas as tensões e as correntes do sistema é possível então calcular as perdas ativas e reativas deste sistema. Assim as perdas, em cada ramo do sistema podem ser calculadas como se segue:

$$S_{km} = P_{kmp} + jQ_{kmp} = \Delta V_{km} I_{km}^* = (r_{km} + jx_{km})I_{km}I_{km}^* = (r_{km} + jx_{km})I_{km}^2 \quad (31)$$

Desta forma podemos encontrar as perdas ativa e reativa do ramo que liga a barra k à barra m :

$$P_{kmp} = r_{km}I_{km}^2 \quad (32)$$

$$Q_{kmp} = x_{km}I_{km}^2 \quad (33)$$

Com as expressões descritas acima, pode-se calcular as perdas ativas e reativas totais do sistema elétrico conforme as equações (34) e (35).

$$P_{total} = \sum_{(k,m) \in \Omega} r_{km}I_{km}^2 \quad (34)$$

$$Q_{total} = \sum_{(k,m) \in \Omega} x_{km} I_{km}^2 \quad (35)$$

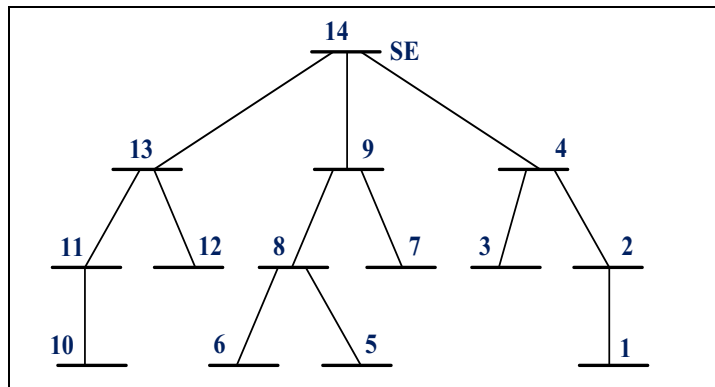
4.3 ALGORITMO

O algoritmo do fluxo de potência para sistemas radiais utilizado neste trabalho é descrito a seguir:

1º Passo: Ler os dados do sistema. Definir a tolerância da variação das perdas;

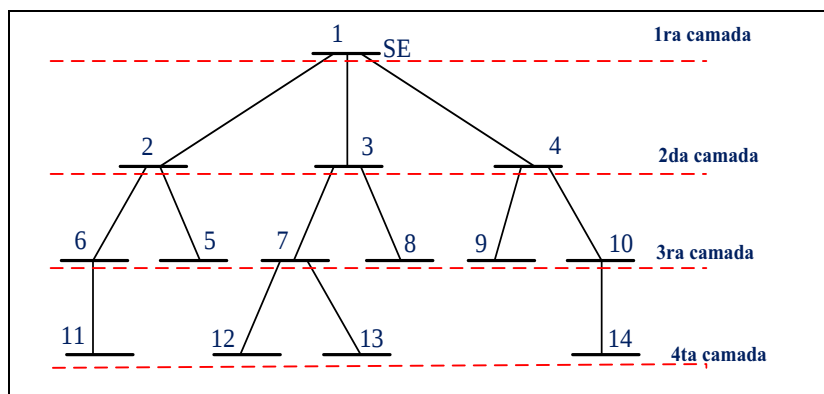
2º Passo: Após a leitura dos dados de entrada é feita uma ordenação dos ramos do sistema a fim de identificar o sentido dos fluxos de potência no sistema. Esta ordenação é feita através da renumeração das barras por camada como apresentado na Figura 3.

Figura 3 - Sistema de 14 barras antes da ordenação das barras.



Fonte: Do próprio autor.

Figura 4 - Sistema de 14 barras após da ordenação das barras.



Fonte: Do próprio autor.

3º Passo: Após essa ordenação das barras é aplicada as equações para resolver o fluxo de potência radial. O sistema ordenado aparece na Figura 4.

Primeiramente, neste trabalho não existem barras do tipo PV , existem somente barras do tipo PQ e apenas uma do tipo $V\theta$. Assim, a solução do problema é iniciada aplicando em todas as barras PQ a tensão da barra de referência; em seguida, com os dados de tensão das barras, são calculadas as correntes de cada ramo utilizando o processo *backward*. Conhecendo as correntes de todas as barras, calculam-se as novas tensões das barras utilizando o processo *forward*. Após esse processo são calculadas as perdas ativas e reativas utilizando as equações (34) e (35). Em seguida, é verificado o parâmetro de parada do sistema.

O algoritmo irá parar quando a variação das perdas ativas entre duas iterações consecutivas for menor do que a tolerância estipulada. Se o critério de parada não for satisfeito, o algoritmo executa mais iterações até que a variação das perdas ativas entre duas iterações consecutivas seja menor do que a tolerância estipulada, ou que o algoritmo ultrapasse o número limite de iterações.

5 HEURÍSTICA ESPECIALIZADA APLICADA AO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

Uma heurística especializada tipo VNS para resolver o problema de alocação ótima de bancos de capacitores deve identificar claramente algumas parcelas importantes desse algoritmo. Neste trabalho foi desenvolvido um algoritmo VNSD. Assim, esse tipo de algoritmo precisa de uma solução inicial para iniciar o processo de otimização. Neste trabalho essa solução inicial é encontrada usando um algoritmo heurístico construtivo. Adicionalmente, deve-se escolher as estruturas de vizinhança e, portanto, neste trabalho foram idealizados e implementados três estruturas de vizinhança. Finalmente, a estrutura geral do algoritmo VNSD é semelhante ao apresentado no Capítulo 3.

5.1 ALGORITMO HEURÍSTICO CONSTRUTIVO

A ideia central do AHC é ir adicionando um banco de capacitores em cada passo do AHC. Se a adição de um banco melhora a qualidade da solução, então o processo deve ser continuado tentando adicionar outro banco de capacitores. O processo termina quando a tentativa de adicionar um novo banco de capacitores piora a qualidade da função objetivo. O assunto central é a forma em que deve ser escolhida a barra em que o novo banco deve ser alocado. Essa barra é aquela que ainda tem a maior demanda de reativos após descontar a potência reativa já injetada pelos bancos de capacitores adicionados no processo iterativo do AHC. As etapas do algoritmo são as que seguem:

1. Processar um problema de fluxo de carga para calcular a função objetivo do problema sem alocação de capacitores. Seja f_{incum} esse valor;
2. Ordenar as barras pelo valor da potência reativa corrente da demanda da barra. Assim a barra com maior potência reativa é classificada em primeiro lugar. Seja Q_i o valor da demanda reativa corrente na barra i ;
3. Adicionar um banco de capacitores de capacidade Q_b na barra k com maior valor de reativo corrente. Processar um problema de fluxo de potência para calcular a função objetivo do problema com a adição do novo banco de capacitores e os bancos já armazenados na solução corrente. Seja f_{novo} esse valor;

4. Se $f_{novo} < f_{incum}$ então faça $f_{incum} = f_{novo}$ e incorpore o novo banco de capacitores na solução corrente, isto é, $Q_k = Q_k - Q_b$, armazene a informação do banco alocado na solução corrente e volte ao passo 2. Em caso contrario pare o processo já que foi encontrado um ótimo local.

5.2 METAHEURÍSTICA DE BUSCA DE VIZINHANÇA VARIÁVEL DESCENDENTE.

Nesta seção mostramos os três tipos de vizinhança idealizados para serem usados como estruturas de vizinhança do algoritmo VNSD desenvolvido. Essas estruturas de vizinhança foram suficientes para resolver os sistemas apresentados no capítulo de testes. Para problemas de grande porte pode ser conveniente idealizar estruturas de vizinhança mais complexas. As etapas são as que seguem:

5.2.1 Aumentar Um Banco De Capacitores

- 1 Seja f_{incum} a solução corrente. Seja também f_{viz} a grandeza que vai identificar a melhor solução vizinha;
- 2 Identificar todas as barras em que pode ser adicionado um banco de capacitores. Assim são candidatas todas as barras, exceto a barra da subestação e as barras onde já foram adicionadas o número máximo permitido de bancos para cada barra;
- 3 Para cada barra identificada no passo anterior simular a adição de um banco de capacitores nessa barra, processar um problema de fluxo de potência e identificar o valor da função objetivo, chamada de f_{novo} . Em cada caso, se $f_{novo} < f_{viz}$ então $f_{viz} = f_{novo}$;
- 4 Se $f_{viz} < f_{incum}$ então faça $f_{incum} = f_{viz}$ o que significa que foi encontrada uma solução vizinha de melhor qualidade e deve-se adicionar o banco identificado na solução corrente. Em caso contrário, não existe solução vizinha de melhor qualidade.

5.2.2 Retirar Um Banco De Capacitores

A ideia central neste caso é identificar as soluções vizinhas da solução corrente que são encontradas retirando um banco de capacitores em uma barra do sistema. As etapas são:

1. Seja f_{incum} a solução corrente. Seja também f_{viz} a grandeza que vai identificar a melhor solução vizinha;
2. Identificar todas as barras em que pode ser retirado um banco de capacitores, isto é, as barras onde foram adicionados bancos de capacitores. Assim, são candidatas todas as barras onde já foram adicionados bancos para encontrar a solução corrente;
3. Para cada barra identificada no passo anterior simular a retirada de um banco de capacitores nessa barra, processar um problema de fluxo de potência e identificar o valor da função objetivo, chamada de f_{novo} . Em cada caso, se $f_{novo} < f_{viz}$, então $f_{viz} = f_{novo}$;
4. Se $f_{viz} < f_{incum}$ então faça $f_{incum} = f_{viz}$ o que significa que foi encontrada uma solução vizinha de melhor qualidade e devemos retirar o banco identificado da solução corrente. Em caso contrario, não existe solução vizinha de melhor qualidade.

5.2.3 Transferir Banco De Capacitores Para Uma Barra Vizinha

A ideia central neste caso é identificar as soluções vizinhas da solução corrente que são encontradas transferindo um banco de capacitores alocados em uma barra do sistema para uma barra vizinha. As etapas são:

1. Seja f_{incum} a solução corrente. Seja também f_{min} a grandeza que vai identificar a melhor solução vizinha;
2. Para cada barra em que existe banco de capacitores alocado identifica-se as barras vizinhas. Assim, o banco alocado em uma barra pode ser transferido para uma barra vizinha. Nesse contexto, cada processo de deslocamento identifica uma solução vizinha;
3. Para cada solução vizinha identificada no passo anterior, simular o deslocamento dos bancos de capacitores alocados em uma barra vizinha, processar um problema

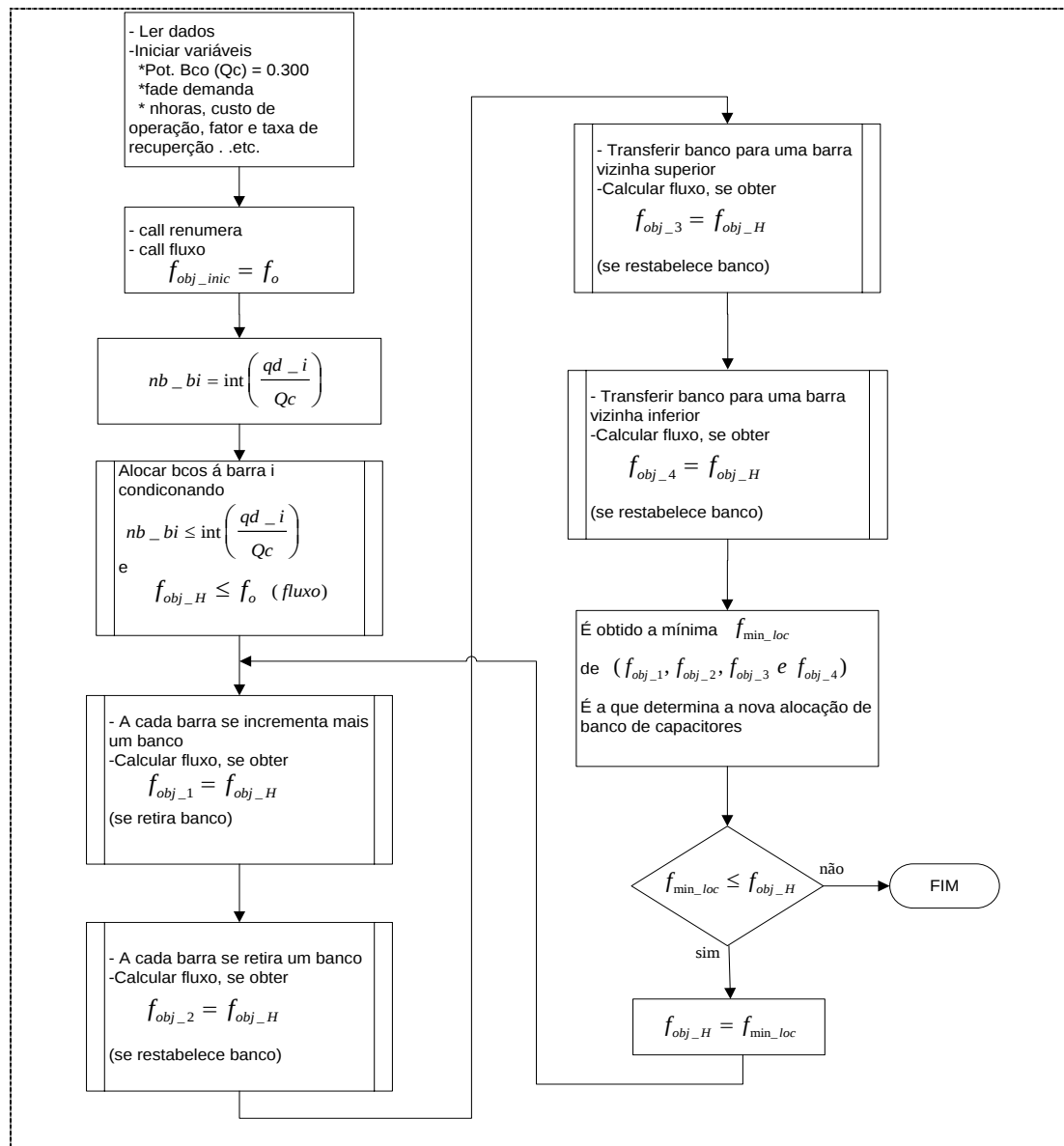
de potência de carga e identificar o valor da função objetivo, chamada de f_{novo} .

Em cada caso, se $f_{novo} < f_{viz}$ então $f_{viz} = f_{novo}$;

- 4 Se $f_{viz} < f_{incum}$ então faça $f_{incum} = f_{viz}$ o que significa que foi encontrada uma solução vizinha de melhor qualidade e deve-se transferir os bancos para a barra vizinha identificada para encontrar a nova solução corrente. Em caso contrario, não existe solução vizinha de melhor qualidade.

