

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA
FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Estratégia de Decomposição aplicada ao Problema de Planejamento da
Expansão de Sistemas de Distribuição

John Fredy Franco Baquero

Tese de doutorado

Ilha Solteira – SP
Abril de 2012

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA
FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Estratégia de Decomposição aplicada ao Problema de Planejamento da
Expansão de Sistemas de Distribuição

John Fredy Franco Baquero

Rubén Augusto Romero Lázaro
Orientador

Marcos Julio Rider Flóres
Co-orientador

Tese de Doutorado submetida ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira da
UNESP, como parte dos requisitos
para a obtenção do título de Doutor em
Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Automação.

Ilha Solteira – SP
Abril de 2012

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

B222e Baquero, John Fredy Franco.
Estratégia de decomposição aplicada ao problema de planejamento da
expansão de sistemas de distribuição / John Fredy Franco Baquero.
Ilha Solteira : [s.n.], 2012
170 f. : il.

Tese (doutorado) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira. Área de concentração: Automação, 2012

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro

Co-orientador: Marcos Julio Rider Flóres

Inclui bibliografia

1. Otimização matemática. 2. Planejamento de sistemas de distribuição.
3. Sistemas elétricos de potência.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Estratégia de Decomposição Aplicada ao Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição

AUTOR: JOHN FREDY FRANCO BAQUERO

ORIENTADOR: Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO


CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. MARCOS JULIO RIDER FLORES

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR 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. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. EDUARDO NOBUHIRO ASADA
Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos-Usp


Prof. Dr. ARIIVALDO VERANDIO GARCIA
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas

Data da realização: 23 de abril de 2012.

Agradecimentos

A Deus, inteligência suprema, causa primeira de todas as coisas.

A meus pais Sigifredo Franco e Marleny Baquero, pelo amor incondicional, carinho, paciência que me há brindado em todo momento de minha vida.

A minha namorada Lilian, por todo o amor, carinho e ternura que me brinda todos os dias.

Ao professor Rubén Augusto Romero Lázaro, pela dedicação, paciência, confiança e amizade durante a orientação deste trabalho.

Aos professores José Roberto Sanches Mantovani, Antonio Padilha Feltrin, e Marcos Rider, pelas sugestões e pela amizade durante a realização deste trabalho.

Aos meus companheiros do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LaPSEE, pelas sugestões, pelo apoio e pelo convívio.

À FAPESP pelo apoio financeiro.

Resumo

O problema do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica consiste em determinar as mudanças que precisam ser feitas no sistema visando atender as condições de demanda futura, respeitando os critérios técnicos de operação e segurança, tudo isto sob um mínimo custo econômico (no caso da otimização monoobjetivo). A modelagem do problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição inclui a repotenciação de subestações existentes, a alocação e dimensionamento de novas subestações, o recondutoramento de alimentadores existentes, a construção e seleção do tipo de cabo para alimentadores novos e a seleção da topologia do sistema (reconfiguração). Além disso, o modelo considera que a expansão do sistema pode ser executada em vários estágios, propondo assim uma formulação dinâmica do problema de planejamento. É apresentada neste trabalho uma estratégia de decomposição para dividir o problema no subproblema da seleção das subestações e na solução de problemas de reconfiguração e recondutoramento dependentes. São desenvolvidos algoritmos heurísticos, que combinados com a metaheurística Busca Tabu, permitem uma exploração eficiente do espaço de busca. A estratégia de decomposição mencionada permite o uso da programação paralela, conseguindo diminuir o tempo de processamento. O método proposto é testado usando casos de grande porte da literatura, mostrando um excelente desempenho.

Palavras-chave: Otimização matemática. Planejamento de sistemas de distribuição. Sistemas elétricos de potência.

Abstract

The distribution system expansion planning problem consists of to determine the investments that need to be made in the system to meet future demand conditions, satisfying technical criteria for operation and safety, all under a minimum economic cost (in the case of mono-objective optimization). The modeling of the planning problem includes the expansion of existing substations, the allocation and design of new substations, the reconductoring of existent feeders, the selection of the type of conductor for new feeders and the selection of the system topology (reconfiguration). Furthermore, the model assumes that the expansion of the system can be performed in several stages, thus it is proposed dynamic planning problem formulation. In this paper work, it is presented a decomposition strategy to separate the problem into the subproblems of selection of the substations, reconfiguration and selection of the conductor feeders. Heuristic algorithms are developed, which combined with the Tabu Search metaheuristic, allow an efficient exploration of the space of search. The decomposition strategy aforementioned allows the use of parallel programming, achieving reduced processing time. The proposed method is tested using large cases in the literature, showing excellent performance.

Key-words: Mathematical optimization. Distribution system planning. Electrical power systems.

Lista de Figuras

Figura- 1.1 Decomposição do problema PSD.	17
Figura- 3.1 Exemplos de aplicação da restrição de radialidade.	58
Figura- 4.1 Diagrama do algoritmo proposto para reconfiguração.	66
Figura- 4.2 Transferência de carga após uma troca de linhas.	68
Figura- 4.3 Sistema exemplo para reconfiguração.	70
Figura- 4.4 Gráficos de desempenho do algoritmo para reconfiguração.	75
Figura- 5.1 Funções de custo para os tipos de cabo da Tabela 5.1.....	84
Figura- 5.2 Funções de custo para o recondutoramento dos cabos da Tabela 5.1.....	86
Figura- 5.3 Classificação das linhas segundo seus estados no sistema de 20 linhas.....	95
Figura- 5.4 Classificação final das linhas segundo seus estados para o caso b.....	106
Figura- 6.1 Codificação para o problema <i>PSD</i> básico.....	109
Figura- 6.2 Diagrama da decomposição do problema <i>PSD</i>	110
Figura- 6.3 Configuração para o sistema de Miranda com duas subestações.	111
Figura- 6.4 Configuração para o sistema de Miranda com quatro subestações.	111
Figura- 6.5 Diagrama do método proposto.....	122
Figura- 6.6 Lista de tarefas para a atribuição de trabalhos na computação paralela.	125
Figura- 7.1 Tempo de processamento para o planejamento dinâmico versus o número de processos.	132

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 Anéis formados no sistema de exemplo.	70
Tabela- 4.2 Índice de perdas para algumas trocas de linhas.....	71
Tabela- 4.3 Número de fluxos de carga executados para os sistemas teste.....	73
Tabela- 4.4 Configurações encontradas para os sistemas teste.	73
Tabela- 4.5 Desempenho dos métodos para o sistema de 33 barras.....	74
Tabela- 4.6 Desempenho dos métodos para o sistema de 119 barras.....	74
Tabela- 4.7 Comparação da inclusão da restrição de tensão para o sistema de 136 barras.....	76
Tabela- 5.1 Exemplo de um conjunto de tipos de condutores.....	83
Tabela- 5.2 Custos para o recondutoramento para os condutores da Tabela 5.1.	85
Tabela- 5.3 Sequência para os condutores da Tabela 5.1.....	86
Tabela- 5.4 Sistema teste de 20 linhas.....	88
Tabela- 5.5 Estado final do sistema de 20 linhas após a seleção dos tipos de cabo.....	89
Tabela- 5.6 Seleção dos tipos de cabo para o sistema de 20 linhas.....	89
Tabela- 5.7 Índice de sensibilidade para recondutoramento do sistema de 20 linhas.	91
Tabela- 5.8 Sequência de recondutoramentos no sistema de 20 linhas.....	96
Tabela- 5.9 Sequência de redução de bitolas no sistema de 20 linhas.	97
Tabela- 5.10 Estado final para o sistema de 20 linhas após a segunda fase de recondutoramento.	98
Tabela- 5.11 Tipos de cabo finais para o sistema de 20 linhas.	98

Tabela- 5.12 Comparação da aplicação da fase I no fluxo de carga modificado.	103
Tabela- 5.13 Comparação da aplicação da fase II no fluxo de carga modificado.	103
Tabela- 5.14 Resultados da seleção dos condutores para o sistema de 200 linhas.....	104
Tabela- 5.15 Estado final do sistema de 20 linhas com os cabos iniciais no caso b.	105
Tabela- 5.16 Resultados do sistema de 20 linhas com os cabos iniciais no caso b.....	105
Tabela- 6.1. Exemplos de estados possíveis para as subestações.....	115
Tabela- 6.2. Combinações de subestações para diferentes casos.	115
Tabela- 6.3. Avaliação do número de combinações para diferentes casos.....	116
Tabela- 6.4. Comparação de configurações de cabos de uma linha para três estágios.	120
Tabela- 7.1. Resumo dos resultados para o planejamento do sistema de 54 barras.	129
Tabela- 7.2. Resultados para o planejamento das subestações do sistema de 54 barras.	129
Tabela- 7.3. Resultados para o planejamento estático das linhas do sistema de 54 barras.....	130
Tabela- 7.4. Resultados para o planejamento pseudodinâmico das linhas do sistema de 54 barras.....	130
Tabela- 7.5. Resultados para o planejamento dinâmico das linhas do sistema de 54 barras.....	131
Tabela- 7.6. Desempenho computacional para o planejamento dinâmico do sistema de 54 barras.....	131
Tabela- 7.7. Configurações de elite encontradas no planejamento do sistema de 54 barras.....	132
Tabela- 7.8. Resumo dos resultados para o planejamento do sistema de 417 barras.	133
Tabela- 7.9. Resultados para o planejamento das subestações do sistema de 417 barras.	134
Tabela- 7.10. Resultados para o planejamento estático das linhas do sistema de 417 barras.....	134

Tabela- 7.11. Resultados para o planejamento pseudodinâmico das linhas do sistema de 417 barras.....	136
Tabela- 7.12. Resultados para o planejamento dinâmico das linhas do sistema de 417 barras.....	140
Tabela- 7.13. Desempenho computacional para o planejamento dinâmico do sistema de 417 barras.....	145
Tabela A.1. Valores da função S para $p=3$ e $tse=3$	156
Tabela B.2. Dados das subestações do sistema de 54 barras.....	157
Tabela B.3. Dados dos cabos do sistema de 54 barras.....	158
Tabela B.4. Dados das linhas do sistema de 54 barras.....	158
Tabela B.5. Dados das cargas do sistema de 54 barras.....	159
Tabela B.6. Dados das subestações do sistema de 417 barras.....	160
Tabela B.7. Dados das linhas do sistema de 417 barras.....	160
Tabela- B.8. Dados dos cabos do sistema de 417 barras.....	165
Tabela B.9. Dados das cargas do sistema de 417 barras.....	165

Nomenclatura

n_a : número de anos do horizonte de planejamento.

t_j : taxa de juros.

pp : períodos de planejamento.

N : conjunto de barras.

N_F : conjunto de alimentadores propostos ou existentes.

N_S : conjunto de subestações propostas ou existentes.

Ω_C : tipos de alimentadores disponíveis.

Ω_S : tipos de subestações disponíveis.

Ω_{bsc} : conjunto de barras sem carga.

Ω_{vu} : conjunto de linhas conectadas na barra u .

CP_t : fator que relaciona as perdas de potência máximas com os custos das perdas de energia no estágio t .

CF_{at} : custo fixo da linha do tipo a .

CF_{kb} : custo fixo da subestação do tipo b na barra k .

R_a : resistência da linha do tipo a .

X_a : reatância da linha do tipo a .

Θ_{ijt} : diferença angular entre as tensões das barras i - j no estágio t .

P_{Dit} : potência ativa gerada na barra i no estágio t .

Q_{Dit} : potência reativa gerada na barra i no estágio t .

P_{Dit} : potência ativa demandada na barra i no estágio t .

Q_{Dit} : potência reativa demandada na barra i no estágio t .

P_{ijat} : fluxo de potência ativa na linha do tipo a entre as barras (i,j) no estágio t .

Q_{ijat} : fluxo de potência reativa na linha do tipo a entre as barras (i,j) no estágio t .

I_{ijat} : corrente na linha do tipo a entre as barras (i,j) no estágio t .

I_{amax} : corrente máxima numa linha do tipo a .

S_{bmax} : fluxo de potência máximo numa subestação do tipo b .

V_{min} : tensão mínima.

V_{max} : tensão máxima.

Y_{ijat} : variável binária de decisão para a construção da linha do tipo a entre as barras (i,j) no estágio t .

Y_{kbt} : variável binária de decisão para a construção da subestação do tipo b na barra k no estágio t .

W_{ijat} : variável binária que indica se a linha do tipo a entre as barras (i,j) está ativa no estágio t .

W_{kbt} : variável binária que indica se a subestação do tipo b na barra k está ativa no estágio t .

$nbsc_t$: número de barras sem carga com fluxo nas linhas conectadas a ela igual a zero no estágio t .

k_{ut} : variável que indica se a barra sem carga u no estágio t não tem fluxo nas linhas conectadas a ela.

Sumário

1.	Introdução	16
2.	Revisão bibliográfica	19
2.1	Resumo de trabalhos relevantes em planejamento da distribuição.	24
2.1.1	Distribution system planning using branch exchange technique (Goswami 1997).....	24
2.1.2	Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach (Ponnavaikko et al. 1987).	26
2.1.3	Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm (Carrano et al. 2006).....	29
2.1.4	Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm (Carrano et al. 2007).....	32
2.1.5	Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems (Ramírez-Rosado and Bernal-Augustín 1998).	36
2.1.6	Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation— Part I: problem formulation (Haffner et al. 2008).	38
2.1.7	Multi-year and multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange (Kuwabara and Nara 1997).....	40
2.1.8	Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems (Ramírez-Rosado and Gönen 1991).	44

2.1.9	Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm (Ramírez-Rosado and Bernal-Augustín 2001).....	45
2.1.10	Optimal distribution system horizon planning (Fletcher and Strunz 2007).	49
3.	Modelo matemático para o planejamento multiestágio de sistemas de distribuição de energia elétrica	53
3.1	Função objetivo.	54
3.2	Restrições.....	55
3.3	Modelo matemático multiestágio para o problema PSD.	56
3.4	Restrição de radialidade.....	57
3.4.1	Prova da restrição de radialidade para o caso de múltiplas subestações.	58
4.	Uma aplicação eficiente da Busca Tabu ao problema de reconfiguração de redes de distribuição.....	61
4.1	Modelo matemático do problema de reconfiguração.	64
4.2	Aplicação da Busca Tabu ao problema de reconfiguração.....	65
4.2.1	Definição da estrutura de vizinhança.....	65
4.2.2	Configuração inicial.....	66
4.2.3	Estimação das perdas após uma transferência de carga.....	67
4.2.4	Gestão da restrição de tensão.....	71
4.3	Resultados.....	72
4.4	Conclusões.....	76

5.	Um método heurístico eficiente para a seleção ótima de condutores e o recondutoramento de alimentadores em sistemas de distribuição de energia elétrica.....	78
5.1	Introdução.....	78
5.2	Modelo matemático do problema de recondutoramento.....	80
5.3	Método heurístico para a seleção de condutores.....	82
5.3.1	Seleção ótima do tipo de cabo para uma linha segundo o fluxo de potência.....	82
5.3.2	Índice de sensibilidade para a seleção do tipo de cabo visando melhorar o perfil de tensão.....	89
5.3.3	Aplicação do índice no sistema teste de 20 linhas.....	94
5.4	Fluxo de carga modificado para a seleção de condutores e o recondutoramento em sistemas de distribuição.....	98
5.4.1	Exemplo de aplicação do fluxo de carga modificado.....	101
5.4.2	Exemplo de aplicação do método proposto para um sistema geral.....	104
5.5	Conclusões.....	107
6.	Estratégia de decomposição do problema do planejamento de sistemas de distribuição.....	108
6.1	Solução integrada dos problemas de reconfiguração e recondutoramento.....	112
6.2	Algoritmo mestre para a seleção das subestações.....	113
6.3	Solução do PSD dinâmico.....	117
6.3.1	Método de reconfiguração para o <i>PSD</i> dinâmico.....	118

6.3.2	Seleção de condutores para o <i>PSD</i> dinâmico.	119
6.3.3	Método proposto para a solução do <i>PSD</i> dinâmico.....	121
6.4	Aplicação da computação paralela na solução do <i>PSD</i>	122
7.	Resultados da estratégia de decomposição do problema <i>PSD</i>	126
7.1	Sistema de 54 barras.	127
7.2	Sistema de 417 barras.	132
8.	Conclusões	146
9.	Referências	148
A.	Cálculo do número de combinações factíveis de subestações.....	155
B.	Dados dos sistemas testados.	157
B.1.	Sistema de 54 barras.	157
B.2.	Sistema de 417 barras.	160
C.	Trabalhos correlatos.....	168

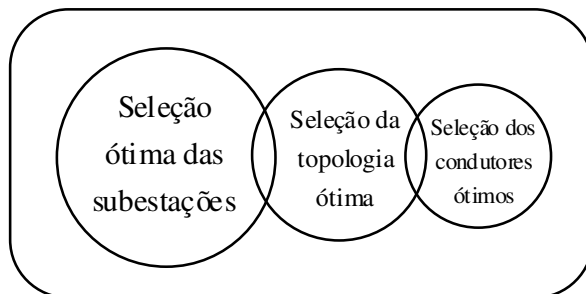
Capítulo 1

Introdução

O problema do planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica (PSD) consiste em determinar as mudanças que precisam ser feitas no sistema visando atender as condições de demanda futura, respeitando os critérios técnicos de operação e segurança, tudo isto sob um mínimo custo econômico (no caso da otimização monoobjetivo). A modelagem do problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição inclui a repotenciação de subestações existentes, a alocação e dimensionamento de novas subestações, o recondutoramento de alimentadores existentes, a alocação e seleção do tipo de cabo para alimentadores novos e a seleção da topologia radial do sistema (reconfiguração).

Neste trabalho é apresentada uma estratégia de decomposição para dividir o problema na seleção das subestações e na solução de problemas de reconfiguração e recondutoramento dependentes (Figura 1.1). São desenvolvidos algoritmos heurísticos que combinados com Busca Tabu permitem uma exploração eficiente do espaço de busca. A estratégia de decomposição mencionada permite o uso da programação paralela, conseguindo diminuir o tempo de processamento.

Figura- 1.1 Decomposição do problema PSD.



Fonte: Baquero (2012)

A estrutura deste trabalho é a seguinte:

No capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica dos modelos desenvolvidos para o problema PSD. É apresentado também um resumo e avaliação crítica dos trabalhos mais relevantes sobre o PSD na literatura especializada. No capítulo 3 é proposto o modelo matemático para o PSD multiestágio, mostrando a função objetivo utilizada, assim como as restrições consideradas.

Visando a aplicação da estratégia de decomposição proposta no trabalho, no capítulo 4 é tratado o problema da seleção da topologia radial ótima de redes de distribuição. Neste trabalho esse problema é chamado de reconfiguração. Para a solução desse problema foi utilizada a metaheurística Busca Tabu.

No capítulo 5 é desenvolvido um método heurístico para resolver o problema da seleção ótima de condutores e o recondutoramento de alimentadores em sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, é mostrado como integrar esse método ao fluxo de carga, se convertendo numa ferramenta para o planejamento do sistema.

No capítulo 6 é apresentada a estratégia de decomposição para a solução do problema PSD, que divide o problema nos subproblemas de seleção das subestações e na otimização dos circuitos. É mostrada uma solução integrada dos problemas de reconfiguração e seleção de condutores usando os métodos dos capítulos 4 e 5.

No capítulo 7 são mostrados resultados para o planejamento multiestágio de sistemas de distribuição para sistemas testes de 54 e 417 barras. São considerados os casos estático, pseudodinâmico e dinâmico para o planejamento.

No capítulo 8 são apresentadas conclusões do trabalho, recomendações e trabalhos futuros. Nos anexos são incluídos os dados dos sistemas testes usados.