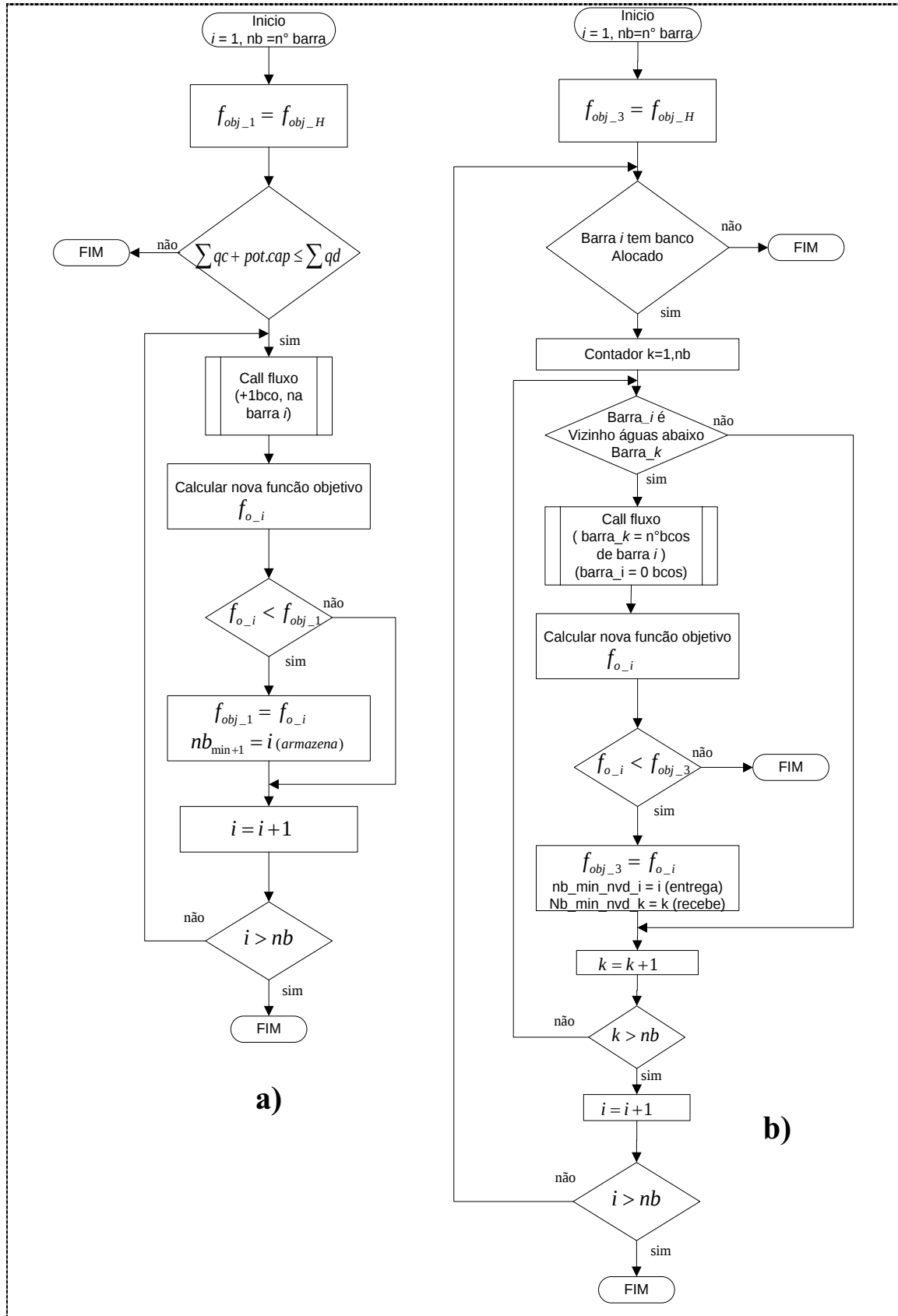
Finalmente, na figura 5, apresenta-se a estrutura geral do algoritmo busca em vizinhança variável descendente (VNSD) implementado.

Figura 5 - Algoritmo da heurística especializada para a AOBC.



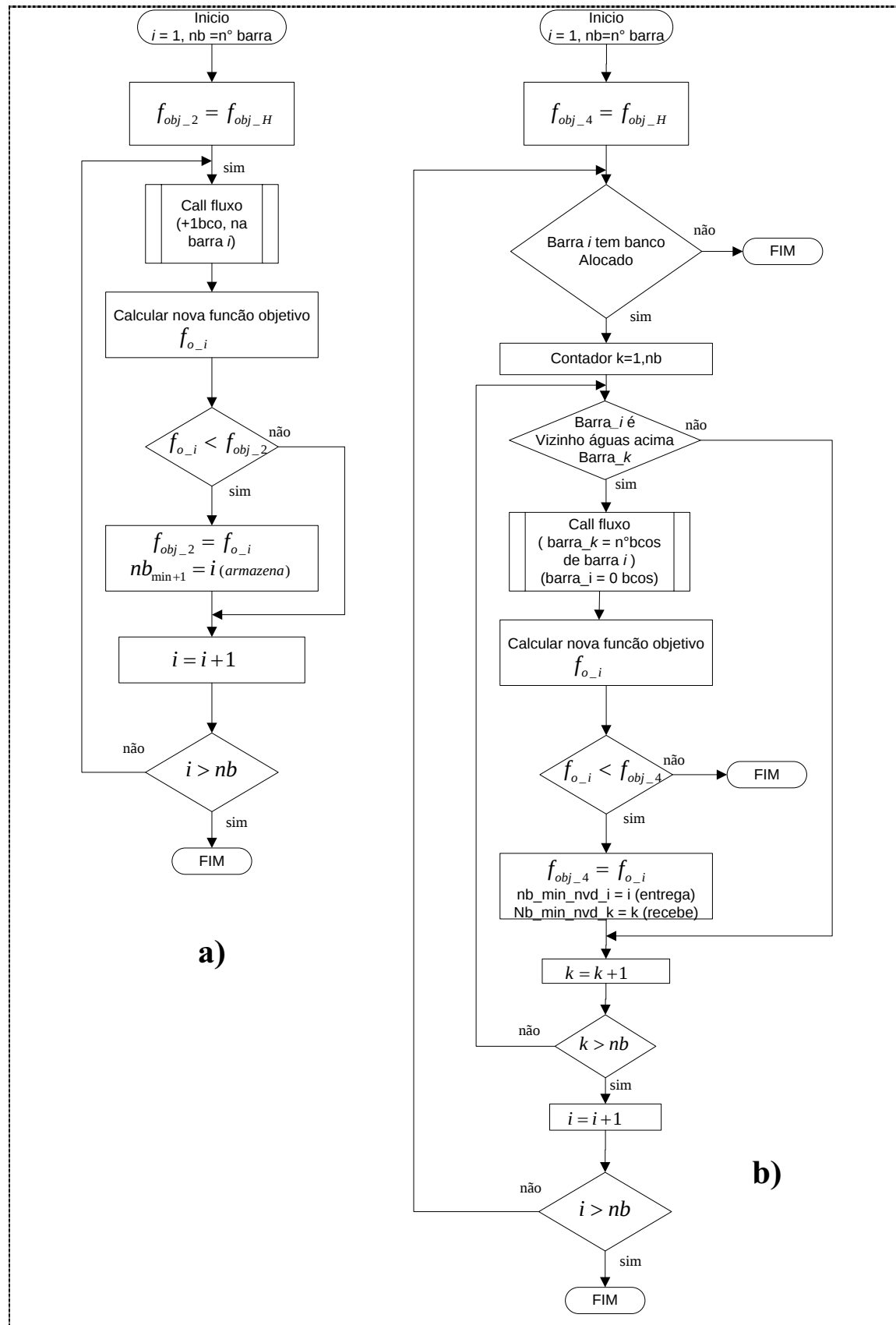
Fonte: Do próprio autor.

Figura 6 - Algoritmo para a) aumentar um BCs e transferir b) BCs à uma barra superior.



Fonte: Do próprio autor.

Figura 7 - Algoritmo para a) retirar BCs e transferir b) BCs à barra uma barra inferior.



Fonte: Do próprio autor.

6 RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos através das simulações realizadas utilizando a metodologia proposta neste trabalho, que tem como objetivo resolver o problema de alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição. A metodologia proposta foi escrita na linguagem de programação FORTRAN 90 e as simulações foram feitas utilizando um computador com processador Intel® Core 2 Duo de 1,86 GHz e 2 GB de memória RAM. Os testes computacionais foram realizados utilizando-se três sistemas de distribuição disponíveis na literatura. Os três sistemas utilizados aqui são identificados nesta seção como: sistema de 34, 70 e 202 barras.

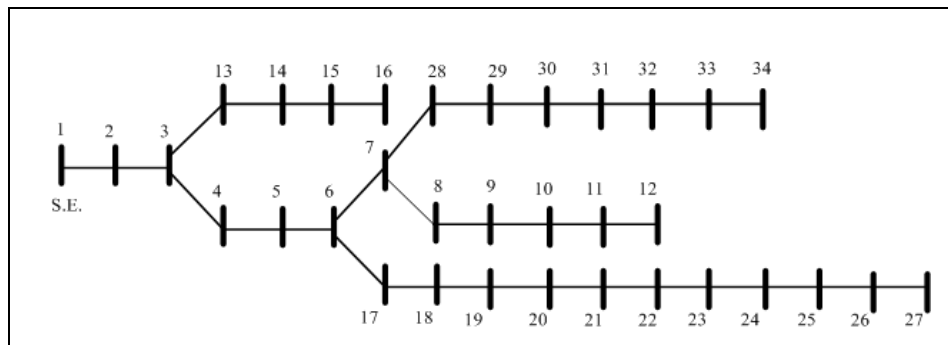
Os dados utilizados no problema são: potência reativa nominal de 300 kVAr para cada módulo de banco de capacitor fixo ou chaveado, com custo de US\$ 900.00 ($c^{un} = 900$) para cada unidade; o custo de instalação e manutenção de US\$ 1,000.00 ($c^{fx} = 1000$) para cada barra em que são alocados bancos de capacitores; o equipamento de chaveamento com custo de US\$ 300.00 ($c^{sw} = 300$) para cada barra com bancos chaveados alocados; o custo da energia nos níveis de demanda, cujo valor é de US\$ 0.06 ($c_D^{ls} = 0,06$) para sistemas de 34 e 70 barras e US\$ 0.02 ($c_D^{ls} = 0,02$) para o sistema de 202 barras; o fator de recuperação de capital dos bancos de capacitores, que é igual a 1 ($k_e = 1$); e a taxa de recuperação dos custos das perdas de potência, que é igual a 1 ($t_l = 1$).

6.1 SISTEMA DE 34 BARRAS

O sistema teste de 34 barras é um sistema de distribuição de 11,00 kV, e uma subestação com capacidade de 10 MVA. Inicialmente a tensão de operação da subestação foi fixada em 1,0 pu, para verificar as perdas ativas nos três níveis de demanda e o custo das perdas ativas sem alocação de banco de capacitores. Em seguida, se fixou a tensão da subestação em 1,05 pu e foi feita a alocação dos bancos de capacitores aplicando a metaheurística VNDS no SD baseado em (BRANDINI, 2007), cuja topologia é representada na Figura 8 e os dados são mostrados no Apêndice B1. As demandas totais de potência ativa são de 8.345,70 kW no nível de demanda alta, 4.636,50 kW no nível de demanda média e 2.318,25 kW no nível de demanda baixa. As demandas totais de potência reativa são de

5.193,90 kVAr no nível de demanda alta, 2.885,50 kVAr no nível de demanda média e 1.442,75 kVAr no nível de demanda baixa, com uma duração de operação do sistema de 1.000, 6.760 e 1.000 horas para as demanda alta, média e baixa, respectivamente.

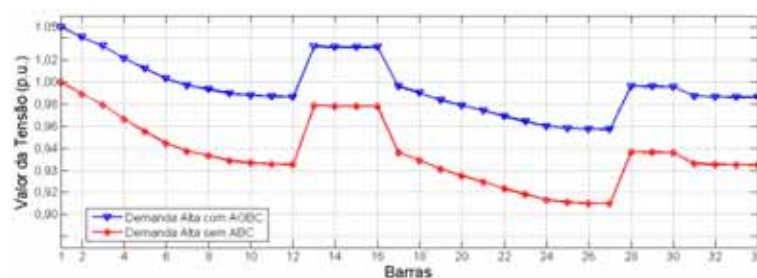
Figura 8 - Sistema de distribuição de 34 barras.



Fonte: Brandini (2007)

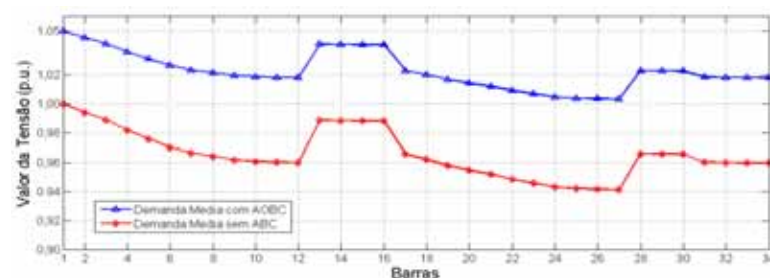
Na Figura 10 e Figura 11, verifica-se que os níveis de tensão de operação do SD inicial para as demandas média e baixa se encontram dentro dos limites de tensão adequada. No cenário de demanda alta (Figura 9), as barras de número 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 31, 32, 33 e 34, violam os limites de tensão exigidos pela agência reguladora ANEEL.

Figura 9 – Magnitude de tensão do sistema de 34 barras – demanda alta.



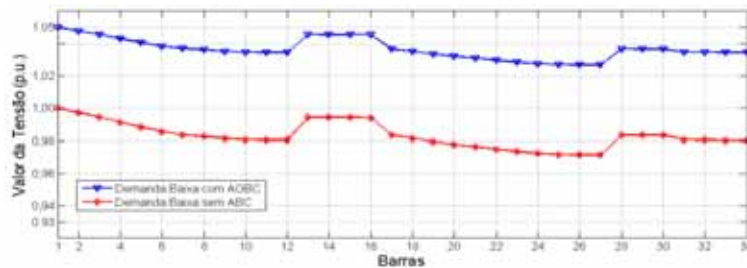
Fonte: Do próprio autor.

Figura 10 - Magnitude de tensão do sistema de 34 barras – demanda média.



Fonte: Do próprio autor.

Figura 11 - Magnitude de tensão do sistema de 34 barras – demanda baixa.



Fonte: Do próprio autor.

Na Tabela 2 mostra-se as perdas de potência ativa no SD inicial, sendo 784,15 kW na demanda alta, 222,24 kW na demanda média e 52,93 kW na demanda baixa. Nota-se que os valores das mínimas tensões foram 0,89, 0,94 e 0,97 pu para as demandas alta, média e baixa, respectivamente, considerando a tensão da subestação em 1,0 pu.

Tabela 2- Resumo do sistema inicial de 34 barras.

Sistema Inicial			
Perdas (kW)	Demanda	Alta	784,15
		Média	222,24
		Baixa	52,93
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,89
		Média	0,94
		Baixa	0,97
Regulação do tap do Trafo (pu)	Demanda	Alta	1,00
		Média	1,00
		Baixa	1,00

Fonte: Do próprio autor.