Capítulo 2

Revisão bibliográfica

Diferentes modelos foram propostos para o problema do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica os quais apresentam distintas opções no plano de expansão tais como o tipo de função objetivo, o tipo das restrições e a forma de planejamento que pode ser estática ou dinâmica. Além disso, alguns modelos incluem a confiabilidade da rede como um objetivo adicional ao da minimização de custos.

O planejamento da distribuição tem sido resolvido a través de distintas técnicas de solução, como algoritmos heurísticos, técnicas de otimização clássicas como programação linear e inteira e nos últimos anos foram usadas também metaheurísticas. Estas técnicas de solução mostram diferentes desempenhos segundo a natureza do modelo e a dimensão do sistema a resolver. Neste capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica resumida do problema PSD e uma revisão mais detalhada de alguns trabalhos que são usados na estruturação desta pesquisa.

Knight (1960) propôs a utilização de programação inteira para minimizar uma função objetivo para os custos da expansão da rede sujeita as restrições lineares, e a solução é efetuada usando métodos heurísticos como projeto de custo mínimo, produto mínimo de potência aparente e distância e mínimo comprimento dos circuitos. Em 1974, Adams e Laughton (1974) desenvolveram um modelo linear inteiro misto para o planejamento de sistemas de distribuição. A localização e potência das subestações eram definidas com antecedência e a metodologia alocava as linhas e determinava sua capacidade, sob as

restrições de limites de carregamento dos condutores selecionados. O algoritmo de *Branch & Bound* foi usado para encontrar a solução do modelo.

Crawford e Holt (1974) propuseram um modelo para determinar a alocação e capacidade ótima das subestações, onde se define a área de serviço correspondente a cada uma delas. Utilizaram os algoritmos de transporte de Ford e Fulkerson para a área ótima de demanda e o algoritmo de Dijkstra para encontrar o caminho mais curto para a alocação das subestações. Usaram programação inteira, minimizando a soma das distâncias das subestações até os pontos de demanda multiplicadas pela potência que deve ser fornecida.

Kaplan e Braumstein (1981) propõem a alocação e capacidade ótima de novas subestações, com uma função objetivo que considerava os custos de construção e as perdas. Neste caso, definem-se com antecedência as bitolas dos condutores para conectar os centros de consumo com as subestações. A função objetivo é minimizada encontrando a solução das equações diferenciais obtidas que determinavam a posição da subestação em um sistema de coordenadas cartesianas.

Em relação às subestações, Leung e Khator (1997) estudaram seu projeto ótimo levando em conta as possíveis interrupções do serviço que podem ser apresentadas no sistema, aplicando programação linear para encontrar a solução. O objetivo foi minimizar o corte de carga devido às interrupções causadas por faltas nos transformadores das subestações. Para isso é maximizada uma função objetivo que é a capacidade utilizável de cada uma das subestações em caso de ocorrer uma contingência e se minimiza uma segunda função que consiste da demanda total que cada subestação pode fornecer às outras subestações próximas.

Outros trabalhos são focados na alocação e projeto das linhas no sistema. Wall, Thompson e Northcote-Green (1979), definem um modelo para a alocação dos condutores usados nas linhas de distribuição, começando com a definição da alocação das subestações e dos centros de demanda. O modelo minimiza uma aproximação linear dos custos fixos e variáveis e é resolvido como um problema de fluxo em redes. Aplica-se uma técnica

heurística para obter soluções radiais modificando as soluções não radiais ao eliminar a linha que transportava menor corrente em laços de configurações não radiais.

Fawzi, Ali e O-Sobki (1982a) (1982b) propõem o projeto de caminhos ótimos para as linhas no sistema de distribuição, por meio de técnicas de programação linear e não linear. Foram considerados os custos fixos e variáveis das linhas, com restrições para as quedas de tensão e a capacidade de potência. Tram e Willis (1987) desenvolvem um modelo para o planejamento das linhas no sistema de distribuição, onde o algoritmo correspondente pode ser utilizado como uma subrotina de um modelo mais completo que seleciona a alocação de subestações.

Goswami (1997) aplica a técnica conhecida como *Branch Exchange* ao problema da alocação e dimensionamento das linhas de distribuição, sendo determinadas *a priori* as subestações e sendo conhecidas as demandas em cada estágio do planejamento. São considerados os custos fixos e os custos variáveis linearizados, com as restrições de máximas quedas de tensão, capacidade de potência dos condutores e transformadores e a restrição de radialidade. A técnica de solução utilizada é heurística, assim a solução encontrada podia estar afastada da solução ótima, mas é um algoritmo frequentemente usado sob a supervisão de outra técnica que trate o inconveniente mencionado.

Dependendo do tipo de função objetivo e das restrições, o modelo resultante pode ser linear ou não linear. Se os custos variáveis são incluídos na função objetivo e esses custos são modelados em detalhe, então o modelo resultante é não linear, devido às perdas de potência em um sistema de distribuição que podem ser representadas em função do quadrado do fluxo de potência nas linhas. Se os custos variáveis são linearizados, esta simplificação permite soluções do modelo correspondente que não precisam de demasiado esforço computacional, comparadas com modelos não lineares. Dentre os modelos lineares está o trabalho de Hindi e Brameller (1977), que considera a alocação e dimensionamento tanto das linhas quanto das subestações, utilizando programação linear inteira mista. Também, os autores consideram os custos fixos e variáveis linearizados e a restrição de radialidade é aplicada para as soluções encontradas no processo de busca. Outros modelos

como os de Gönen e Foote (1981), Wall e Thomson (1981), Gonen e Ramírez-Rosado (1986) utilizam programação linear inteira mista aplicada ao projeto ótimo de redes de distribuição, por meio da linearização dos custos variáveis, com o objetivo de permitir a aplicação de uma técnica de otimização, comumente algoritmos do tipo *Branch & Bound*.

Youssef e Hackman (1985) e Mikic (1986) trabalham com modelos nos quais foi usada programação inteira mista não linear. O modelo do primeiro trabalho considera a repotenciação e a construção de subestações e restrições relacionadas com os limites de tensão e capacidade máxima de potência nos circuitos e é usada uma formulação contínua para as variáveis de planejamento. O modelo do segundo trabalho tem uma função objetivo não linear que considera os custos de construção de subestações e circuitos, os custos das perdas dos transformadores e dos circuitos e os custos de manutenção de subestações e circuitos.

Ponnaivaikko e Rao (1987) utilizam programação inteira mista quadrática, onde em uma primeira etapa aplica-se o método simplex considerando as variáveis inteiras como contínuas e numa segunda etapa é usado um método que transforma as variáveis contínuas em inteiras.

Em relação ao planejamento multiestágio, Sun (1982) usa um modelo monoestágio aplicado a uma metodologia multiestágio para o planejamento das redes de distribuição em duas fases. Na primeira fase aplica-se o modelo monoestágio para obter uma solução considerando as demandas que teriam-se no último ano do horizonte de planejamento. Na segunda fase, o modelo monoestágio é aplicado a cada um dos estágios coordenando as linhas e subestações, segundo a análise da primeira fase e os valores de demanda respectivos.

Gönen e Ramírez-Rosado (1991) desenvolveram uma metodologia pseudodinâmica com um modelo detalhado para o planejamento ótimo dos sistemas de distribuição. As perdas são representadas usando seções lineares. O modelo considera a alocação e

repotenciação de subestações, a construção e recondutoramento de circuitos, assim como o número de alimentadores das subestações.

Miranda et al. (1994) utilizam algoritmos genéticos para o planejamento multiestágio, minimizando uma função objetivo que consiste na soma dos custos econômicos da rede: fixos e variáveis, isto é, custos investimento e custo das perdas, respectivamente, um custo relacionado com a confiabilidade e um custo associado com as quedas de tensão nas barras. A metodologia é multiestágio pseudodinâmica, devido a que não tem coordenação entre as etapas. Usam somente um tipo de condutor para as linhas devido à limitação da codificação empregada. Não consideram como variável a capacidade da subestação, senão pelo contrário, estas deviam ser determinadas com antecedência.

Bernal (1998) desenvolveu uma metodologia para o planejamento ótimo do sistema de distribuição usando algoritmos genéticos, onde o modelo é não linear. No modelo se minimizam os custos fixos e variáveis não lineares. O planejamento é pseudodinâmico, usando o método monoestágio de maneira sucessiva. O modelo inclui a confiabilidade, sendo um objetivo adicional à minimização dos custos totais, de modo que se configura como um modelo do tipo multiobjetivo. A metodologia é testada em sistemas de grande porte, conseguindo obter soluções com tempos computacionais pequenos. Neste trabalho mostra-se a influência na solução obtida das restrições de radialidade, limites de tensão nas barras e a linearização ou não dos custos variáveis.

Carrano (2006) apresenta uma metodologia multiobjetivo para tratar o problema do planejamento de sistemas de distribuição, permitindo encontrar o conjunto de soluções de Pareto e mostrando como usá-la para propósitos de projeto. Trabalha com dois objetivos: custos monetários e função de custos das faltas, resolvendo o modelo com o algoritmo multiobjetivo NSGA-II.

Carrano (2007) desenvolve uma metodologia para a expansão do sistema de distribuição considerando condições de incerteza na evolução das cargas, usando um algoritmo inspirado no sistema imune. Nesse trabalho se faz uma análise de sensibilidade

das soluções obtidas sob diferentes cenários usando funções de mérito para determinar a dominância das soluções.

Haffner (2008) propõe a solução do problema de planejamento de sistemas de distribuição com uma abordagem multiestágio que inclui a geração distribuída num modelo matemático linear inteiro misto. A função objetivo é o valor presente do custo total de instalação de alimentadores e subestações, de operação e manutenção da rede e o custo da geração distribuída.

2.1 Resumo de trabalhos relevantes em planejamento da distribuição.

A seguir apresenta-se um resumo estendido de alguns trabalhos relevantes no estudo do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.1.1 Distribution system planning using branch exchange technique (GOSWAMI, 1997).

Este trabalho apresenta uma metodologia para selecionar as subestações e alimentadores com o objetivo de minimizar os custos da instalação e operação do sistema de distribuição, baseada no algoritmo de troca de ramos (*branch exchange*). O objetivo proposto é construir redes radiais cada uma delas dependente de uma subestação.