Os resultados obtidos para o PAOBC pela metaheurística VNSD para o SD de 34 barras estão representados na Tabela 3. Os resultados são: um total de cinco bancos de capacitores fixos alocados nas barras 10, 26 e 32; e quatro bancos de capacitores chaveados alocados na barra 21. As perdas de potência ativa foram reduzidas em 33,22% em relação ao sistema inicial (demanda alta), 34,84% (demanda média) e 26,53% (demanda baixa). O perfil de tensão foi melhorado em relação ao SD inicial nos três níveis de demanda, sendo a tensão mínima do sistema de 0,96 pu na demanda alta, 1,00 pu em demanda média e 1,03 pu em demanda baixa. Os demais valores de tensões após a alocação dos bancos de capacitores com suas respectivas barras são mostrados na Figura 9.

O algoritmo da heurística especializada resolveu 266 problemas de PNLIM.

Tabela 3- Resumo dos resultados após a AOBC no sistema de 34 barras

Teste com VNSD						
Capacitores (kVAr)	Barra		10	21	26	32
	Demanda	Alta	600	1200	600	300
		Média	600	900	600	300
		Baixa	600	-	600	300
Perdas (kW)	Demanda	Alta	523,65			
		Média	144,81			
		Baixa	38,89			
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,96			
		Média	1,00			
		Baixa	1,03			
Regulação do tap do Transformador (pu)	Demanda	Alta	1,05			
		Média	1,05			
		Baixa	1,05			
Tempo (s)			1,19			

Fonte: Do próprio autor.

Ao analisar a Tabela 4, é possível perceber a comparação do SD de 34 barras sem e com a alocação de BCs. Após a alocação dos BCs, obteve-se uma redução do custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) de US\$ 140,366.50 para US\$ 104,886.17, isto com um investimento de US\$ 12,400.00. O custo de perdas anuais de energia do sistema permanece com a alocação de BCs em US\$ 92,486.17. Isto mostra a eficácia da metaheurística VNSD desenvolvida na instalação ótima dos BCs.

Tabela 4- Resumo dos custos da AOBC no sistema de 34 barras.

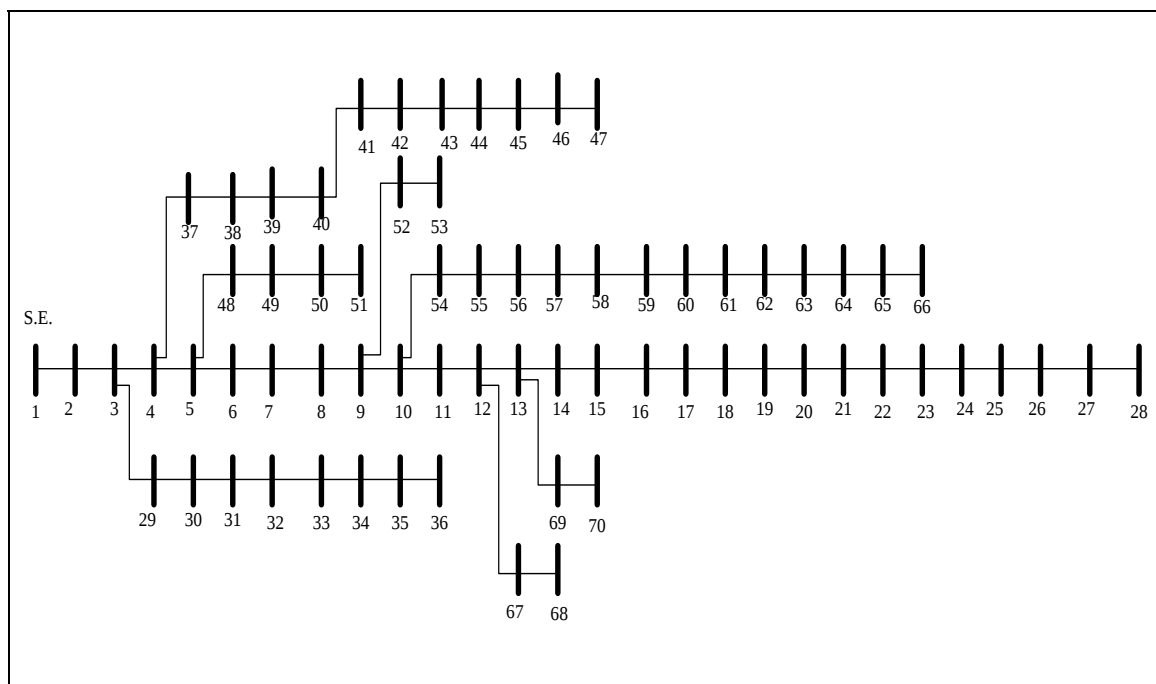
Teste	Estado Inicial	VNSD
Custo das Perdas (US\$)	140,366.50	92,486.17
Custo do Investimento (US\$)	-	12,400.00
Custo Total (US\$)	140,366.50	104,886.17
Lucro (US\$)		
Primeiro ano	35,480.33	

Fonte: Do próprio autor.

6.2 SISTEMA DE 70 BARRAS

O sistema teste de 70 barras é um sistema de distribuição de 12,66 kV, fornecida por uma subestação com capacidade de 10 MVA, cuja topologia é representada na Figura 12 e os dados são mostrados no Apêndice B2. As demandas totais de potência ativa são de 3.802,19 kW no nível de demanda alta, 3.041,75 kW no nível de demanda média e 1.901,10 kW no nível de demanda baixa. As demandas totais de potência reativa são de 2.694,60 kVAr no nível de demanda alta, 2.155,68 kVAr no nível de demanda média e 1.347,30 kVAr no nível de demanda baixa, com uma duração de operação do sistema de 1.000, 6.760 e 1.000 horas para as demanda alta, média e baixa, respectivamente (ALMEIDA, 2013).

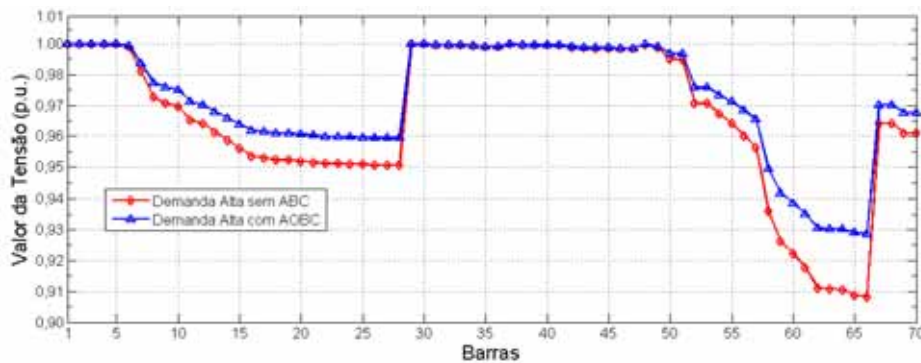
Figura 12- Sistema de distribuição de 70 barras.



Fonte: Almeida (2013).

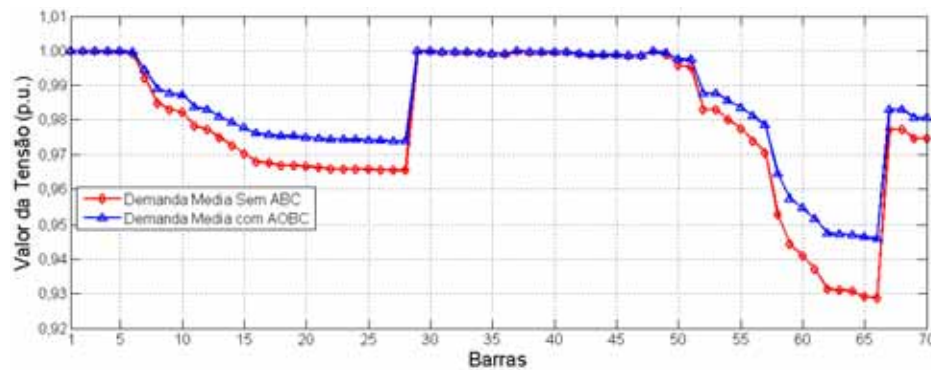
Na Figura 14 e na Figura 15 verifica-se que os níveis de tensão de operação do SD inicial para as demandas média e baixa se encontram dentro dos limites de tensão adequada. No cenário de demanda alta (Figura 13), as barras de número 60, 61, 62, 63, 64, 65 e 66, violam os limites de tensão exigidos pela agência reguladora ANEEL.

Figura 13– Magnitude de tensão do sistema de 70 barras – demanda alta.



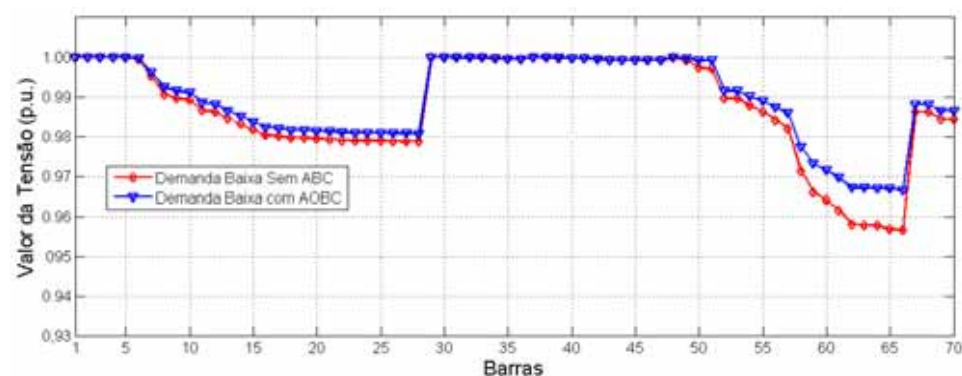
Fonte: Do próprio autor

Figura 14– Magnitude de tensão do sistema de 70 barras – demanda média



Fonte: Do próprio autor

Figura 15– Magnitude de tensão do sistema de 70 barras – demanda baixa



Fonte: Do próprio autor

Na Tabela 5 mostra-se as perdas de potência ativa no SD inicial, sendo 225,02 kW na demanda alta, 138,91 kW na demanda média e 51,61 kW na demanda baixa. Nota-se que os valores das tensões mínimas foram 0,92, 0,94 e 0,96 pu para as demandas alta, média e baixa, respectivamente, considerando a tensão da subestação em 1,0 pu.

Tabela 5– Resumo do sistema inicial de 70 barras.

Sistema Inicial			
Perdas (kW)	Demanda	Alta	225,02
		Média	138,91
		Baixa	51,61
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,91
		Média	0,94
		Baixa	0,96
Regulação do tap do Trafo (pu)	Demanda	Alta	1,00
		Média	1,00
		Baixa	1,00

Fonte: Do próprio autor

Os resultados obtidos para o PAOBC pela metaheurística VNSD para o SD de 70 barras estão representados na Tabela 6. Os resultados são: um total de dois bancos de capacitores fixos alocados nas barras 51 e 65; e um total de cinco bancos de capacitores chaveados alocados nas barras 10, 18 e 62. As perdas de potência ativa foram reduzidas em 64,31% em relação ao sistema inicial (demanda alta), 65,10% (demanda média) e 69,29% (demanda baixa).

Tabela 6- Resumo dos resultados pós a AOBC no sistema de 70 barras.

Teste com VNSD							
Capacitores (kVAr)	Barra		10	18	51	62	65
	Demanda	Alta	300	300	300	900	300
		Média	300	300	300	600	300
		Baixa	-	-	300	300	300
Perdas (kW)	Demanda	Alta	144,70				
		Média	90,42				
		Baixa	35,76				
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,93				
		Média	0,95				
		Baixa	0,97				
Regulação do tap do Transformador (pu)	Demanda	Alta	1,00				
		Média	1,00				
		Baixa	1,00				
Tempo (s)				2,09			

Fonte: Do próprio autor

O perfil de tensão foi melhorado em relação ao SD inicial nos três níveis de demanda, sendo a tensão mínima do sistema de 0,93 pu na demanda alta, 0,95 pu em demanda média e 0,97 pu em demanda baixa. Os demais valores de tensões após a alocação dos bancos de capacitores com suas respectivas barras são mostrados na Figura 13.

O algoritmo da heurística especializada resolveu 379 problemas de PNLIM.

Ao analisar a Tabela 7, é possível perceber a comparação do SD de 70 barras sem e com a alocação de BCs. Após a alocação dos BCs obteve-se uma redução do custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) de US\$ 72,939.14 para US\$ 59,703.99, isto com um investimento de US\$ 12,200.00. O custo de perdas anuais de energia do sistema permanece com a alocação de BCs em US\$ 59,703.15. Isto mostra a eficácia da metaheurística VNSD desenvolvida na instalação ótima dos BCs.

Tabela 7- Resumo dos custos da AOBC no sistema de 70 barras.

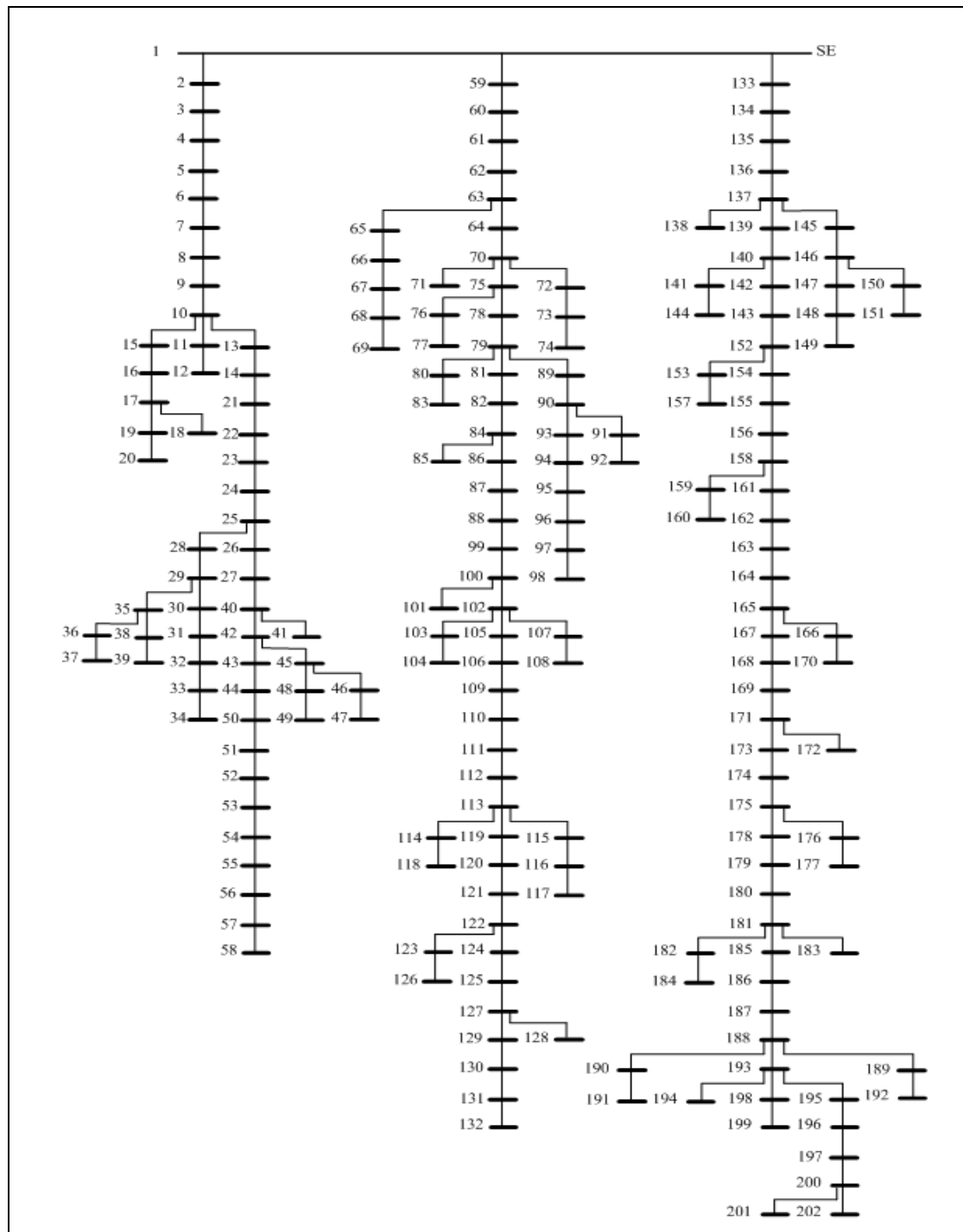
Teste	Estado Inicial	VNSD
Custo das Perdas (US\$)	72,939.14	47,503.99
Custo do Investimento (US\$)	-	12,200.00
Custo Total (US\$)	72,939.14	59,703.99
Lucro (US\$)		
Primeiro ano	13,235.15	

Fonte: Do próprio autor

6.3 SISTEMA DE 202 BARRAS

O sistema teste de 202 barras é um sistema de distribuição de 13,80 kV, cuja topologia é representada na Figura 16 e os dados são mostrados no Apêndice B3. As demandas totais de potência ativa são de 45.873,90 kW no nível de demanda alta e 27.634,88 kW no nível de demanda média. As demandas totais de potência reativa são de 28.425,47 kVAr no nível de demanda alta e 17.123,78 kVAr no nível de demanda média, com uma duração de operação do sistema de 1.000 e 7.760 horas para as demanda alta e média, respectivamente (ALMEIDA, 2013).

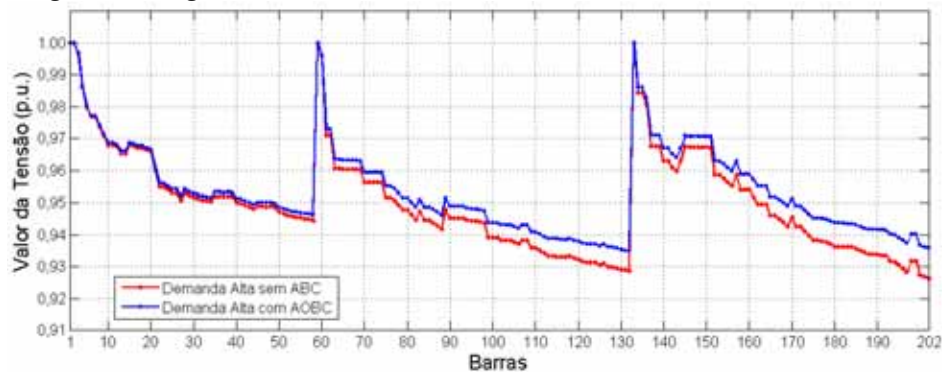
Figura 16 - Sistema de distribuição de 202 barras.



Fonte: Almeida (2013)

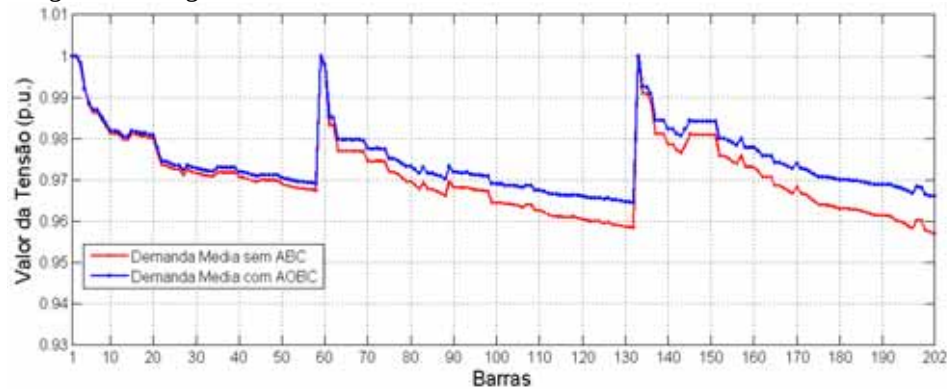
Na Figura 18 verifica-se que os níveis de tensão de operação do SD inicial para a demanda média encontram-se dentro dos limites de tensão adequada. No cenário de demanda alta (Figura 17), as barras de número 201, 202, 130 e 131, violam os limites de tensão exigidos pela agência reguladora ANEEL.

Figura 17– Magnitude de tensão do sistema de 202 barras – demanda alta.



Fonte: Do próprio autor.

Figura 18– Magnitude de tensão do sistema de 202 barras – demanda média.



Fonte: Do próprio autor.

A Tabela 8 mostra o resumo do SD inicial das perdas de potência ativa, sendo 1.606,63 kW em demanda alta e 552,00 kW em demanda média. Nota-se que os valores das tensões mínimas são de 0,93 e 0,96 em pu. nas demandas alta e média, respectivamente, com uma tensão de operação da subestação em 1,0 pu.

Tabela 8- Resumo do sistema inicial de 202 barras.

Sistema Inicial			
Perdas (kW)	Demanda	Alta	1603,63
		Média	552,00
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,93
		Média	0,96
Regulação do tap do Trafo (pu)	Demanda	Alta	1,00
		Média	1,00

Fonte: Do próprio autor.

Os resultados obtidos para o PAOBC pela metaheurística VNSD para o SD de 202 barras estão representados na Tabela 9. Os resultados são: um total de onze bancos de capacitores fixos de 300 kVAr alocados nas barras 58, 127, 193 e 202. As perdas de potência ativa foram reduzidas em 8,10% em relação ao sistema inicial (demanda alta) e 11,72% (demanda média). O perfil de tensão foi melhorado em relação ao SD inicial nos dois níveis de demanda, sendo a tensão mínima do sistema de 0,94 pu na demanda alta e 0,96 pu em demanda média. Os demais valores de tensões após a alocação dos bancos de capacitores com suas respectivas barras são mostrados na Figura 17.

O algoritmo da heurística especializada resolveu 8.968 problemas de PNLIM.

Tabela 9- Resumo dos resultados após da AOBC sistema de 202 barras.

Teste com VNSD						
Capacitores (kVAr)	Barra		58	127	193	202
	Demanda	Alta	300	1200	600	1200
		Média	300	1200	600	1200
Perdas (kW)	Demanda	Alta	1473,75			
		Média	487,30			
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,94			
		Média	0,96			
Regulação do tap do Transformador (pu)	Demanda	Alta	1,00			
		Média	1,00			
Tempo (s)			3,31			

Fonte: Do próprio autor

Ao analisar a Tabela 10, é possível perceber a comparação do SD de 202 barras sem e com a alocação de BCs. Após a alocação dos BCs obteve-se um aumento do custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) de US\$ 11,7743.50 para US\$ 118,104.36, isto com um investimento de US\$ 13,000.00. Isto ocorreu porque antes da alocação de BCs o sistema não estava violando os valores limites de tensão sem demanda média que estabelece a agência reguladora ANEEL. Após a alocação dos BCs a operação do sistema melhorou em relação à tensão e a redução dos custos de perdas anuais de energia.

Tabela 10- Resumo dos custos do sistema de 202 barras.

Teste	Estado Inicial	VNSD
Custo das Perdas (US\$)	117,743.50	105,104.36
Custo do Investimento (US\$)	-	13,000.00
Custo Total (US\$)	117,743.50	118,104.36

Fonte: Do próprio autor

6.4 COMPARAÇÃO COM OUTROS MÉTODOS PARA AOBC EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

6.4.1 *Sistemas De 34 Barras*

A comparação do comportamento da metaheurística VNSD para a AOBC no sistema de teste radial de 34 barras foi feita com os dados e resultados da pesquisa de Brandini, P. (2007). O autor apresenta uma função objetivo do problema de alocação ótima de bancos de capacitores desenvolvida mediante a metaheurística *Particle Swarm*. Igualmente, Segura, S. (2006) desenvolveu sua pesquisa de alocação de bancos de capacitores para sistemas de distribuição radial mediante a técnica de Pontos Interiores mais o Algoritmo Heurístico Construtivo Melhorado (MPI+AHCM). Para desenvolver a comparação dos métodos na AOBC, considerou-se os seguintes parâmetros (que foram os mesmos mostrados anteriormente no preâmbulo do capítulo 6, que são: Custo de capacitor fixo ou chaveado, custo de energia, fator de recuperação do capital, fator da taxa de recuperação dos custos das perdas e tensão base 11,00 kV (1 pu). Considerou-se para este teste as capacidades de potência ativa de 8.345,70 kW, 4.636,50 kW, 2.318,25 kW com tempos de operação de 1.000, 6.760 e 1.000 horas em demanda alta, média e baixa, respectivamente. A topologia utilizada pelos métodos está representada na Figura 8, os demais dados estão presentes no apêndice B1.

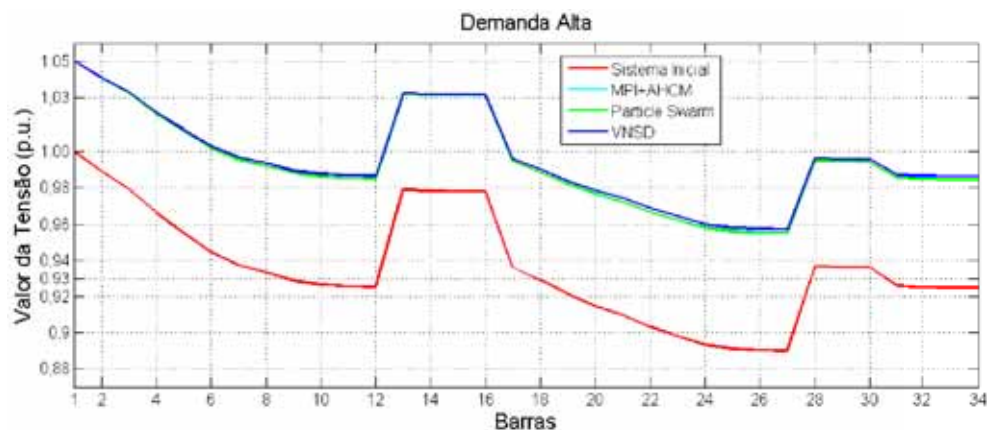
Na Tabela 11, observa-se que a tensão de operação da subestação é de 1,00 pu (11,00 kV), que têm perdas de potência ativa de 784,15 kW em demanda alta, 222,34 kW em demanda média e 52,93 kW em demanda baixa. Os valores da tensão são visualizados na Figura 19, sendo 0,89 pu o menor valor da queda de tensão no cenário de demanda alta; o custo de perdas anuais de energia do sistema é US \$ 140.366,50.

Tabela 11- Resumo dos valores para AOBC com outros métodos para 34 barras.

Casos			Sistema Inicial	MPI+AHCM			Metaheurística Particle Swarm			Metaheurística VNSD			
Capacitores (kVAr)	Barra			11	19	25	10	20	25	10	21	26	32
	Demanda	Alta		600	600	900	600	900	600	600	1200	600	300
		Média		600	600	900	600	900	600	600	900	600	300
		Baixa		600	600	600	600	900	300	600		600	300
Perdas (kW)	Demanda	Alta	784,15	546,31			548,32			523,65			
		Média	222,24	145,40			145,20			144,81			
		Baixa	52,93	38,75			38,40			38,89			
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,89	0,96			0,95			0,96			
		Média	0,94	1,00			1,00			1,00			
		Baixa	0,97	1,03			1,03			1,03			
Regulação do tap do Transf. (pu)	Demanda	Alta	1,00	1,05			1,05			1,05			
		Média	1,00	1,05			1,05			1,05			
		Baixa	1,00	1,05			1,05			1,05			
Custo das Perdas (US\$)			140,366.50	94,077.01			94,096.09			92,486.17			
Custo do Investimento (US\$)				9,300.00			9,600.00			12,400.00			
Custo Total (US\$)			140,366.50	103,377.01			103,696.09			104,886.17			
Lucro (US\$) Primer Ano				36,989.49			36,670.41			35,480.33			

Fonte: Do próprio autor.

Figura 19– Magnitude de tensão do sistema de 34 barras dos três métodos analisados.



Fonte: Do próprio autor

Os métodos utilizados nas pesquisas para alocar os bancos de capacitores no sistema de 34 barras têm como propósito principal a redução de perdas ativas, o qual contribui na minimização do custo total (função objetivo) de cada método. O MPI+AHCM aloca seis bancos de capacitores fixos e um banco de capacitor chaveado, todos de potência de 300

kVAr, os quais são alocadas nas barras 11, 19 e 25, com uma tensão de operação do sistema de 1,05 pu. Obteve-se uma redução de perdas de 546,31 kW, 145,40 kW e 38,75 kW, que representam o 30,33%, 34,58% e 26,79% das demandas alta, média e baixa, respectivamente, em relação as perdas de potência ativa do sistema inicial, sendo o valor mínimo da queda de tensão de 0,96 pu. Os outros valores da tensão podem ser visualizados na Figura 19. O custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) é de US\$ 94,077.01, com um custo de investimento de US\$ 9,300.00, sendo o lucro pela redução de perdas de US\$ 36,989.49 no primeiro ano da operação do sistema reconfigurado.

O método da metaheurística *Particle Swarm* aloca seis bancos de capacitores fixos e um banco de capacitor chaveado de 300 kVAr, os quais são alocados nas barras 10, 20 e 25, com uma tensão de operação do sistema de 1,05 pu da tensão base, obtendo uma redução de perdas de 548,32 kW, 145,20 kW e 38,40 kW, que representam o 30,07%, 34,67% e 27,46% das demandas alta, média e baixa, respectivamente, com relação às perdas de potência ativa do sistema inicial, sendo o valor mínimo da queda de tensão de 0,95 pu. Os demais valores da queda de tensão podem ser visualizados na Figura 19. O custo total de perdas anuais de energia do sistema é de US\$ 94,096.09 com um custo de investimento de US\$ 96,00.00, sendo o lucro no valor de US\$ 36,670.09 no primeiro ano de operação do sistema reconfigurado.