O modelo matemático é não linear inteiro misto, considera o custo de instalação das redes (subestações e alimentadores) e o custo das perdas de potência nas linhas. O custo das perdas é modelado segundo o quadrado da corrente nas linhas. As restrições são limites nas capacidades de corrente das linhas, limites de tensão nas barras, limites de capacidade nos transformadores e as restrições próprias do fluxo de carga (que não são mostradas explicitamente no modelo matemático).

A metodologia é um algoritmo heurístico construtivo, onde o algoritmo *branch exchange* converte uma rede radial numa rede com anéis conectando linhas inativas no

sistema. A estrutura radial é restaurada abrindo alguma linha do anel formado, conforme algum critério preestabelecido.

O algoritmo proposto segue os seguintes passos:

- Formar redes radiais com todas as subestações propostas estando ativas, usando o algoritmo para construir árvores de distância mínima.
- Aplicar *branch exchange* para linhas pertencentes a uma mesma subestação (*intrazone exchange*).
- Aplicar *branch exchange* para linhas pertencentes a diferentes subestações (*interzone exchange*).
- Remover a subestação com maior índice de custo, depois de efetuar *intrazone* e *interzone exchange* repetidamente.

Os critérios empregados para escolher a linha que vai ser retirada no processo de *intrazone exchange* são em ordem de prioridade: reduzir violações dos limites de capacidade das linhas, reduzir violações nos limites de tensão nas barras, reduzir custos de instalação e de perdas de energia. O trabalho propõe um método para obter uma solução aproximada do fluxo de carga para cada tentativa, a partir do fluxo de carga da última troca de ramos realizada, isto é, dos resultados de fluxo de carga da topologia corrente.

O trabalho apresenta análise de dois sistemas testes. O primeiro deles é um sistema de pequeno porte de 33 kV com duas subestações, 8 centros de carga e 15 ramos. O segundo é um sistema de 6.6 kV, 58 barras, 65 alimentadores propostos e quatro subestações propostas. Mostra-se que a solução final encontrada depende da configuração inicial, apresentando duas soluções diferentes como exemplo. O número de trocas feitas em ambos os casos foi menor de 10.

As principais contribuições desse trabalho são:

- Aplicação de *branch exchange* para redes com várias subestações.

- Distintos critérios para abrir os anéis formados.
- Fluxo de carga especializado para obter uma aproximação da função objetivo.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- Por ser um método construtivo, a solução final depende da configuração inicial encontrada, isto pode ser contornado usando uma metaheurística que administre o algoritmo *branch exchange*.
- O modelo matemático apresentado deveria incluir nos custos das perdas de energia aspectos como taxa de juros, fator de carga e anos de planejamento considerados, com o objetivo de adicionar esses custos aos custos de instalação.

2.1.2 Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach (PONNAVAIKKO et al., 1987).

O artigo apresenta um algoritmo heurístico construtivo para encontrar uma solução de boa qualidade para o problema de planejamento da expansão de sistemas de distribuição, isto é, dimensionar de forma ótima subestações e definir as rotas dos alimentadores. O modelo matemático apresentado é um problema de programação não linear inteiro misto em que a função objetivo é quadrática.

O modelo matemático é obtido considerando que as demandas nas barras estão representadas pela demanda em MVA, sem especificar o fator de potência. Portanto, significa que se assume uma carga com fator de potência constante para todas as barras e, dessa forma, a modelagem matemática considera apenas fluxo de potência aparente como uma grandeza inseparável. A função objetivo leva em conta de forma aproximada as perdas representadas como uma função quadrática do fluxo de potência aparente. Assim, a função objetivo é uma função quadrática e, obviamente, também leva em conta os custos das novas subestações e alimentadores e os custos da conexão dos alimentadores nas subestações. Os custos das subestações levam em conta os custos dos equipamentos, materiais, construção,

valor presente do custo das perdas nos transformadores e o custo das linhas que alimentam a subestação.

As restrições estão representadas pelos seguintes conjuntos de restrições: (1) conectividade que garante que a cada barra de carga deve chegar pelo menos um alimentador, (2) número máximo de alimentadores que podem ser conectados a uma subestação, (3) a primeira lei de Kirchhoff (LKC) para as barras de demanda, (4) a capacidade máxima de cada subestação deve ser atendida, (5) a capacidade máxima de cada alimentador deve ser atendida, e (6) são consideradas variáveis binárias associadas a cada subestação e cada alimentador e, portanto, uma subestação ou alimentador pode ser construído ou pode não ser construído.

Para representar o fluxo de potência em cada linha o modelo usa duas variáveis positivas. Pode-se verificar na modelagem matemática que obviamente não aparece a segunda lei de Kirchhoff (LKT), assim como as restrições de radialidade.

A proposta de solução do modelo é um algoritmo heurístico construtivo (AHC). Pode-se verificar na modelagem matemática que se relaxamos a integralidade das variáveis binárias relacionadas com as subestações e alimentadores então o modelo matemático se transforma em um problema de programação quadrática que pode ser resolvido usando o método de Wolfe (um modelo de PL para resolver problemas de programação quadrática convexa em que a função objetivo é uma função quadrática com matriz Q definida positiva e onde as restrições são lineares). Então a resolução do problema relaxado (um problema de programação quadrática) é usada para escolher a variável que deve ser integralizada em cada passo do AHC. Assim a proposta de otimização assume a seguinte forma:

1. Resolva o problema de programação quadrática (PPQ) obtido do modelo matemático após relaxar a integralidade das variáveis inteiras.
2. Identifique as variáveis binárias associadas com as variáveis das subestações que assumem valores maiores de 0.5 na solução do PPQ. Aquelas variáveis que assumem valores maiores de 0.5 são preservadas (e a possibilidade de construir

essas subestações permanece) e as outras variáveis associadas com as subestações são descartadas do modelo matemático (e essas subestações são desconsideradas).

3. Executar novamente o PPQ com o número de subestações reduzido. Integralizar as variáveis relacionadas com os ramos ou alimentadores seguindo a mesma estratégia anterior (se for maior de 0.5 na solução do PPQ então se assume a construção do ramo).

Na fase de testes o artigo apresenta um sistema pequeno de 33 kV com duas subestações, 8 centros de carga e 15 ramos. O modelo matemático apresentado é de planejamento de um estágio e não leva em conta a confiabilidade do sistema, isto é, resolve o problema de planejamento básico (um estágio e sem confiabilidade). O modelo matemático é apresentado explicitamente, tendo 43 restrições e 182 variáveis na versão relaxada.

A estratégia fundamental do AHC de Ponnaivaikko pode ser reformulada da seguinte forma:

1. Definir o PPQ após relaxar a integralidade das variáveis binárias que chamaremos de PPQ corrente. Assim as variáveis binárias podem assumir valores entre 0 e 1.
2. Resolver o PPQ corrente.
3. Se todas as variáveis binárias associadas com as subestações são iguais a zero então termina a fase de adição de subestações e passe ao passo 4. Em caso contrário, identificar a variável binária associada com uma subestação que assume o maior valor. A variável identificada deve assumir o valor de 1 e, portanto, deve-se atualizar o PPQ corrente e atualizar a função objetivo com a adição do custo da subestação adicionada ao sistema elétrico e voltar ao passo 2.
4. Atualizar o PPQ eliminando todas as variáveis binárias relacionadas com as subestações.
5. Resolver o PPQ corrente.

6. Se todas as variáveis binárias relacionadas com os ramos (alimentadores) são iguais a 0 então termine o processo porque foi encontrada uma solução factível de boa qualidade. Em caso contrário identifique o ramo cuja variável na solução do PPQ corrente assume o maior valor e que pode ser adicionado no sistema elétrico sem gerar laços. A variável identificada deve assumir o valor de 1 e, portanto, deve-se atualizar o PPQ corrente e atualizar a função objetivo com a adição do custo do ramo adicionado ao sistema elétrico. Se a topologia gerada com a adição de ramos já é radial então termine o processo. Em caso contrário voltar ao passo 5.

Deve-se observar que a estratégia fundamental do AHC é a escolha do indicador de sensibilidade.

Neste caso a proposta consiste em escolher para adição o dispositivo cuja variável associada no modelo matemático fica mais perto de 1 na solução do PPQ corrente. Assim, o AHC em cada passo escolhe uma componente da solução usando um indicador de sensibilidade obtido após resolver o PPQ corrente.

2.1.3 Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm (CARRANO et al., 2006).

O artigo apresenta uma metodologia multiobjetivo para tratar o problema do planejamento de sistemas de distribuição, permitindo encontrar o conjunto de soluções de Pareto e mostrando como usar essa estratégia para propósitos de projeto. O modelo matemático foi adaptado da tese de doutorado de Bernal-Augustín (1998), e considera quatro objetivos principais:

- Custo das perdas de energia.
- Custo de investimento em subestações e linhas.
- Número médio de faltas.
- Tempo médio de interrupção das faltas.

Os dois primeiros custos são agrupados em uma função de custos monetários, enquanto que os dois últimos são agrupados em uma função que representa os custos das faltas (embora não sejam exatamente custos econômicos associados às faltas).

No modelo matemático é usado o custo da energia por falta, o custo da energia por hora de falta, a taxa de falta e a duração média da falta para cada linha, para a avaliação da função de custos das faltas.

As variáveis do modelo determinam se uma possível conexão entre duas barras é feita e com que tipo de condutor (valor diferente de zero) numa codificação inteira. O modelo tem a possibilidade de construir subestações adicionais, mas nos sistemas testes mostrados somente usam uma subestação.

As restrições consideradas são: capacidade das linhas, limites de tensão nas barras, radialidade. No artigo não aparecem explicitamente as restrições da primeira e segunda lei de Kirchhoff, mas no modelo de Bernal-Augustín estas restrições estão incluídas. O custo variável também não é mostrado explicitamente, mas pode-se presumir que depende do quadrado da potência aparente nas linhas, ficando assim a função objetivo de custos não linear.

A técnica de solução empregada é um algoritmo genético especializado para resolver problemas multiobjetivo, baseado no algoritmo conhecido como NSGA-II para definir os operadores de seleção e elitismo. O operador de seleção está baseado num esquema de ordenamento de não dominância, separando a população em subconjuntos segundo a ordem de dominância e numa estimativa da densidade de soluções para cada solução.

É empregado um algoritmo heurístico construtivo (*Controlled Greeding Encoding*) para predefinir o conjunto reduzido de conexões possíveis para cada barra, usando o critério de barras vizinhas segundo a distância. Isto é feito com o objetivo de reduzir o número de conexões e por consequência o número de variáveis do problema.

A população inicial é gerada de duas formas: 40% dos indivíduos são gerados usando o algoritmo de *Prune* para obter redes radiais segundo o critério de custo mínimo e 60% dos indivíduos são formados usando um gerador de redes aleatório.

O artigo propõe um conjunto de operadores de cruzamento e mutação especializados que permite que as configurações obtidas permaneçam factíveis, incluindo operadores de mutação aplicados deterministicamente a cada certo número de interações, para melhorar as funções objetivos de custos e confiabilidade.

O artigo apresenta dois sistemas testes. Um deles tem 21 barras, permitindo de 4 a 6 conexões possíveis para cada uma, resultando num problema de 62 variáveis. O segundo caso de prova tem 100 barras, permitindo de 6 a 8 conexões possíveis para cada uma, resultando num problema de 397 variáveis. Para cada sistema é mostrada a curva de soluções de *Pareto* e são discutidas soluções que representam redes de menor custo econômico, de menor custo de confiabilidade e uma rede intermediária.

O artigo faz uma discussão sob a tomada de decisões usando o conjunto de *Pareto*, propondo uma função de custos monetários totais que depende dos custos econômicos e dos custos de confiabilidade segundo um fator de escalamento. No espaço de custos monetários versus custos de confiabilidade as soluções de *Pareto* são alocadas podendo-se obter uma solução de custo mínimo e também informação acerca de custos marginais segundo o nível de confiabilidade desejado.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- No artigo não é esclarecido se o valor das funções objetivo de uma configuração é calculado usando um fluxo de carga ou outro método.
- Nas soluções finais se permitem linhas de interconexões, que melhoram a confiabilidade segundo os autores. Na codificação da configuração não se mostra como são levadas em conta estas linhas de reserva.

Nesse trabalho podem ser realizadas as seguintes modificações:

- Usar sistemas testes de dimensão maior.
- Incluir a possibilidade de ter várias subestações no modelo.
- Definir um modelo para o planejamento multiestágio e multiobjetivo.

2.1.4 Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm (CARRANO et al., 2007).

Neste artigo desenvolve-se uma metodologia para a expansão do sistema de distribuição considerando condições de incerteza na evolução das cargas, usando um algoritmo inspirado no sistema imune.

Supõe-se que a distribuição de probabilidade da evolução da carga é conhecida em cada barra. A rede ótima é calculada para o valor médio das cargas nas barras, mas também são encontradas soluções com custos próximos à solução ótima, que formam um conjunto de soluções candidatas.

O modelo matemático tem como função objetivo os custos das perdas e os custos de investimento em novas linhas. Também, considera-se o custo de manutenção para as novas linhas e junto com o custo das perdas se aplica uma taxa de juros sob os anos de análise, para levar os custos ao valor presente; porém o modelo é de planejamento monoestágio. O modelo tem como variáveis a construção de linhas e o tipo de condutor que deve ser usado. Na função objetivo não são considerados custos relacionados com a confiabilidade do sistema.

As restrições incluídas no modelo são: capacidade das linhas, limites de tensão nas barras, radialidade do sistema. Embora não sejam apresentadas as restrições acerca da primeira e segunda lei de Kirchhoff, elas são levadas em conta implicitamente no cálculo da função objetivo. O modelo não mostra como são modeladas as perdas nas linhas, isto é, se as perdas são modeladas de forma linear ou quadrática.

A codificação é feita usando um vetor no qual cada elemento está associado a uma linha, representando se a linha é construída (valor diferente de zero) e o tipo de condutor

empregado (número inteiro). O trabalho propõe uma codificação controlada (*Controlled Greedy Encoding*) para reduzir o número de possíveis linhas, usando a ideia de que os nós distantes não são habitualmente conectados, assim só os nós vizinhos podem estar conectados a outro.

A metodologia proposta faz uma análise de sensibilidade do conjunto de soluções candidatas e não só da solução ótima no caso base. Os autores sustentam que a solução ótima é mais sensível que outras soluções subótimas em outros cenários.

A análise de sensibilidade proposta segue os seguintes passos:

1. Geração de um conjunto de cenários usando a simulação de Monte Carlo, considerando perturbações nas cargas e no custo da energia sob o horizonte de planejamento.
2. Avaliação das soluções candidatas nos cenários usando funções de mérito, na sua ordem: custo da rede em condições nominais, taxa de inafectibilidade, custo médio financeiro em todos os cenários e custo médio de falta em todos os cenários.
3. Com as funções de mérito se obtém um subconjunto de soluções eficientes usando uma análise de dominância.
4. Efetuar as seguintes operações com o subconjunto de soluções eficientes:
 - a) Revisar se a rede é factível em vários cenários, em caso contrário descartar a solução.
 - b) Selecionar uma solução, entre aquelas que ficaram, baseando-se nas funções de mérito ou na opinião de um especialista.

O custo de falta de uma solução depende de parâmetros como a taxa de falta, o comprimento, a duração média de uma falta e a potência ativa da linha.

O modelo de incerteza inclui a carga e o preço da energia em cada barra, usando um vetor de variáveis independentes com função de probabilidade conhecida (como exemplo

no trabalho é usada uma distribuição Gaussiana). As variáveis independentes afetam as variáveis do modelo segundo uma matriz obtida a partir da análise de componentes principais.

A técnica de solução empregada é uma metaheurística, isto é, a adaptação do algoritmo Sistema Imune Artificial. Na adaptação os autores propõem uma métrica para diferenciar as diferentes configurações, tanto topologicamente como no tipo de condutor, com características que permitem estabelecer conceitos de buscas locais, globais e direções de buscas.

O algoritmo imune apresentado é como segue:

1. Uma população de N células é gerada.
2. Uma medida de afinidade é atribuída a cada célula segundo sua função objetivo.
3. Um processo de maturação da afinidade gera mais clones para as melhores células.
4. Mutações são aplicadas a cada clone, mantendo altas distâncias de mutação para os clones das piores células.
5. As piores células são substituídas por novas células geradas aleatoriamente, para manter diversidade.
6. As soluções da população atual são armazenadas usando um mecanismo de supressão para eliminar a redundância.
7. Repetir desde o passo 2 até satisfazer um critério de parada.

A manipulação das restrições é feita usando penalidades no caso de violações de tensão e limites de capacidade das linhas. Neste último caso tenta-se primeiro trocar o condutor por outro de capacidade maior. A restrição de radialidade é sempre mantida graças ao operador de mutação empregado (adiciona um ramo e retira outro do anel formado).

O artigo apresenta dois sistemas testes. O primeiro é um sistema de 23 barras, usado por outros autores, com um horizonte de planejamento de 20 anos e dois tipos de condutores possíveis; neste caso não se consideraram incertezas na demanda ou no preço da energia. No segundo sistema teste as incertezas são modeladas usando distribuições de probabilidade Gaussianas, sendo um sistema de 21 barras, em um período de planejamento de 10 anos e considerando 9 tipos de condutores possíveis. Os resultados são analisados com a simulação do Monte Carlo sob 2000 cenários gerados, obtendo 41 soluções não dominadas das 374 originais, segundo as funções de mérito. Estabelecendo valores máximos para a taxa de inactibilidade, por exemplo, as soluções são reduzidas para somente 4.

As principais contribuições desse trabalho são:

- Considera a incerteza em grandezas como demanda e preço da energia nas barras.
- Faz uma análise de sensibilidade das soluções obtidas, mostrando que a solução de menor custo econômico no caso base pode não apresentar bom desempenho em outros casos.
- Uso de funções de mérito para classificar as soluções encontradas e fazer uma análise de dominância.
- Aplicação de uma nova metaheurística, o Sistema Imune Artificial ao problema de planejamento de sistemas de distribuição.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- O trabalho não aborda o problema da confiabilidade, mas faz uma aproximação usando funções de mérito sobre as inactibilidades sob distintos cenários.
- O algoritmo imune artificial encontra um conjunto de soluções, usando a função objetivo de custos econômicos. Uma análise nos distintos cenários é feita com essas soluções, sendo classificadas segundo sua dominância de acordo com as funções de

mérito. Assim o trabalho não faz uma verdadeira otimização multiobjetivo, mas faz sim uma análise de sensibilidade das soluções encontradas sob distintos cenários.

Nesse trabalho podem ser realizadas as seguintes modificações:

- Incluir a confiabilidade dentro do modelo. É interessante uma proposta que considere custos econômicos, confiabilidade e incerteza na demanda para obter diferentes soluções para o planejamento.
- Usar outras metaheurísticas e fazer testes usando sistemas de maior porte.

2.1.5 Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems (RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AUGUSTÍN, 1998).

O artigo apresenta uma proposta de algoritmo genético para o planejamento ótimo de sistemas de distribuição.

O modelo é não linear inteiro misto para determinar a alocação e dimensionamento ótimo de alimentadores e subestações. A função objetivo corresponde aos custos fixos e variáveis das subestações e alimentadores ativos, onde os custos variáveis são modelados segundo o quadrado do fluxo de potência aparente. O modelo inclui como restrições a primeira lei de Kirchhoff e os limites de capacidade de potência em subestações e alimentadores, os autores afirmam que se podem incluir restrições para as quedas de tensão e que os custos podem ser linearizados para ter um modelo linear. Não são apresentadas restrições para modelar a segunda lei de Kirchhoff, assim como a restrição de radialidade. O modelo oferece a liberdade de ter diferentes opções de tipos e capacidade para cada subestação e alimentador, assim como permite a sua repotencialização. O modelo matemático é obtido considerando que as demandas nas barras estão representadas pela demanda em MVA, sem especificar o fator de potência, o que significa que se assume uma carga com fator de potência constante para todas as barras. Portanto, a modelagem matemática considera apenas fluxo de potência aparente como uma grandeza inseparável.