O método de Busca de Vizinhança Variável Desendente (VNSD) aloca cinco bancos de capacitores fixos e quatro bancos de capacitores chaveados de 300 kVAr, os quais são alocados nas barras 10, 21, 26 e 32, com uma tensão de operação do sistema de 1,05 pu, obtendo-se uma redução de perdas de 523,65 kW, 144,81 kW e 38,89 kW, que representam 33,22%, 34,84% e 26,53% das demandas alta, média e baixa, respectivamente, com relação às perdas de potência ativa do sistema inicial, sendo o valor mínimo da queda de tensão de 0,96 pu. Com um investimento de US\$ 12,400.00 para realizar a reconfiguração do sistema, obteve-se um novo valor das perdas de energia do sistema de US\$ 92,486.17. Assim, o custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) é de US\$ 104,886.17, sendo o lucro pela redução de perdas igual a US\$. 35,480.33 no primeiro ano de operação do sistema reconfigurado.

O objetivo principal do método VNSD foi atingido e minimizou a função objetivo ($\min v$) em relação às perdas de potência ativa do sistema inicial. Observa-se que na Tabela 11 o lucro vai incrementando anualmente por reduzir maior quantidade de perdas ativas que os outros métodos.

6.4.2 Sistema De 70 Barras

O teste do sistema de 70 barras foi feito com base nos dados e resultados da pesquisa de Brandini, P (2007), onde o autor apresenta a metaheurística *Particle Swarm*. Também foi comparado com a pesquisa de Segura (2006), que desenvolveu sua pesquisa mediante a técnica de Pontos Interiores mais o Algoritmo Heurístico Construtivo Melhorado (MPI + AHCM). Para desenvolver a comparação dos métodos na AOBC, considerou-se os seguintes parâmetros que foram os mesmos mostrados anteriormente no preâmbulo do capítulo 6, que são: custo de capacitor fixo ou chaveado, custo de energia, fator de recuperação do capital, fator da taxa de recuperação dos custos das perdas e tensão base do sistema, que é de 12,66 kV (1 pu). Considerou-se para este teste tempos de operação de 1.000, 6.760 e 1.000 horas em demanda alta, média e baixa, respectivamente.. Os demais dados estão apresentados no apêndice B4.

Observa-se, na Tabela 12, que a tensão de operação do sistema inicial é de 1,05 pu, que tem como perdas de potência ativa: 755,13 kW em demanda alta, 200,70 kW em demanda média e 46,48 kW em demanda baixa. Os valores da tensão são visualizados na Figura 20, sendo 0,88 pu o menor valor da queda de tensão no cenário de demanda alta. O custo total de perdas anuais de energia do sistema é de US \$ 129,501.42.

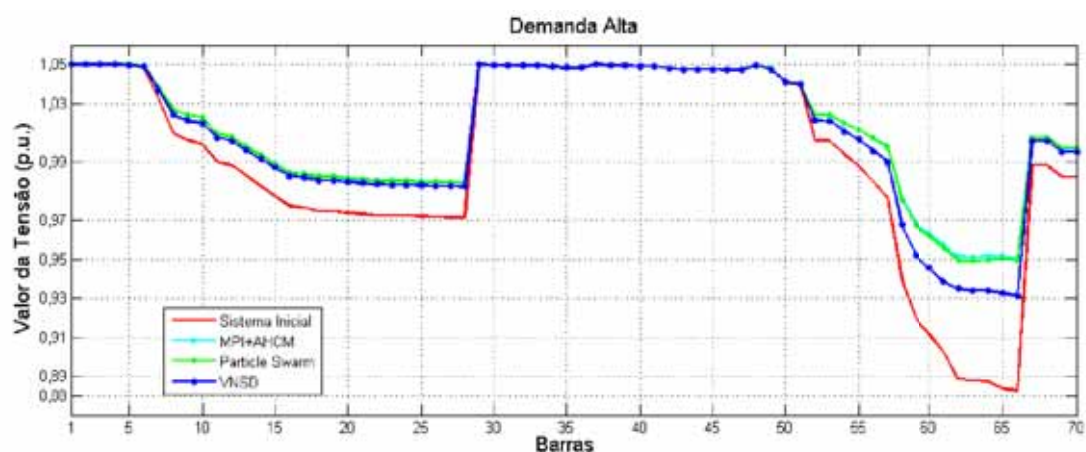
Os métodos utilizados nas pesquisas para alocar os bancos de capacitores do sistema de 70 barras têm como propósito principal a redução de perdas ativas e melhorar a queda de tensão, o qual contribui na minimização do custo total (função objetivo) de cada método. O MPI+AHCM aloca quatro bancos de capacitores fixos e dez bancos de capacitores chaveados de potência de 300 kVAr, os quais são alocados nas barras 19, 62 e 65, com uma tensão de operação do sistema de 1,05 pu da tensão de operação, obtendo uma redução de perdas de 573,60 kW, 131,62 kW e 34,33 kW, que representam 24,04%, 34,42% e 26,14% das demandas alta, média e baixa, respectivamente, com relação às perdas de potência ativa do sistema inicial, sendo o valor mínimo da queda de tensão de 0,95 pu. Os outros valores da tensão podem ser visualizados na Figura 20. O custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) é de US\$ 108,459.54, com um custo de investimento de US\$ 18,600.00, sendo o lucro pela redução de perdas de US\$ 21,041.87 no primeiro ano da operação do sistema reconfigurado.

Tabela 12- Resumo dos valores para AOBC com outros métodos para 70 barras

Casos			Sistema Inicial	MPI+AHCM			Metaheurística Particle Swarm				Metaheurística VNSD			
Capacitores (kVAr)	Barra			19	62	65	19	57	62	65	12	19	62	65
	Demanda	Alta		300	2400	1500	300	300	1800	1800	600	300	1800	300
		Média		300	900	300	300	300	900	300	300	300	900	300
		Baixa		300	900		300	300	300			300	300	300
Perdas (kW)	Demanda	Alta	755,13	573,60			554,23				469,90			
		Média	200,70	131,62			130,49				129,40			
		Baixa	46,48	34,33			36,10				34,50			
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,88	0,95			0,95				0,93			
		Média	0,96	0,98			0,99				0,99			
		Baixa	1,01	1,02			1,02				1,02			
Regulação do tap do Transf. (pu)	Demanda	Alta	1,05	1,05			1,05				1,05			
		Média	1,05	1,05			1,05				1,05			
		Baixa	1,05	1,05			1,05				1,05			
Custo das Perdas (US\$)			129501,42	89859,54			88346,54				82748,32			
Custo do Investimento (US\$)				18600,00			19300,00				15400,00			
Custo Total (US\$)			129501,42	108459,54			107646,54				98148,32			
Lucro (US\$) Primer Ano				21041,87			21854,87				31353,09			

Fonte: Do próprio autor.

Figura 20– Magnitude de Tensão do Sistema de 70 barras dos três métodos analisados.



Fonte: Do próprio autor

O método da metaheurística *Particle Swarm* aloca cinco bancos de capacitores fixos e nove bancos de capacitor chaveados de 300 kVAr, os quais são alocados nas barras 19, 57, 62

e 65, com uma tensão de operação do sistema de 1,05 pu da tensão, obtendo uma redução de perdas de 554,23 kW, 130,49 kW e 36,10 kW, que representam 26,60%, 34,98% e 25,78% das demandas alta, média e baixa, respectivamente, com relação às perdas de potência ativa do sistema inicial, sendo o valor mínimo da queda de tensão de 0,95 pu. Os demais valores da queda de tensão podem ser visualizados na Figura 20. O custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) é de US\$ 107,646.54, com um custo de investimento US\$ 19,300.00, sendo o lucro de US\$ 21,854.87 no primeiro ano do sistema com BCs alocados.

O método de Busca de Vizinhança Variável Descendente (VNSD) aloca dois bancos de capacitores fixos e oito bancos de capacitores chaveados de 300 kVAr, as quais são alocadas nas barras 12, 19, 62 e 65, com uma tensão de operação do sistema de 1,05 pu, obtendo uma redução de perdas de 469,90 kW, 129,40 kW e 34,50 kW, que representam o 37,77%, 35,53% e 25,78% das demandas alta, média e baixa, respectivamente, com relação às perdas de potência ativa do sistema inicial, sendo o valor mínimo da queda de tensão de 0,93 pu. Os demais valores da queda de tensão podem ser visualizados na Figura 20. O custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) é de US\$ 98,148.32, com um custo de investimento US\$ 15,400.00, sendo o lucro de US\$ 31,353.09 no primeiro ano de operação com BCs alocados.

O objetivo principal do método VNSD foi atingido e minimizou-se a função objetivo ($\min v$) em respeito ao custo de perdas de potência ativa do sistema inicial. Observa-se que no Tabela 12 o lucro vai incrementando anualmente por reduzir maior quantidade de perdas ativas que os outros métodos.

6.5 MÉTODO EXATO PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

O teste do sistema de 70 barras foi feito com base nos dados e resultados da pesquisa de Almeida, (2013), em que a autora apresenta o Modelo Cônico de Segundo Ordem Inteiro Misto (MCSOIM). Para desenvolver a comparação do método na AOBC, considerou-se os seguintes parâmetros que foram os mesmo mostrados anteriormente no preâmbulo do capítulo 6, que são: custo de capacitor fixo ou chaveado, custo de energia, fator de recuperação do capital, fator da taxa de recuperação dos custos das perdas e tensão base do sistema que é de 12,66 kV (1 pu). Considerou-se para este teste as capacidades de potências ativa de 3.802,19 kW, 3.041,75 kW e 1.901,10 kW, com tempos de operação de 1.000, 6.760 e 1.000 horas em

demanda alta, média e baixa, respetivamente. Os demais dados são mostrados no apêndice B4.

Observa-se na Tabela 13 que a tensão de operação do sistema inicial é de 1,00 pu (12,66 kV), que tem como perdas de potência ativa: 225,02 kW em demanda alta, 138,91 kW em demanda média e 51,61 kW em demanda baixa. Os valores da tensão são visualizados na Figura 21, sendo 0,91pu o menor valor da queda de tensão no cenário de demanda alta. O custo de perdas anuais de energia o sistema é de US \$ 72,939.14.

Tabela 13- Resumo dos valores para AOBC por MCSOIM e VNSD para 70 barras.

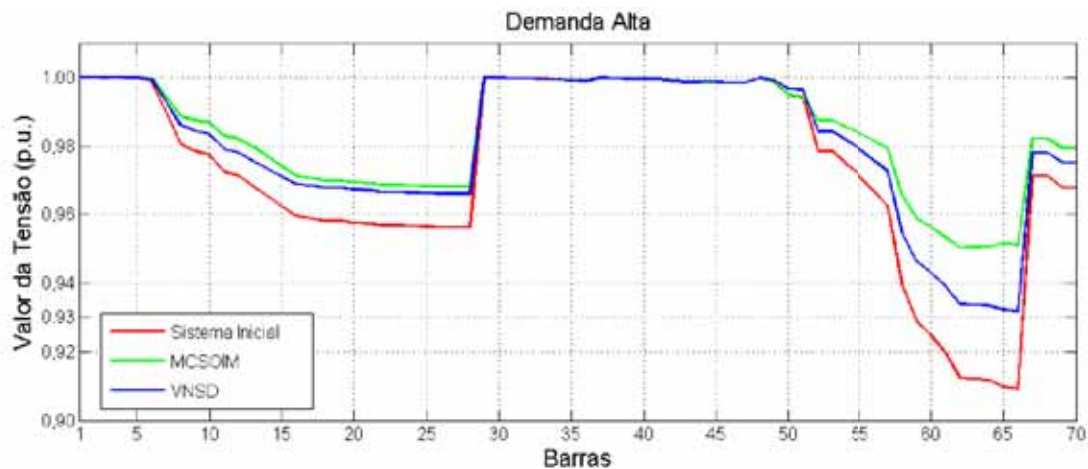
Casos			Sistema Inicial	MCSOIM			Metaheurística VNSD				
Capacitores (kVAr)	Barra			13	62	65	10	18	51	62	65
	Demanda	Alta		600	1200	1200	300	300	300	900	300
		Média		600	900	300	300	300	300	600	300
		Baixa		600	600				300	600	300
Perdas (kW)	Demanda	Alta	225,02	204,81			144,70				
		Média	138,91	93,82			90,42				
		Baixa	51,61	36,15			35,76				
Tensão mínima (pu)	Demanda	Alta	0,91	0,95			0,93				
		Média	0,93	0,95			0,95				
		Baixa	0,96	0,97			0,97				
Regulação do tap do Transf. (pu)	Demanda	Alta	1,00	1,00			1,00				
		Média	1,00	1,00			1,00				
		Baixa	1,00	1,00			1,00				
Custo das Perdas (US\$)			72,939.14	52,510.99			47,503.99				
Custo do Investimento (US\$)				12,600.00			15,400.00				
Custo Total (US\$)			72,939.14	65,110.99			62,903.99				
Lucro (US\$) Primer Ano				7,828.14			10,035.15				

Fonte: Do próprio autor.

Os métodos utilizados na pesquisa para alocar os bancos de capacitores do sistema de 70 barras têm como propósito principal a redução de perdas ativas, o qual contribui na minimização do custo total (função objetivo) do MCSOIM, onde aloca quatro bancos de capacitores fixos e seis bancos de capacitores chaveados de potência de 300 kVAr, os quais são alocados nas barras 13, 62 e 65, com uma tensão de operação do sistema de 1,0 pu da tensão de operação, obtendo uma redução de perdas de 204,81 kW, 93,82 kW e 36,15 kW,

que representam 8,98%, 32,46% e 29,96% das demandas alta, média e baixa, respectivamente, com relação às perdas de potência ativa do sistema inicial, sendo o valor mínimo da queda de tensão de 0,95 pu. Os outros valores da tensão podem ser visualizados na Figura 21. O custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) é de US\$ 65,110.99, com um custo de investimento de US\$ 12,600.00, sendo o lucro pela redução de perdas de US\$ 7,828.14, no primeiro ano de operação com BCs alocados.

Figura 21– Magnitude de tensão do sistema de 70 barras dos dois métodos analisados.



Fonte: Do próprio autor.

O método de Busca de Vizinhança Variável (VNSD) aloca dois bancos de capacitores fixos e cinco bancos de capacitores chaveados de 300 kVAr, os quais são alocados nas barras 10, 18, 51, 62 e 65, com uma tensão de operação do sistema de 1,0 pu, obtendo uma redução de perdas de 144,70 kW, 90,42 kW e 35,76 kW, que representam 35,69%, 34,90% e 30,71% das demandas alta, média e baixa, respectivamente, com relação às perdas de potência ativa do sistema inicial, sendo o valor mínimo da queda de tensão 0,93 pu. Com um investimento de US\$ 15,400.00, realizou-se a reconfiguração do sistema, obtendo-se um novo valor das perdas de energia do sistema de US\$ 47,503.99. Assim, o custo total de perdas anuais de energia (função objetivo) foi de US\$ 62,903.99, sendo o lucro pela redução de perdas de US\$10,035.15 no primeiro ano de operação com BCs alocados.

O objetivo principal do método VNSD foi atingido e minimizou a função objetivo ($\min v$) com respeito às perdas de potência ativa do sistema inicial. Observa-se na Tabela 13 que o lucro vai incrementando anualmente por reduzir maior quantidade de potência ativa que o outro método.