A técnica de solução empregada é um Algoritmo Genético especializado, propondo novos operadores para melhorar seu desempenho no problema de planejamento da distribuição, entre eles um operador ‘elitista’ e outro ‘epidemia’ para manter as melhores soluções e conseguir sair dos ótimos locais. Usou-se uma codificação inteira em lugar de uma notação binária.

O planejador determina o tamanho da população inicial, assim como o número de gerações dentro do processo de otimização.

Para a avaliação da função objetivo de uma configuração do sistema, empregam-se os resultados do problema de transportes equivalente, cuja solução é encontrada usando uma implementação eficiente para resolver problemas de fluxo de custo mínimo (algoritmo de *Grigoriadis*).

São apresentados 3 sistemas testes de grande dimensão. O caso 2 é um sistema de 10 kV, com uma subestação e duas opções para os tipos dos alimentadores.

Caso	1	2	3
Número de barras	201	201	417
Caminhos existentes	106	43	88
Caminhos propostos	121	184	385

O trabalho mostra diferenças entre os resultados usando o modelo linear e não linear, sendo que o modelo não linear apresenta melhores resultados.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- O modelo não leva em conta a segunda lei de Kirchhoff (LKT) assim como as quedas de tensão, então os limites de tensão nas barras só são verificados ao final do processo.

- O artigo não faz um esclarecimento de como é mantida a radialidade das configurações, já que isto é um aspecto crítico quando se faz recombinação ou mutação em algoritmos genéticos.
- O artigo mostra que o modelo linear e não linear em relação aos custos variáveis levam a resultados topologicamente diferentes.
- As dimensões dos sistemas testes são consideravelmente grande comparadas com as de outros trabalhos da literatura.

2.1.6 Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation— Part I: problem formulation (HAFFNER et al., 2008).

Este artigo apresenta a solução do problema de planejamento de sistemas de distribuição com uma abordagem multiestágio que inclui a geração distribuída em um modelo matemático linear inteiro misto. Consideram-se como opções de expansão para o sistema o incremento na capacidade das subestações, a instalação de novas subestações, o uso da geração distribuída, a adição ou remoção de alimentadores, a substituição de condutores e a transferência de cargas entre alimentadores.

A função objetivo é o valor presente do custo total de instalação de alimentadores e subestações, de operação e manutenção da rede e o custo da geração distribuída. É considerado o custo da energia não fornecida usando injeções de corrente fictícias para representar cortes de carga em condições de baixo investimento. O custo das perdas não está incluído no modelo. O horizonte de planejamento é dividido em T estágios, calculando o custo total da rede usando uma taxa de juros. A carga e a rede são modeladas usando injeções de corrente, magnitudes de tensões nas barras e os valores absolutos das impedâncias das linhas.

As restrições consideradas são a primeira (LKC) e segunda lei de Kirchhoff (LKT), os limites de capacidade para linhas, subestações e geradores distribuídos em termos da corrente máxima, os limites de tensão nas barras e limites para as injeções de corrente fictícia. Também são agregadas restrições para limitar o investimento total e os

investimentos em cada estágio. Para as restrições associadas à segunda lei de Kirchhoff foram usadas versões disjuntivas para evitar o surgimento de expressões não lineares. Outras restrições de caráter lógico são formuladas para evitar mais de uma mudança por condutor ou subestação, assim como uma restrição que garante o uso da rede somente após o investimento correspondente. Inclui-se também uma restrição sob a operação radial do sistema, que limita o número de alimentadores do sistema.

Com o objetivo de reduzir o espaço de soluções, são agregadas restrições adicionais a respeito de novos caminhos e de cerca (*fencing restrictions*). As restrições de novos caminhos tratam casos em que existam barras sem carga ou geração, assim somente algumas combinações de alimentadores ativos são atrativas para formar um caminho usando a barra considerada. As restrições de cerca são generalizações da primeira lei de Kirchhoff aplicadas a uma barra incluindo um vizinho ou toda sua vizinhança.

O modelo é resolvido usando um software de otimização baseado no método de *Branch & Bound*. Mostra-se um sistema teste de 18 barras, com duas subestações, e 24 alimentadores. O planejamento efetuado foi de três estágios, considerando três níveis para as cargas segundo uma curva de carga típica. As simulações foram feitas para diferentes casos:

1. Planejamento dos três estágios independentemente.
2. Planejamento multiestágio.
3. Planejamento multiestágio com geração distribuída.
4. Planejamento multiestágio com geração distribuída e restrições no investimento.
5. Planejamento multiestágio com geração distribuída considerando três níveis para as cargas.

Os custos de operação e manutenção foram assumidos iguais para todos os alimentadores. O horizonte de planejamento foi de quatro anos dividido em três estágios. O modelo matemático do sistema teste tem 372 variáveis para o caso do planejamento

multiestágio para um espaço de busca de 2^{372} opções. Adicionando as restrições de novos caminhos e de cerca (135 restrições) o espaço de busca diminui para 2^{118} combinações.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- Os custos de operação e manutenção são representados para os alimentadores, mas eles não representam as perdas, que têm natureza variável, dependendo do fluxo de corrente nos alimentadores.
- As perdas podem ser representadas linearmente na função objetivo sem perder a característica linear do modelo.

2.1.7 Multi-year and multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange (KUWABARA; NARA, 1997).

Este trabalho apresenta uma metodologia multiestágio para a expansão de sistemas de distribuição levando em conta um conjunto de casos de faltas, de tal maneira que as configurações encontradas para cada etapa satisfaçam as condições de operação, isto é, limites nas quedas de tensão, capacidade de corrente das linhas e topologia radial.

A confiabilidade do sistema é considerada usando o conjunto de casos de faltas. Assim para cada caso de falta em cada etapa, encontra-se uma configuração factível do sistema, tendo também linhas de reserva, que estão ativas em outros casos da mesma etapa. O objetivo proposto é minimizar os custos totais de instalação de linhas para todas as etapas.

O modelo proposto é linear inteiro misto, onde as variáveis de decisão indicam se uma linha é construída em determinado ano. As cargas são consideradas do tipo corrente constante e com fator de potência igual a 1. Os casos de falta considerados são determinados com antecedência pelo planejador.

As restrições consideradas são:

- Instalação única para as linhas, que assegura que as linhas sejam instaladas num só ano, mas ficando disponíveis para os anos seguintes.
- Utilização das linhas, que permite usar uma linha num caso de falta num determinado ano se essa linha já foi construída.
- Restrição de radialidade, definida como segue:

$$\sum_{j=1}^m y_{jft} = n - 1 \quad (t = 1, \dots, T \quad f = 1, \dots, F_t) \text{ com grafo conectado}$$

f : índice para o casos de falta

- Disponibilidade de linhas para o fluxo, que assegura que pode existir fluxo numa linha só se ela já foi construída.
- Primeira lei de Kirchhoff (LKC), para cada ano e para cada caso de falta.
- Segunda lei de Kirchhoff (LKT), para cada ramo, para cada ano e para cada caso de falta.
- Restrição de capacidade de corrente para cada ramo, para cada ano e para cada caso de falta.
- Limites de tensão para as barras, para cada ano e para cada caso de falta.
- Restrições de não negatividade das variáveis.

O método de solução é um algoritmo heurístico construtivo, que usa o algoritmo *branch exchange*, que converte uma rede radial numa rede com anéis conectando linhas inativas no sistema e a estrutura radial é restaurada abrindo alguma linha do anel formado, conforme algum critério empregado. O modelo apresentado é desacoplado, dividindo-se em subproblemas para cada ano, que se acoplam na função objetivo. Cada subproblema é resolvido independentemente e depois as soluções são coordenadas usando um esquema *forward/backward*. O algoritmo é composto dos seguintes passos:

1. Calcular o plano P_0 usando o procedimento *forward* desde o ano t . Revisar se o plano é factível para o ano $t+1$.

2. Se as linhas instaladas no ano t_0 (ano final do planejamento) podem ser retiradas, então o procedimento *backward* é aplicado para encontrar um novo plano P_1 . Se P_1 é factível para os últimos t_0 anos e tem menor custo que P_0 ir ao passo 3, caso contrário efetuar o procedimento *forward* até o ano $t+1$.
3. Com o novo plano P_1 efetuar o procedimento *forward/backward* recursivamente a partir do primeiro ano para ter um plano P_2 .
4. O melhor plano entre P_1 e P_2 é escolhido.
5. A variável t é incrementada.

No procedimento *forward* emprega-se o algoritmo *branch exchange* para trocar linhas, em cada caso de falta. Dependendo se a configuração analisada tem ou não restrições violadas empregam-se diferentes funções objetivos e critérios para fazer a troca de linhas ou adição no caso que seja necessário. Os critérios empregados para escolher a linha que vai entrar no sistema são a redução do número de restrições violadas e o aumento das variáveis de folga nas restrições associadas às tensões. O procedimento *forward* termina quando o plano P_0 encontrado é factível para todos os casos de falta em todos os anos.

O procedimento *backward* é usado para tentar melhorar o plano encontrado inicialmente. Começando no ano $t'=t_0$ e chegando até o ano $t'=1$, o custo de cada linha é modificado por um fator maior que 1 se é esperado que a linha seja removida, ou por um fator menor que 1 se é esperado que a linha seja usada. Assim, executa-se o algoritmo *branch exchange* para encontrar o plano de expansão do ano t' até o ano $t'+1$. Se for encontrado um melhor plano de expansão para o caso base, esse plano é usado como plano inicial para os casos de falta do mesmo ano para encontrar o plano de expansão desse ano.

Se o procedimento *backward* tem sucesso, é usado o procedimento *forward/backward* aplicando recursivamente o algoritmo completo, começando com o plano encontrado.