7 CONCLUSÕES

Desenvolveu-se neste trabalho uma heurística especializada, na qual foi incorporado um algoritmo heurístico construtivo e uma metaheurística de busca de vizinhança variável descendente com o propósito de resolver o problema de alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radial. Considerando a modelagem matemática como um PNLIM, a heurística especializada forneceu soluções de boa qualidade para esse problema.

A heurística especializada está baseada em um princípio de mudança de três estruturas de vizinhança para alocação ótima de capacitores: aumentar um banco de capacitores, retirar um banco de capacitores, transferir o banco de capacitores para uma barra superior e transferir o banco de capacitores para uma barra vizinha inferior, na qual explora o espaço de soluções através de trocas sistemáticas de estruturas de vizinhança durante o processo de busca. O esquema de busca em vizinhança variável descendente ao contrário de outras metaheurísticas, requerem poucos parâmetros, e algumas vezes, são omitidos. A heurística especializada determina boas soluções de modo mais simples, e possibilita implementar soluções mais eficientes e sofisticadas

A heurística especializada demonstrou ter precisão com relação à ordem desenvolvida do problema. Também teve eficácia para proporcionar soluções de boa qualidade próxima à solução ótima. Demonstrou eficiência aplicando um tempo computacional menor e fornecendo uma solução quase ótima. O desempenho da heurística especializada demonstrou ser robusta e amigável com respeito aos diversos testes apresentados onde foi procurada, e é fácil de entender, permitindo assim a sua utilização nos problemas de otimização.

Levando em conta os testes realizados nos sistemas de distribuição radial para minimizar os custos das perdas de energia e o investimento nos cenários de operação do sistema elétrico nas demanda alta, demanda média e baixa, conclui-se que o ótimo desenvolvimento da heurística especializada aplicada na alocação ótima de bancos de capacitores nas barras do sistema minimiza as perdas de energia e o investimento das mesmas. Assim, atingiu-se o objetivo de obter o maior lucro por redução das perdas de energia e contribuir na melhora do perfil de tensão de operação do sistema.

Conclui-se também que a heurística especializada utilizada na alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radial foi aplicada com sucesso para resolver o PAOBC, apresentando excelente desempenho como também têm as outras metaheurísticas que foram usadas no problema da alocação ótima de bancos de capacitores para sistemas

radial. Isto pode ser verificado nas Tabelas 11, 12 e 13 em que foram comparados os resultados obtidos.

Como sugestões para trabalhos futuros, incluem-se:

Presença de geradores distribuídos de baixas potências;

Implementação de um modelo mais complexo, generalizando propostas de planejamento multietapa, onde serão consideradas as perdas não técnicas que acontecem nos sistemas de distribuição, podendo ser aplicado o algoritmo especializado de busca de vizinhança variável descendente.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E. **Modelos de programação inteira mista para a alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. 2013. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução nº 505 de 26 novembro de 2001.

ARRIAGA, I. J. P.; RUDNICK, H.; ABBAD, M. R. Sistemas de energia elétrica: uma visão geral. In: GÓMES-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C. (Ed.). **Sistemas de energia elétrica: análise e operação**. Rio de Janeiro: LTC-GEN, 2011. p. 1–39.

BAGHZOUZ, Y.; ERTEM, S. Shunt capacitor sizing for radial distribution feeders with distorted substation voltages, **IEEE Trans. Power Delivery**, Piscataway, v. 5, p. 650-657, 1990.

BARAN, M; E.; WU, F., F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 4, n 2, p. 1401-1407, 1989.

BRANDINI, A. **Análise crítica de algoritmos de fluxo de carga usados em sistemas de distribuição radial** 2000. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2000.

BRANDINI, P. **Distribuição metaheurística particle swarm utilizada para alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radial** 2007. 64 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2007.

CARPINELLI G.; PROTO, D.; VARILONE, R.; ABUR, A. Heuristic hybrid technique for the optimal allocation of capacitors in unbalanced multiconverte distribution systems. In: INTERNATIONAL SYSTEMS CONFERENCE, 2008 Montreal. **Proceedings...** Montreal IEEE, 2008. p. 1-6, Nov. 2014.

CHANG, C. F. Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution systems by ant colony search algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 23, n. 4, p. 1747 – 1745, Nov. 2008.

CHIS, M.; SALAMA, M., M. A.; JAYARAM, S. Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies. **IEE Proceedings. Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 144, n. 3, May 1997.

DA SILVA, I. C.; CARNEIRO, S. Jr.; DE OLIVEIRA, E. J.; DE SOUZA COSTA, J.; PEREIRA, J.L.R.; GARCIA, P.A.N., A heuristic constructive algorithm for capacitor placement on distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 23, n. 4, p. 1619-1626, November 2008.

DORIGO, M.; MANIEZZO, V.; COLORNI, A. Ant system: optimization by a colony of cooperating agents. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics-part b.**, Piscataway, v. 26, n. 1, Feb 1996.

ELETROBRAS. Relatório anual e de sustentabilidade, [S.l.: s.n.]. 2013 disponível em <<http://www.elektrobras.com/ELB/main.asp>>. Acesso em: 20 abr. 2014.

EL-FERGANNY, A. A.; ABDELAZIZ A. Y. Efficient heuristic-based approach for multi-objective capacitor allocation in radial distribution networks. **IET Generation, transmission and distribution**, Stevenage, v. 8, n. 1, p. 70–80, 2014.

FARAHANI, V.; VAHIDI, B.; ABYANEH, H. A. Reconfiguration and capacitor placement simultaneously for energy loss reduction based on an improved reconfiguration method, **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 27, n. 2, May 2012.

GALLEGO, R.; ESCOBAR, A.; TORO, E. **Técnicas metaheurísticas de optimización** 2. ed. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008

GHOSE, T.; GOSWAMI, S. K.; BASU, S., K. Energy loss reduction in distribution system by capacitor placement through combined GA-SA technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 2, n. 1, p. 502 - 505, Dec. 1998.

GONÇALVES, R. R. **Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização dos sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. 2013. 221 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2013.

GONEN, T. **Electric power distribution system engineering** 2. ed. [S.l.]: Taylor & Francis Group, LLC, 2008.

GRUPTA, N.; SWAMKAR, A.; NIAZI, K. R. An efficient greedy approach for reactive compensation on large scale distribution systems, In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, San Diego. **Proceedings . . .** San Diego: IEEE, 2011. p. 1-7. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>>. Acesso em: 18 jun. 2014.

HAFFNER; S.; PEREIRA, L.; VARASCHIN, L.; BARRETOZ, L. Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. **Controle & Automação, Campinas**, v. 20, n. 4, p. 546 – 563, Dec. 2009.

HANSEN P.; MLADENOVICH, N. Variable neighborhood search. In: GLOVER, F.; GARY, A.; KOCHENBERGER, ... (Ed.). **Handbook of metaheuristic**. 2. ed. Michel Gendreau: Jean Yves Potvin, 2010.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N. Variable neighbourhood Search. **Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial**, Barcelona, n. 19, p. 77 - 79, 2003.

KALANTARI, M.; KAZEMI, A. Placement of distributed generation unit and capacitor allocation in distribution systems using genetic algorithm. In INTERNATIONAL CONFERENCE, ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, 8., 2011, Rome. **Proceedings....** Rome: IEEE, 2011. p. 1-5. Disponível em.

<<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=5874722>>. Acesso em: 16 jun 2014.

KOJOVIC, L. Impact of dg on voltage regulation. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2002, Chicago. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2002. v 1, p. 97–102 Disponível em: <

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1043184>>, Acesso em 24 nov. 2014.

LADJAVARDI, M.; MASOUM, M. A. S. Genetically optimized fuzzy placement and sizing of capacitor banks in distorted distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 23, n. 1, p 449 – 456, Jan. 2008.

LAVORATO, M. **Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2010. 216 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983. p. 1-187.

MORI, H.; OGITA, Y., Capacitor placement using parallel tabu search in distribution systems. **IEEE International Conference.....**, v. 6, p. 512-526, October, 1999.

NG, H. N.; SALAMA M. M. A.; CHIKHANI, A. Y. Classification of capacitor allocation techniques, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 15, n. 1. p. 303-392, Jan 2000.

PIMENTEL, M.; DE LACERDA, E.; MEDEIROS, M. Capacitor placement using ant colony optimization and gradient In: INTERNATIONAL CONFERENCE. INTELLIGENT SYSTEM APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS, 15., 2009. Curitiba. **Conference** Curitiba IEEE, 2009. p. 1 – 4.

RIGHETTO E. **Desenvolvimento de técnicas eficientes de programação linear na utilização de metaheurísticas para o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão**. 2010. 118 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2010.

SALEHINIA, A. R.; HAGHIFAM, M. R.; SHAHABI, M.; MAHDLOO, F. Energy loss reduction in distribution systems using GA-based optimal allocation of fixed and switched capacitors. In: ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, IEEE INTERNATIONAL 2010, Manama. **Procedings ...** Manama: IEEE, 2010. p. 835 – 840.

SEGURA, S. **Alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radiais**. 2006. 138 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

SEGURA, S.; ROMERO, R.; RIDER, M. J. Efficient heuristic algorithm used for optimal capacitor placement in distribution systems. **Electrical Power and Energy Systems**, Guildford, v. 32, n.1, p. 71-78, 2010.

SILVA, I. D.; RIDER, M. J.; ROMERO, R.; MURARI, C. A. Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 21, n. 4, p. 1565 - 1573, November 2006.

APÊNDICE A. - FASE CONSTRUTIVA DO ALGORITMO ESPECIALIZADO.

A.1 Dados do sistema

Nº de barras = 10	Nº de ramos = 9	Tensão de referencia = 1 pu
Tensão do sistema = 23 kV	Potência base = 10 MVA	Erro de fluxo = 0,0001
Pot. BCs = 300 kVAr	Custo de um Banco (US\$) = 1.000,00	Custo Energia (US\$) = 0,06
Tempo = 8.760 horas	Taxa de recuperação. = 1	Fator de recuperação = 1

Tabela 14- Dados de sistema de distribuição de 10 barras.

Br	Be	Br	R(Ω)	X(Ω)	kW	kVAr
1	1	2	0,1233	0,4127	1840,00	460,00
2	2	3	0,0140	0,6057	980,00	340,00
3	3	4	0,7463	1,2050	1790,00	446,00
4	4	5	0,6984	0,6084	1598,00	1840,00
5	5	6	1,9831	1,7276	1610,00	600,00
6	6	7	0,9053	0,7886	780,00	110,00
7	7	8	2,0552	1,1640	1150,00	60,00
8	8	9	4,7953	2,7160	980,00	130,00
9	9	10	5,3443	3,0264	1640,00	200,00

Fonte: Baghzouz; Entem (1990)

A.2 ETAPAS

Passo 1: Processar um problema de fluxo de carga para calcular a função objetivo sem alocação de capacitores. Veja resultado na tabela 15, a seguir.

Tabela 15- Resultados de fluxo de carga para SD 10 barras

orig	V_real	V_imag	V_Magnit	V_Ang.(graus)
1	1	0	1	0
2	0,99286	-0,00904	0,9929	-0,52168
3	0,98714	-0,02185	0,98738	-1,26812
4	0,96262	-0,03917	0,96342	-2,33041
5	0,94702	-0,04386	0,94803	-2,65161
6	0,91527	-0,05951	0,9172	-3,72031
7	0,90484	-0,06542	0,90721	-4,13551
8	0,88612	-0,07156	0,88901	-4,61689
9	0,85496	-0,08084	0,85877	-5,40137
10	0,83302	-0,08737	0,83759	-5,98732

Fonte: Do próprio autor

Para este sistema tem-se que:

- a) Perdas ativas = 782,93 kW;
 b) Custo de perdas = f_{obj_inic} = (US\$) 411,513.00.

Passo 2: Selecionar-se as barras que tenham a potência reativa maior ou igual a 300 kVAr. Então, nestas barras, deve-se alocar os bancos de capacitores de um em um, sempre fazendo rodar o fluxo de carga e ter em consideração as comparações entre a função objetivo inicial com a função objetivo nova.

Tabela 16 - Fase construtiva do AHC.

Barra (i)	qd (kVAr)	V1	V2	...	V6	V7	V8	V9	
1	0								
2	460								
3	340								
4	446								300
5	1840	300	300	...	300				
6	600					300	300		
7	110								
8	60								
9	130								
10	200								

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Custo (US\$)	(kW)
V1 =	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	407,197.47	772,83
V2 =	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	403,243.53	763,40
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
V6 =	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	390,961.22	732,42
V7 =	0	0	0	0	6	1	0	0	0	0	386,499.06	722,03
V8 =	0	0	0	0	6	2	0	0	0	0	382,861.09	713,21
V9 =	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0	381,932.41	709,54

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Custo (US\$)	(kW)
f_{obj_H} =	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0	381,932.41	709,54

TOTAL BCs = 9

Fonte: Do próprio autor.

Passo 3: Encontrada a melhor solução de busca para o AHC do problema ABC na função objetivo (f_{obj_H}), isto se converte na função incumbente de valor US\$ 381,932.41, sendo alocados os bancos de capacitores nas barras: 4 (1), 5 (6) y 6 (2) do SD.

Passo 4: Aplicar a metaheurística VNDS com a solução encontrada acima e, então, identificar as soluções vizinhas da solução corrente. Depois, inicia-se a busca da solução com um primeiro movimento, que é adicionar um banco de capacitores em uma barra do sistema. Então, executa-se o fluxo de carga e encontram-se as novas perdas de potência ativa. Com isso, calcula-se a função objetivo (f_{obj_1} = US\$ 376,475.28).

Tabela 17 - Adicionar um banco de capacitor.

$f_{obj_H} = (US\$) 381,932.41$

Perdas = 709,54 kW

barra	nro_bco	perda(kW)	$f_{obj_1} (US\$)$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	1	709,84	> 381,932.41	0	1	0	1	6	2	0	0	0	0
3	1	709,67	> 381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
4	1	706,21	381,184.22	0	0	0	2	6	2	0	0	0	0
5	1	705,12	380,610.47	0	0	0	1	7	2	0	0	0	0
6	1	702,62	379,292.56	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
7	1	701,67	378,798.00	0	0	0	1	6	2	1	0	0	0
8	1	700,27	378,064.34	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
9	1	697,99	376,862.81	0	0	0	1	6	2	0	0	1	0
→ 10	1	697,25	376,475.28	0	0	0	1	6	2	0	0	0	1

$f_{obj_1} = US\$ 376,475.28$
 Perdas (+1) = 697,25 kW
 TOTAL BCs = 10

Fonte: Do próprio autor.

Passo 5: Com a solução encontrada no passo 3, deve-se identificar as soluções vizinhas da solução corrente. Em seguida, inicia-se a busca da solução com um movimento, que é retirar um banco de capacitores de uma barra do sistema. Então, executa-se o fluxo de carga e encontram-se as novas perdas de potência ativa para calcular a função objetivo ($f_{obj_2} = (US\$) 381,932.41$)

Tabela 18 - Retirar um banco de capacitor.