O sistema teste utilizado é um sistema de 6.6 kV com 59 barras e 69 linhas, que tem 4 transformadores e se apresenta a aplicação da metodologia para um horizonte de planejamento de 5 anos. Os casos analisados são 4: o caso base e mais três casos onde se apresentam faltas em transformadores. O artigo faz uma comparação que mostra as melhores respostas obtidas usando a metodologia multiestágio frente a uma monoestágio aplicada recursivamente.

As principais contribuições desse trabalho são:

- Metodologia de otimização multiestágio.
- Inclui a confiabilidade do sistema considerando casos de faltas.
- Mostra que o planejamento multiestágio pseudodinâmico (monoestágio recursivo) tem maiores custos que a metodologia apresentada.
- O sistema teste é de tamanho médio e o número de etapas (5) é maior que o habitual na literatura.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- O modelo não inclui os custos das perdas de energia, que fazem com que a topologia do sistema seja bastante diferente.
- Os custos de instalação das linhas não são afetados por taxas de juros para levar esses custos ao valor presente e fazer uma soma adequada.
- A metodologia é multiestágio, propondo os procedimentos *forward e backward*, mas não é verdadeiramente dinâmica.
- As etapas têm duração de um ano, o que é pouco tempo para o planejamento; normalmente a duração das etapas é maior.

O trabalho pode ser melhorado da seguinte forma:

- Incluir os custos das perdas de energia.
- Incluir casos de falta com linhas e não só de transformadores.

2.1.8 Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems (RAMÍREZ-ROSADO; GÖNEN, 1991).

Este trabalho apresenta uma metodologia pseudodinâmica para resolver o problema do planejamento de sistemas de distribuição, dimensionando, alocando e definindo o momento adequado para a expansão de subestações e alimentadores, num horizonte de planejamento de vários anos dividido em estágios. São apresentados um modelo básico de planejamento e outro estendido que incorpora a restrição da segunda lei de Kirchhoff (LKT), sendo ambos os modelos do tipo linear inteiro misto.

As cargas são modeladas segundo sua potência aparente, supondo um fator de potência constante para toda a rede, que pode variar de um estágio para outro. As perdas nas linhas são modeladas usando uma aproximação linear, de forma proporcional aos seus fluxos de potência. As linhas e subestações propostas podem ser de distintos tipos segundo um conjunto preestabelecido.

As restrições do modelo básico são: a primeira lei de Kirchhoff (LKC), os limites de capacidade de linhas e subestações e restrições lógicas que impedem a seleção de mais de uma alternativa para um alimentador ou subestação no mesmo estágio. A restrição de radialidade não é considerada. O modelo estendido mostra a aplicação da segunda lei de Kirchhoff (LKT) em seis casos gerais dependendo das condições do alimentador, se ele faz parte da rede ativa ou proposta ou se ele está conectado entre uma subestação e uma barra sem carga, entre outras possibilidades.

O problema de expansão é dividido em estágios que vão desde o ano $t=0$ até o ano $t=T_{h-1}$, resolvendo o problema em duas etapas. Na primeira etapa é resolvido o problema desde o ano $t=0$ até o ano $t=T_{h-1}$ considerando-se como um só estágio. Na segunda etapa é resolvido o problema desde o ano $t=0$ até o ano $t=T_{h-2}$, transformando o problema na expansão do sistema no ano $t-1$ para satisfazer as condições de demanda do ano t

escolhendo os componentes elétricos de acordo com aqueles selecionados na primeira etapa.

O modelo matemático é resolvido usando o software MPSX que utiliza o algoritmo de *Branch & Bound*. O artigo apresenta um sistema teste de 25 kV de 34 barras, com 42 alimentadores, com três subestações existentes e uma subestação proposta. Para as linhas aéreas existem duas alternativas e para as subterrâneas três alternativas. Mostra-se que as respostas obtidas com os dois modelos são diferentes ao considerar no modelo estendido as restrições de tensão.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- Pode-se incluir a restrição de radialidade.
- As restrições de tensão podem ser simplificadas usando versões disjuntivas.
- O sistema teste usado é de tamanho pequeno.
- Pode-se formular o modelo matemático para tratar o problema de forma dinâmica levando em conta ao mesmo tempo todos os estágios, que não precisam ter uma duração de só um ano.

2.1.9 Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm (RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AUGUSTÍN, 2001).

A metodologia apresentada usa um modelo multiobjetivo para determinar o conjunto de soluções não dominadas para a expansão de sistemas de distribuição, sendo aplicada em sistemas testes de tamanho real.

O modelo proposto é multiobjetivo, não linear inteiro misto para a alocação e dimensionamento ótimo de alimentadores e subestações, incluindo alimentadores de reserva. Consideram-se dois objetivos: custos econômicos globais (z_1) e confiabilidade da rede de distribuição (z_2). O modelo é para um planejamento de tipo estático (monoestágio) que pode ser aplicado para o planejamento multiestágio de forma pseudodinâmica.

A primeira parte de z_1 é o custo de instalação das subestações propostas, a segunda é o custo de instalação dos alimentadores propostos e a terceira é o custo variável das subestações e alimentadores. O custo variável é modelado sendo proporcional ao quadrado do fluxo (potência aparente) na linha ou subestação. O modelo permite dimensionar subestações e linhas de tipos ou capacidades diferentes, fazendo diferença entre linhas existentes e propostas.

Para a avaliação da confiabilidade o modelo supõe que o sistema é totalmente automatizado, isto é, alimentadores de reserva são conectados quando se apresenta uma falta na rede. Usando o conceito de subestações e alimentadores fictícios, se calcula uma função que representa a energia não fornecida, assim os alimentadores fictícios fornecem a energia que não pode ser entregue quando acontece uma falta na rede. Assim, faltas de primeira ordem são simuladas para obter uma medida do nível de confiabilidade do sistema. A função z_2 corresponde ao fluxo de potência não fornecido pelos alimentadores ativos ou de reserva que tem que ser fornecido pelos alimentadores fictícios. Desta forma, uma configuração do sistema com menor valor de z_2 que outro, tem maior confiabilidade. Para o cálculo de z_2 usam-se parâmetros de confiabilidade dos alimentadores como taxas de faltas e reparação.

O modelo inclui as seguintes restrições: lei de correntes de Kirchhoff (LKC), capacidade de potência de alimentadores e subestações e limite na queda de tensão. Não se menciona a restrição de radialidade e a segunda lei de Kirchhoff (LKT) não aparece de forma explícita, mas o modelo tem restrições para limitar as quedas de tensão nas barras.

Como técnica de solução usa-se um algoritmo evolutivo com codificação inteira usando operadores de seleção, reprodução, cruzamento e mutação aplicados ao sistema de distribuição. A codificação tem duas partes: uma para os alimentadores e outra para as subestações (definindo localização e tipo). Alimentadores de reserva são codificados usando números inteiros maiores que 100. O algoritmo evolutivo trabalha com uma população de indivíduos (configurações do sistema), que evolui com a aplicação dos operadores.

Propõe-se um novo operador que limita os custos econômicos globais nas soluções encontradas. Com este operador o planejador define uma porcentagem de incremento aplicado à função de custos z_1 , assim obtêm-se poucas soluções com custos econômicos maiores que certo limite.

O trabalho usa um algoritmo de transporte especializado, como versão melhorada do algoritmo simplex para determinar os fluxos nos alimentadores e subestações e avaliar a função objetivo de custos para uma configuração.

No artigo classificam-se as soluções segundo o conceito de dominância. Se uma solução é dominada somente por uma outra solução, então é classificada como de grau 1, se a solução é dominada por outras duas soluções, então é classificada como de grau 2, e assim por diante. As soluções não dominadas têm as melhores funções de aptidão e as de ordem 2 tem as piores; soluções de grau maior que 2 não são consideradas no processo de otimização. Assim a função de aptidão é calculada para cada solução usando seu grau junto com o valor da função objetivo considerada a mais importante (por exemplo, os custos econômicos).

O processo de otimização multiobjetivo completo é dividido em vários processos de otimização multiobjetivo, feitos sucessivamente. Cada um deles é detido quando o número de soluções não dominadas é pelo menos do tamanho da população menos dez, guardando uma mostra das soluções não dominadas (trinta delas distribuídas uniformemente na curva de soluções não dominadas) para reiniciar o processo com elas. A otimização é concluída quando o movimento da curva encontrada é menor que certa quantidade definida.

O artigo apresenta três sistemas testes, o caso 2 sendo um sistema de 10 kV tem duas possibilidades para construir os alimentadores (3x1x400A1 e 3x150A1), tendo uma subestação existente de 40 MVA, com uma subestação proposta de capacidades possíveis de 8 MVA e 40 MVA. Mostra-se a curva de soluções não dominadas encontradas para o caso 2 e é realizada uma comparação entre a resposta monoobjetivo e a multiobjetivo para todos os casos, mostrando que com um incremento nos custos de instalação se consegue

uma melhoria considerável no valor da função que avalia a confiabilidade. Na tabela se mostra informação relevante dos sistemas testes:

Caso	1	2	3
Barras existentes	114	45	88
Número de barras	201	182	417
Caminhos propostos	113	163	387

As principais contribuições do trabalho são:

- Modelo multiobjetivo para o planejamento, considerando custos econômicos e confiabilidade.
- O modelo considera diferentes tipos de linhas e subestações, assim como linhas de reserva.
- Os sistemas testes são de grande dimensão, maiores que os sistemas comumente apresentados na literatura.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- O artigo não explica como é gerada a população inicial.
- A restrição de radialidade não aparece explicitamente e não se explica como as configurações mantêm essa característica ao longo do processo de otimização.
- Não fica claro como são levadas em conta as restrições de limites de capacidade e limites nas quedas de tensão.
- A avaliação da função objetivo não é feita com um fluxo de carga; o artigo não explica como são calculadas as tensões nas barras.
- As perdas de potência nas linhas não são levadas em conta para a análise dos limites de capacidade e quedas de tensão.