$f_{obj_H} = (US\$) 381,932.41$

Perdas = 709,54 kW

barra	nro_bco	perda(kW)	$f_{obj_2} (US\$)$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0
3	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
4	-1	713,21	> 381,932.41	0	0	0	0	6	2	0	0	0	0
5	-1	714,58	> 381,932.41	0	0	0	1	5	2	0	0	0	0
6	-1	717,97	> 381,932.41	0	0	0	1	6	1	0	0	0	0
7	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0
8	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
9	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
10	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0

$f_{obj_2} = (US\$) 381,932.41$
 Perdas (-1) = 709,54 kW
 TOTAL BCs = 09

Fonte: Do próprio autor.

Passo 6: Com a solução encontrada no passo 3, deve-se identificar as soluções vizinhas da solução corrente. Depois, inicia-se a busca da solução com um movimento, que é transferir um banco de capacitores alocados para a barra inferior vizinha do sistema. Em seguida, executa-se o fluxo de carga e encontram-se as novas perdas de potência ativa para calcular a função objetivo ($f_{obj_3} = (US\$) 381,143.72$).

Tabela 19 - Transferir um banco para a barra inferior.

$f_{obj_H} = (US\$) 381,932.41$

Perdas = 709,54 kW

barra	nro_bco	perda(kW)	$f_{obj_3} (US\$)$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0
3	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
4	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
5	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0
6	1	746,71	> 381,932.41	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0
→ 7	2	708,04	381,143.72	0	0	0	1	6	0	2	0	0	0
8	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
9	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
10	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0

$f_{obj_3} = (US\$) 381,143.72$
 Perdas (-1) = 708,04 kW
 TOTAL BCs = 09

Fonte: Do próprio autor.

Passo 7: Entre as a solução encontrada no passo 3, deve-se identificar as soluções vizinhas da solução corrente. Depois, inicia-se a busca da solução com um movimento, que é transferir um banco de capacitores alocados para a barra superior vizinha do sistema. Em seguida, executa-se o fluxo de carga e encontram-se as novas perdas de potência ativa para calcular a função objetivo ($f_{obj_4} = (US\$) 381,932.41$).

Tabela 20 - Transferir um banco para a barra superior.

$f_{obj_H} = (US\$) 381,932.41$

Perdas = 709,54 kW

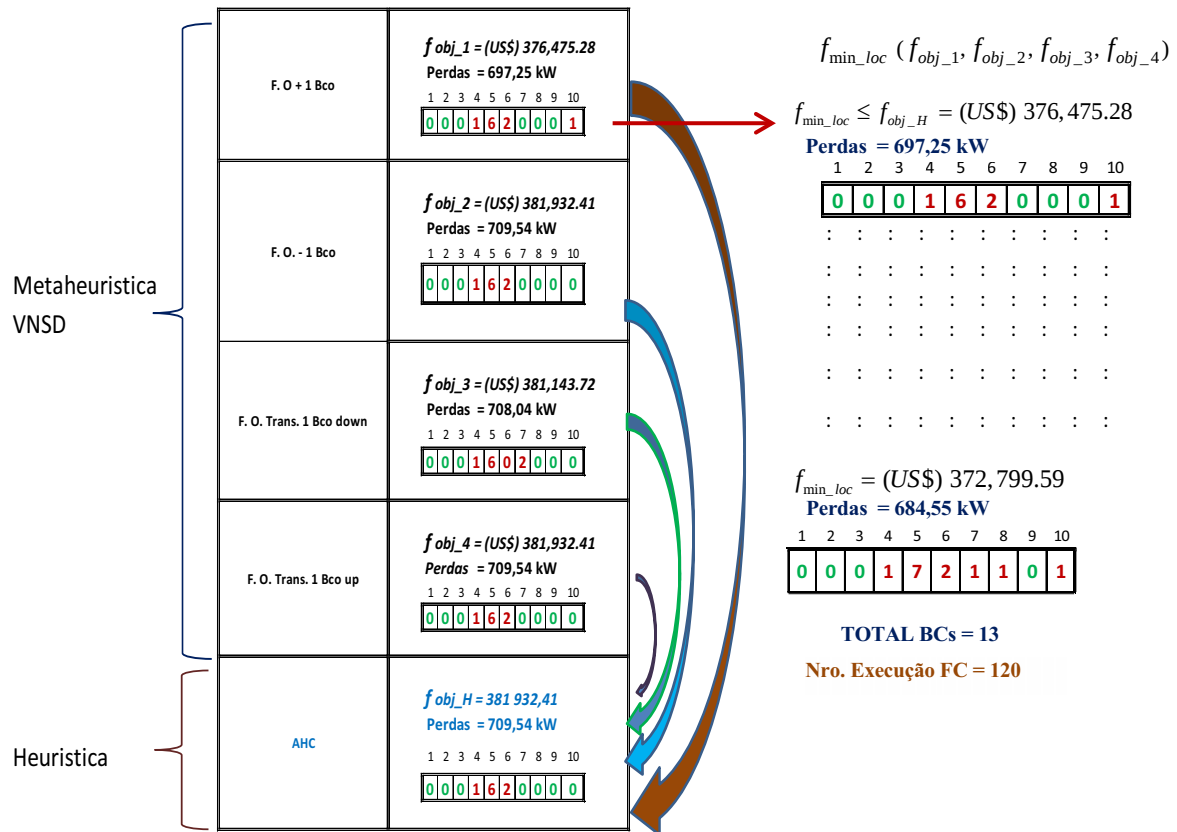
barra	nro_bco	perda(kW)	$f_{obj_4} (US\$)$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0
3	1	711, 81	> 381,932.41	0	0	1	0	6	2	0	0	0	0
4	6	725,59	> 381,932.41	0	0	0	6	0	2	0	0	0	0
5	2	757,50	> 381,932.41	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0
6	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0
7	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
8	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
9	0	709,54	381,932.41	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
10	0	709,54	381,932.41	0	0	0	1	6	2	0	0	0	0

$f_{obj_4} = (US\$) 381,932.41$
 Perdas (-1) = 709,54 kW
 TOTAL BCs = 09

Fonte: Do próprio autor.

Passo 8: Entre as soluções encontradas anteriormente, deve-se escolher uma solução de melhor qualidade, pois ela será a nova função incumbente para fazer outra nova iteração. Esta atividade deve ser repetida para encontrar a solução ótima local de melhor qualidade.

Figura 22 - Seleção de vizinhança de melhor qualidade.



Fonte: Do próprio autor.

APÊNDICE B - DADOS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO TESTADOS

B.1 sistema de distribuição de 34 barras

Os dados apresentados neste apêndice são da demanda média, sendo que a demanda alta e baixa correspondem a 180% e 50%, respectivamente.

Tabela 21 – Dados de barra.

Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)	Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)
1	0,00	0,00	18	230,00	142,50
2	230,00	142,50	19	230,00	142,50
3	0,00	0,00	20	230,00	142,50
4	230,00	142,50	21	230,00	142,50
5	230,00	142,50	22	230,00	142,50
6	0,00	0,00	23	230,00	142,50
7	0,00	0,00	24	230,00	142,50
8	230,00	142,50	25	230,00	142,50
9	230,00	142,50	26	230,00	142,50
10	0,00	0,00	27	137,00	85,00
11	230,00	142,50	28	75,00	48,00
12	137,00	84,00	29	75,00	48,00
13	72,00	45,00	30	75,00	48,00
14	72,00	45,00	31	57,00	37,50
15	72,00	45,00	32	57,00	37,50
16	13,50	7,50	33	57,00	37,50
17	230,00	142,50	34	57,00	37,50

Tabela 22 – Dados de circuito.

Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
1	2	0,1170	0,0480	18	19	0,2079	0,0473
2	3	0,1073	0,0440	19	20	0,1890	0,0430
3	4	0,1645	0,0457	20	21	0,1890	0,0430
4	5	0,1495	0,0415	21	22	0,2620	0,0450
5	6	0,1495	0,0415	22	23	0,2620	0,0450
6	7	0,3144	0,0540	23	24	0,3144	0,0540
7	8	0,2096	0,0360	24	25	0,2096	0,0360
8	9	0,3144	0,0540	25	26	0,1310	0,0225
9	10	0,2096	0,0360	26	27	0,1048	0,0180
10	11	0,1310	0,0225	7	28	0,1572	0,0270
11	12	0,1048	0,0180	28	29	0,1572	0,0270
3	13	0,1572	0,0270	29	30	0,1572	0,0270
13	14	0,2096	0,0360	10	31	0,1572	0,0270
14	15	0,1048	0,0180	31	32	0,2096	0,0360
15	16	0,0524	0,0090	32	33	0,1572	0,0270
6	17	0,1794	0,0498	33	34	0,1048	0,0180
17	18	0,1645	0,0457				

Fonte: Brandini (2007).

B.2 sistema de distribuição de 70 barras

Os dados apresentados neste apêndice são da demanda alta, sendo que a demanda média e baixa correspondem a 80% e 50%, respectivamente.

Tabela 23 – Dados de barra.

Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)	Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)
1	0,00	0,00	36	6,00	4,00
2	0,00	0,00	37	26,00	18,55
3	0,00	0,00	38	26,00	18,55
4	0,00	0,00	39	0,00	0,00
5	0,00	0,00	40	24,00	17,00
6	0,00	0,00	41	24,00	17,00
7	2,60	2,20	42	1,20	1,00
8	40,40	30,00	43	0,00	0,00
9	75,00	54,00	44	6,00	4,30
10	30,00	22,00	45	0,00	0,00
11	28,00	19,00	46	39,22	26,30
12	145,00	104,00	47	39,22	26,30
13	145,00	104,00	48	0,00	0,00
14	8,00	5,50	49	79,00	56,40
15	8,00	5,50	50	384,70	274,50
16	0,00	0,00	51	384,70	274,50
17	45,50	30,00	52	40,50	28,30
18	60,00	35,00	53	3,60	2,70
19	60,00	35,00	54	4,35	3,50
20	0,00	0,00	55	26,40	19,00
21	1,00	0,60	56	24,00	17,20
22	114,00	81,00	57	0,00	0,00
23	5,30	3,50	58	0,00	0,00
24	0,00	0,00	59	0,00	0,00
25	28,00	20,00	60	100,00	72,00
26	0,00	0,00	61	0,00	0,00
27	14,00	10,00	62	1244,00	888,00
28	14,00	10,00	63	32,00	23,00
29	26,00	18,60	64	0,00	0,00
30	26,00	18,60	65	227,00	162,00
31	0,00	0,00	66	59,00	42,00
32	0,00	0,00	67	18,00	13,00
33	0,00	0,00	68	18,00	13,00
34	14,00	10,00	69	28,00	20,00
35	19,50	14,00	70	28,00	20,00

Tabela 24 – Dados de circuito.

Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
1	2	0,00050	0,00120	30	31	0,3978	0,1315
2	3	0,00050	0,00120	31	32	0,0702	0,0232
3	4	0,00010	0,00010	32	33	0,3510	0,1160
3	29	0,00440	0,01080	33	34	0,8390	0,2816
4	5	0,00150	0,00360	34	35	1,7080	0,5646
4	37	0,00440	0,01080	35	36	1,4740	0,4873
5	6	0,02510	0,02940	37	38	0,0640	0,1565
5	48	0,00340	0,00840	38	39	0,1053	0,1230
6	7	0,36600	0,18640	39	40	0,0304	0,0355
7	8	0,38110	0,19410	40	41	0,0018	0,0021
8	9	0,09220	0,04700	41	42	0,7283	0,8509
9	10	0,04930	0,02510	42	43	0,3100	0,3623
9	52	0,09280	0,04730	43	44	0,0410	0,0478
10	11	0,81900	0,27070	44	45	0,0092	0,0116
10	54	0,17400	0,08860	45	46	0,1089	0,1373
11	12	0,18720	0,06190	46	47	0,0009	0,0012
12	13	0,71140	0,23510	48	49	0,0851	0,2083
12	67	0,20120	0,06110	49	50	0,2898	0,7091
13	14	1,03000	0,34000	50	51	0,0822	0,2011
13	69	0,73940	0,24440	52	53	0,3319	0,1114
14	15	1,04400	0,34500	54	55	0,2030	0,1034
15	16	1,05800	0,34960	55	56	0,2842	0,1447
16	17	0,19660	0,06500	56	57	0,2813	0,1433
17	18	0,37440	0,12380	57	58	1,5900	0,5337
18	19	0,00470	0,00160	58	59	0,7837	0,2630
19	20	0,32760	0,10830	59	60	0,3042	0,1006
20	21	0,21060	0,06960	60	61	0,3861	0,1172
21	22	0,34160	0,11290	61	62	0,5075	0,2585
22	23	0,01400	0,00460	62	63	0,0974	0,0496
23	24	0,15910	0,05260	63	64	0,1450	0,0738
24	25	0,34630	0,11450	64	65	0,7105	0,3619
25	26	0,74880	0,24750	65	66	1,0410	0,5302
26	27	0,30890	0,10210	67	68	0,0047	0,0014
27	28	0,17320	0,05720	69	70	0,0047	0,0016
29	30	0,06400	0,15650				

Fonte: Almeida (2013).

B.3 sistema de distribuição de 202 barras

Os dados apresentados neste apêndice são da demanda média e a demanda alta corresponde a 166%.

Tabela 25 – Dados de barra.

Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)	Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)
1	0,00	0,00	39	95,63	59,25
2	0,00	0,00	40	0,00	0,00
3	38,25	23,70	41	255,00	158,01
4	0,00	0,00	42	0,00	0,00
5	63,75	39,50	43	191,25	118,51
6	0,00	0,00	44	95,63	59,25
7	0,00	0,00	45	0,00	0,00
8	38,25	23,70	46	0,00	0,00
9	95,20	58,99	47	63,75	39,50
10	63,75	39,50	48	0,00	0,00
11	0,00	0,00	49	605,63	375,27
12	510,00	316,02	50	573,75	355,52
13	0,00	0,00	51	191,25	118,51
14	0,00	0,00	52	255,00	158,01
15	0,00	0,00	53	765,00	474,03
16	63,75	39,50	54	255,00	158,01
17	127,50	79,01	55	0,00	0,00
18	63,75	39,50	56	0,00	0,00
19	63,75	39,50	57	318,75	197,51
20	255,00	158,01	58	318,75	197,51
21	0,00	0,00	59	0,00	0,00
22	0,00	0,00	60	25,50	15,80
23	255,00	158,01	61	0,00	0,00
24	255,00	158,01	62	0,00	0,00
25	382,50	237,02	63	0,00	0,00
26	0,00	0,00	64	0,00	0,00
27	191,25	118,51	65	95,63	59,25
28	0,00	0,00	66	0,00	0,00
29	51,00	31,60	67	38,25	23,70
30	95,63	59,25	68	0,00	0,00
31	95,63	59,25	69	102,00	63,20
32	0,00	0,00	70	0,00	0,00
33	350,63	217,26	71	89,25	55,30
34	350,63	217,26	72	0,00	0,00
35	0,00	0,00	73	0,00	0,00
36	0,00	0,00	74	38,25	23,70
37	63,75	39,50	75	0,00	0,00
38	0,00	0,00	76	0,00	0,00

Dados de barra (continuação).

Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)
77	510,00	316,02
78	595,00	368,69
79	0,00	0,00
80	0,00	0,00
81	382,50	237,02
82	0,00	0,00
83	350,63	217,26
84	0,00	0,00
85	38,25	23,70
86	255,00	158,01
87	446,25	276,52
88	382,50	237,02
89	0,00	0,00
90	0,00	0,00
91	0,00	0,00
92	95,63	59,25
93	191,25	118,51
94	216,75	134,31
95	95,63	59,25
96	191,25	118,51
97	63,75	39,50
98	382,50	237,02
99	0,00	0,00
100	0,00	0,00
101	63,75	39,50
102	0,00	0,00
103	0,00	0,00
104	63,75	39,50
105	127,50	79,01
106	95,63	59,25
107	106,25	65,84
108	127,50	79,01
109	95,63	59,25
110	0,00	0,00
111	127,50	79,01
112	127,50	79,01
113	0,00	0,00
114	0,00	0,00
115	318,75	197,51
116	350,63	217,26

Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)
117	446,25	276,52
118	63,75	39,50
119	127,50	79,01
120	63,75	39,50
121	382,50	237,02
122	0,00	0,00
123	76,50	47,40
124	255,00	158,01
125	191,25	118,51
126	255,00	158,01
127	233,75	144,84
128	573,75	355,52
129	276,25	171,18
130	255,00	158,01
131	393,13	243,60
132	510,00	316,02
133	0,00	0,00
134	0,00	0,00
135	0,00	0,00
136	0,00	0,00
137	0,00	0,00
138	0,00	0,00
139	63,75	39,50
140	0,00	0,00
141	0,00	0,00
142	38,25	23,70
143	38,25	23,70
144	63,75	39,50
145	0,00	0,00
146	63,75	39,50
147	0,00	0,00
148	0,00	0,00
149	95,63	59,25
150	0,00	0,00
151	63,75	39,50
152	0,00	0,00
153	0,00	0,00
154	63,75	39,50
155	212,50	131,68
156	63,75	39,50

Dados de barra (continuação).

Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)
157	63,75	39,50
158	0,00	0,00
159	63,75	39,50
160	38,25	23,70
161	63,75	39,50
162	0,00	0,00
163	0,00	0,00
164	95,63	59,25
165	0,00	0,00
166	0,00	0,00
167	446,25	276,52
168	191,25	118,51
169	255,00	158,01
170	605,63	375,27
171	63,75	39,50
172	127,50	79,01
173	63,75	39,50
174	191,25	118,51
175	0,00	0,00
176	0,00	0,00
177	208,25	129,04
178	191,25	118,51
179	127,50	79,01
180	127,50	79,01
181	0,00	0,00
182	0,00	0,00
183	255,00	158,01
184	127,50	79,01
185	850,00	526,70
186	127,50	79,01
187	510,00	316,02
188	0,00	0,00
189	0,00	0,00
190	0,00	0,00
191	191,25	118,51
192	448,38	277,83
193	255,00	158,01
194	510,00	316,02
195	382,50	237,02
196	255,00	158,01

Nro. Barra	P_D (kW)	Q_D (kVar)
197	191,25	118,51
198	446,25	276,52
199	133,88	82,96
200	95,63	59,25
201	382,50	237,02
202	1030,20	638,36

Tabela 26 – Dados de circuito.

Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
1	2	0,00001	0,00001	27	40	0,00942	0,02116
2	3	0,01883	0,04232	40	41	0,03714	0,01266
3	4	0,06591	0,14812	40	42	0,00942	0,02116
4	5	0,03766	0,08464	42	43	0,00942	0,02116
5	6	0,01883	0,04232	43	44	0,00942	0,02116
6	7	0,00001	0,00001	42	45	0,05942	0,02026
7	8	0,01883	0,04232	45	46	0,00001	0,00001
8	9	0,01695	0,03809	46	47	0,03714	0,01266
9	10	0,01883	0,04232	45	48	0,00001	0,00001
10	11	0,00001	0,00001	48	49	0,03714	0,01266
11	12	0,05935	0,04654	44	50	0,01412	0,03174
10	13	0,01883	0,04232	50	51	0,01318	0,02962
13	14	0,00001	0,00001	51	52	0,01130	0,02539
10	15	0,00001	0,00001	52	53	0,01130	0,02539
15	16	0,04671	0,02445	53	54	0,01130	0,02539
16	17	0,09341	0,04890	54	55	0,01130	0,02539
17	18	0,07473	0,03912	55	56	0,07427	0,02533
17	19	0,18682	0,09780	56	57	0,00001	0,00001
19	20	0,07473	0,03912	57	58	0,10398	0,03546
14	21	0,03766	0,08464	1	59	0,00000	0,00000
21	22	0,04143	0,09310	59	60	0,01597	0,04095
22	23	0,00001	0,00001	60	61	0,09901	0,25389
23	24	0,00659	0,01481	61	62	0,00001	0,00001
24	25	0,00659	0,01481	62	63	0,04152	0,10647
25	26	0,00001	0,00001	63	64	0,00001	0,00001
26	27	0,02448	0,05502	63	65	0,01916	0,04914
25	28	0,00001	0,00001	65	66	0,00001	0,00001
28	29	0,06539	0,03423	66	67	0,01597	0,04095
29	30	0,04671	0,02445	67	68	0,00001	0,00001
30	31	0,04671	0,02445	68	69	0,13369	0,04559
31	32	0,04671	0,02445	64	70	0,01883	0,04232
32	33	0,05942	0,02026	70	71	0,11141	0,03799
32	34	0,08912	0,03039	70	72	0,00001	0,00001
29	35	0,09341	0,04890	72	73	0,13369	0,04559
35	36	0,00001	0,00001	73	74	0,08170	0,02786
36	37	0,03736	0,01956	70	75	0,02071	0,04655
35	38	0,00001	0,00001	75	76	0,00001	0,00001
38	39	0,03736	0,01956	76	77	0,16339	0,05572

Dados de circuito (continuação).

Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
75	78	0,01130	0,02539	114	118	0,05199	0,01773
78	79	0,00753	0,01693	113	119	0,00753	0,01693
79	80	0,00001	0,00001	119	120	0,00753	0,01693
79	81	0,00942	0,02116	120	121	0,00659	0,01481
81	82	0,01130	0,02539	121	122	0,00565	0,01270
80	83	0,12626	0,04305	122	123	0,00001	0,00001
82	84	0,00001	0,00001	122	124	0,00001	0,00001
84	85	0,01318	0,02962	124	125	0,01506	0,03386
84	86	0,00471	0,01058	123	126	0,06539	0,03003
86	87	0,00565	0,01270	125	127	0,00942	0,02116
87	88	0,00942	0,02116	127	128	0,00942	0,02116
79	89	0,00001	0,00001	127	129	0,01506	0,03386
89	90	0,17825	0,06078	129	130	0,01318	0,02962
90	91	0,00000	0,00000	130	131	0,01318	0,02962
91	92	0,11141	0,03799	131	132	0,01695	0,03809
90	93	0,00001	0,00001	1	133	0,00001	0,00001
93	94	0,05605	0,02792	133	134	0,06967	0,15658
94	95	0,02802	0,01396	134	135	0,00001	0,00001
95	96	0,02802	0,01396	135	136	0,01506	0,03386
96	97	0,02802	0,01396	136	137	0,06026	0,13542
97	98	0,05138	0,02560	137	138	0,00942	0,02116
88	99	0,02071	0,04655	137	139	0,00001	0,00001
99	100	0,00001	0,00001	139	140	0,02071	0,04655
100	101	0,01412	0,03174	140	141	0,00001	0,00001
100	102	0,00565	0,01270	140	142	0,00942	0,02116
102	103	0,00001	0,00001	142	143	0,00565	0,01270
103	104	0,07427	0,02533	141	144	0,02802	0,01467
102	105	0,00471	0,01058	137	145	0,00001	0,00001
105	106	0,00565	0,01270	145	146	0,07473	0,03912
102	107	0,00659	0,01481	146	147	0,05605	0,02934
107	108	0,01036	0,02328	147	148	0,00000	0,00000
106	109	0,01130	0,02539	148	149	0,03736	0,01956
109	110	0,00001	0,00001	146	150	0,00001	0,00001
110	111	0,00753	0,01693	150	151	0,04671	0,02445
111	112	0,00753	0,01693	143	152	0,00565	0,01270
112	113	0,00753	0,01693	152	153	0,00001	0,00001
113	114	0,00001	0,00001	152	154	0,00565	0,01270
113	115	0,00565	0,01270	154	155	0,00565	0,01270
115	116	0,00753	0,01693	155	156	0,00565	0,01270
116	117	0,00942	0,02116	153	157	0,03736	0,01956

Dados de circuito (continuação).

Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
156	158	0,00565	0,01270
158	159	0,02802	0,01467
159	160	0,04671	0,02445
158	161	0,00942	0,02116
161	162	0,01130	0,02539
162	163	0,00001	0,00001
163	164	0,00001	0,00001
164	165	0,01883	0,04232
165	166	0,00001	0,00001
165	167	0,00565	0,01270
167	168	0,00565	0,01270
168	169	0,00753	0,01693
166	170	0,06539	0,03423
169	171	0,00001	0,00001
171	172	0,07122	0,05585
171	173	0,00942	0,02116
173	174	0,00942	0,02116
174	175	0,00942	0,02116
175	176	0,00001	0,00001
176	177	0,07473	0,03912
175	178	0,00377	0,00846
178	179	0,00377	0,00846
179	180	0,00565	0,01270
180	181	0,00000	0,00000
181	182	0,00001	0,00001
181	183	0,04671	0,02445
182	184	0,06072	0,03179
181	185	0,00565	0,01270
185	186	0,00565	0,01270
186	187	0,00565	0,01270
187	188	0,00565	0,01270
188	189	0,00001	0,00001
188	190	0,00001	0,00001
190	191	0,03858	0,03025
189	192	0,05045	0,03956
188	193	0,02260	0,05078
193	194	0,06539	0,03423
193	195	0,04671	0,02445
195	196	0,04671	0,02445
196	197	0,04671	0,02445

Barra De	Barra Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
193	198	0,00942	0,02116
198	199	0,00942	0,02116
197	200	0,04671	0,02445
200	201	0,11209	0,05868
200	202	0,09341	0,04890

Fonte: Almeida (2013).

B.4 Sistema de distribuição de 70 barras - comparação.

Os dados apresentados neste apêndice são da demanda media, sendo que a demanda alta e média correspondem a 180% e 50%, respectivamente.

Tabela 27 – Dados de barra.

Nro.	P_D	Q_D	Nro.	P_D	Q_D
Barra	(kW)	(kVar)	Barra	(kW)	(kVar)
1	0,00	0,00	36	6,00	4,00
2	0,00	0,00	37	26,00	18,55
3	0,00	0,00	38	26,00	18,55
4	0,00	0,00	39	0,00	0,00
5	0,00	0,00	40	24,00	17,00
6	0,00	0,00	41	24,00	17,00
7	2,60	2,20	42	1,20	1,00
8	40,40	30,00	43	0,00	0,00
9	75,00	54,00	44	6,00	4,30
10	30,00	22,00	45	0,00	0,00
11	28,00	19,00	46	39,22	26,30
12	145,00	104,00	47	39,22	26,30
13	145,00	104,00	48	0,00	0,00
14	8,00	5,50	49	79,00	56,40
15	8,00	5,50	50	384,70	274,50
16	0,00	0,00	51	384,70	274,50
17	45,50	30,00	52	40,50	28,30
18	60,00	35,00	53	3,60	2,70
19	60,00	35,0	54	4,35	3,50
20	0,00	0,00	55	26,40	19,00
21	1,00	0,60	56	24,0	17,2
22	114,00	81,00	57	0,00	0,00
23	5,30	3,50	58	0,00	0,00
24	0,00	0,00	59	0,00	0,00
25	28,00	20,00	60	100,00	72,00
26	0,00	0,00	61	0,00	0,00
27	14,00	10,00	62	1244,00	888,00
28	14,00	10,00	63	32,00	23,00
29	26,00	18,60	64	0,00	0,00
30	26,00	18,60	65	227,00	162,00
31	0,00	0,00	66	59,00	42,00
32	0,00	0,00	67	18,00	13,00
33	0,00	0,00	68	18,00	13,00
34	14,00	10,00	69	28,00	20,00
35	15,50	14,00	70	28,00	20,00

Tabela 28 – Dados de circuito.

Barra	Barra	Resistência	Reatância	Barra	Barra	Resistência	Reatância
De	Para	(Ω)	(Ω)	De	Para	(Ω)	(Ω)
1	2	0,0005	0,0012	4	37	0,0044	0,0108
2	3	0,0005	0,0012	37	38	0,0640	0,1565
3	4	0,0001	0,0001	38	39	0,1053	0,1230
4	5	0,0015	0,0036	39	40	0,0304	0,0305
5	6	0,0251	0,0294	40	41	0,0018	0,0021
6	7	0,3660	0,1864	41	42	0,7283	0,8509
7	8	0,3811	0,1941	42	43	0,3100	0,3623
8	9	0,0922	0,0470	43	44	0,0410	0,0478
9	10	0,0493	0,0251	44	45	0,0092	0,0116
10	11	0,8190	0,2707	45	46	0,1089	0,1373
11	12	0,1872	0,0619	46	47	0,0009	0,0012
12	13	0,7114	0,2351	5	48	0,0034	0,0084
13	14	1,0300	0,3400	48	49	0,0851	0,2083
14	15	1,0440	0,3450	49	50	0,2898	0,7091
15	16	1,0580	0,3496	50	51	0,0822	0,2011
16	17	0,1966	0,0650	9	52	0,0928	0,0473
17	18	0,3744	0,1238	52	53	0,3319	0,1114
18	19	0,0047	0,0016	10	54	0,1740	0,0886
19	20	0,3276	0,1083	54	55	0,2030	0,1034
20	21	0,2106	0,0696	55	56	0,2842	0,1447
21	22	0,3416	0,1129	56	57	0,2813	0,1433
22	23	0,0140	0,0046	57	58	1,5900	0,5337
23	24	0,1591	0,0526	58	59	0,7837	0,2630
24	25	0,3463	0,1145	59	60	0,3042	0,1006
25	26	0,7488	0,2475	60	61	0,3861	0,1172
26	27	0,3089	0,1021	61	62	0,5075	0,2585
27	28	0,1732	0,0572	62	63	0,0974	0,0496
3	29	0,0044	0,0108	63	64	0,1450	0,0738
29	30	0,0640	0,1565	64	65	0,7105	0,3619
30	31	0,3978	0,1315	65	66	1,0410	0,5302
31	32	0,0702	0,0232	12	67	0,2012	0,0611
32	33	0,3510	0,1160	67	68	0,0047	0,0014
33	34	0,8390	0,2816	13	69	0,7394	0,2444
34	35	1,7080	0,5646	69	70	0,0047	0,0016
35	36	1,4740	0,4873				

Fonte: Segura (2006).