Nesse trabalho podem ser realizadas as seguintes modificações:

- Implementação do modelo completo com restrição de radialidade e segunda lei de Kirchhoff usando um fluxo de carga.
- Estabelecer um modelo para o planejamento multiestágio dinâmico, considerando de maneira conjunta as variáveis de decisão para todas as etapas.

2.1.10 Optimal distribution system horizon planning (FLETCHER; STRUNZ, 2007).

O trabalho propõe um modelo para o planejamento generalizado do sistema de distribuição, caracterizando as necessidades dos consumidores e fornecendo as condições de projeto e orientações gerais para as decisões de planejamento de curto prazo. Os parâmetros considerados são as capacidades dos transformadores de distribuição e da subestação, número, tamanho e comprimentos dos alimentadores de distribuição e o valor da tensão nominal nos níveis primário e secundário. O modelo de planejamento é do tipo monoestágio, utilizando como critério de projeto uma área circular de abrangência para as subestações e alimentadores na forma de árvore com ramais, alimentando uma seção circular com densidade de carga uniforme; o modelo minimiza o custo total por usuário a partir de hipóteses futuras descritas nas variáveis de entrada. Dentre esse custo total estão as perdas de energia durante a vida útil dos equipamentos, os investimentos feitos no sistema e os custos associados às interrupções (confiabilidade do sistema). Assim, o modelo de horizonte de planejamento serve para testar diferentes cenários, caracterizados com o conjunto de suposições futuras.

O modelo de planejamento leva em conta a previsão espacial da demanda e assume que as cargas, geração distribuída e gestão da demanda são uma mistura de padrões de carga representados. O modelo de horizonte proposto permite fazer um planejamento pseudodinâmico, tomando como referência para cada estágio o conjunto de elementos do estágio final (bitola dos condutores, número de alimentadores, capacidade e localização dos transformadores). O modelo considera alimentadores primários, redes secundárias, características das cargas como densidade de carga, fator de coincidência e fator de carga. Assim a demanda em cada elemento, seja uma subestação ou um alimentador, é

determinada somando o total de cargas atendidas por esse elemento, diversificadas segundo o fator de coincidência.

As relações para o cálculo da queda de tensão são formuladas para alimentadores principais, ramais de três fases, linhas de uma fase só, transformadores de distribuição e redes secundárias. As perdas são calculadas, para os elementos mencionados, acrescentando o transformador da subestação. No modelo é assumido que a potência reativa é completamente compensada e portanto o fator de potência é unitário. Além disso, supõe-se que os consumidores estão conectados ao final da rede secundária.

Para a avaliação da confiabilidade é usada a abordagem baseada no modelo de rede. A função objetivo de custos inclui o valor presente líquido do custo das interrupções por usuário. Os índices de confiabilidade *SAIFI* (*System Average Interruption Frequency Index*) e *SAIDI* (*System Average Interruption Duration Index*) são formulados como funções contínuas das taxas anuais de falta dos elementos, taxas de reparação e tempos de ação das chaves seccionadoras manuais e automáticas. Assume-se que os ramais estão protegidos com fusíveis ou religadores na sua conexão com o alimentador principal e outros elementos de proteção podem ser adicionados ao alimentador.

As variáveis de decisão são assumidas contínuas, permitindo uma análise de sensibilidade. Essas variáveis são as seguintes:

- Comprimento do alimentador principal.
- Número de consumidores na rede secundária.
- Número de alimentadores por subestação.
- Número de circuitos secundários por transformador.
- Resistência dos condutores do alimentador, dos ramais e dos circuitos secundários.
- Potências dos transformadores da subestação e de distribuição.
- Valor da tensão nominal no nível primário.

As variáveis de entrada estão classificadas na seguinte forma:

- Custos associados à energia e as interrupções.
- Parâmetros do sistema.
- Características das cargas.
- Fatores multiplicadores utilizados em contingências.
- Fatores econômicos (taxas de juros e inflação).
- Parâmetros dos transformadores.
- Fatores de confiabilidade.

O modelo proposto apresenta restrições não lineares como limites de tensão, capacidade de corrente nas redes primária e secundária e limites de carregamento dos transformadores. O problema de otimização resultante é resolvido usando o software *Matlab*.

As principais contribuições do trabalho são:

- Considera parâmetros das redes primária e secundária, de transformadores e tensão nominal no processo de planejamento.
- Considera características das cargas (e.g. fator de coincidência) e fatores associados à confiabilidade.
- O modelo permite obter uma referência para o planejamento com informação que não precisa ser muito detalhada.
- Pode ser feita uma análise de sensibilidade com os resultados obtidos, fornecendo informação sobre o impacto de mudanças dos parâmetros no custo total do sistema.

Em relação a esse trabalho podem ser realizadas as seguintes observações:

- O modelo supõe que a potência reativa está perfeitamente compensada, sendo que na prática essa hipótese é uma aproximação. Pode-se incluir o efeito de equipamentos de compensação (diminuição de perdas, melhoramento da tensão, custos de investimentos).
- Devido que as variáveis são tratadas como contínuas, é feito um processo de arredondamento, já que intrinsecamente elas têm natureza discreta.

Capítulo 3

Modelo matemático para o planejamento multiestágio de sistemas de distribuição de energia elétrica

O problema do planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica consiste em determinar as mudanças que precisam ser feitas no sistema visando atender as condições de demanda futura, respeitando os critérios técnicos de operação e segurança, tudo isto com um mínimo custo econômico (no caso da otimização monoobjetivo). A representação deste problema conduz a um modelo matemático que em sua função objetivo e suas restrições leva em conta custos de investimentos e operação do sistema assim como restrições técnicas e operativas. Resolvendo o modelo com uma técnica de otimização adequada consegue-se um plano de expansão factível e ótimo segundo o objetivo proposto.

Neste trabalho consideram-se que são conhecidos os dados do crescimento da demanda no horizonte de planejamento, assim como os dados das subestações e linhas propostas para determinar o plano ótimo de expansão do sistema. As opções de planejamento consideradas são:

- A repotenciação de subestações existentes.
- A alocação e dimensionamento de novas subestações.
- A repotenciação de alimentadores existentes.
- A alocação e seleção do tipo para alimentadores novos.
- Mudanças na topologia do sistema (reconfiguração).

O plano de expansão deve satisfazer as seguintes restrições técnicas e de operação:

- Primeira lei de Kirchhoff (balanço de correntes nas barras).
- Segunda lei de Kirchhoff (soma de tensões em laços).
- Capacidade de potência em subestações e alimentadores.
- Limites mínimos e máximos de tensão nas barras.
- Operação radial do sistema.

3.1 Função objetivo.

O planejamento da distribuição deve ser feito com um mínimo custo assegurando as condições técnicas e de operação, no caso do planejamento monoobjetivo. No planejamento multiobjetivo, pode se ter como objetivo além do custo econômico, o custo da confiabilidade do sistema. No planejamento multiestágio o horizonte de planejamento é dividido em estágios, e o resultado do planejamento consiste em determinar o plano de expansão para um desses estágios. Assim, o plano de expansão implica certos investimentos que têm um custo associado, e também existe um custo relacionado com as perdas de energia do sistema. Os custos de cada estágio são levados ao valor presente usando uma taxa de juros, com o fim de ter um custo econômico total do plano de expansão conjunto para todos os estágios como é mostrado em (3.1).

Os custos de investimentos, conhecidos como custos fixos, são:

- Custo do aumento da capacidade das subestações existentes.
- Custo de investimento em subestações novas.
- Custo de repotenciação (troca de cabo) em alimentadores existentes.
- Custo de construção de novos alimentadores.

Os custos variáveis correspondem aos custos das perdas de energia, sob o horizonte de planejamento, nos alimentadores. Estes custos podem ser modelados a partir do quadrado da corrente nas linhas. Comumente as perdas são linearizadas, ficando proporcionais ao fluxo de potência para poder ter um modelo linear, mas uma representação mais próxima da realidade considera as perdas sendo não lineares, como o quadrado da corrente.

3.2 Restrições.

As restrições que devem ser levadas em conta no modelo são de dois tipos:

- Restrições que modelam as leis de Kirchhoff (balanço de correntes nos nós e das tensões em laços) que são consideradas no fluxo de carga.
- Limites técnicos e de operação do sistema (capacidade de potência de alimentadores e subestações, limites de tensão nas barras e topologia radial).

A primeira lei de Kirchhoff assegura que em cada barra a soma das correntes (ou potências) seja igual a zero. Assim, todas as demandas devem ser atendidas, caso contrário a solução é infactível. A segunda lei de Kirchhoff, junto com a primeira, são representadas nas equações (3.2)-(3.5) que governam as relações matemáticas do fluxo de carga, em termos das potências ativa e reativa, e da magnitude e ângulo de fase da tensão em cada barra. As restrições de capacidade asseguram que os limites de fluxo de potência em subestações e de corrente nos alimentadores não sejam superados (3.9) e (3.10). A restrição (3.11) assegura que as tensões fiquem nos seus limites mínimo e máximo. As restrições (3.7) e (3.8) asseguram que seja selecionado um só tipo de alimentador ou subestação em cada estágio. As equações (3.12) e (3.13) asseguram que uma linha ou uma subestação podem estar ativas somente após sua construção, respectivamente.

A restrição de radialidade (3.14), junto com (3.2), (3.15) e (3.16), permite ter uma solução com topologia radial, onde todas as barras com carga estão ligadas e não existem

laços no sistema. Esta restrição é representada em termos das linhas ativas do sistema, do número de barras, do número de subestações e do número de barras sem carga com fluxo em suas linhas igual a zero.

3.3 Modelo matemático multiestágio para o problema PSD.

A seguir é apresentado o modelo matemático para o planejamento multiestágio de sistemas de distribuição.

$$\min \sum_{t=1}^{pp} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{(ij) \in N_F} \sum_{a \in \Omega_C} 3 \cdot CP_t \cdot R_a \cdot I_{ijat}^2 \cdot W_{ijat} \cdot L_{ij} \\ + \sum_{(ij) \in N_F} \sum_{a \in \Omega_C} CF_a \cdot Y_{ijat} \cdot L_{ij} + \sum_{k \in N_S} \sum_{b \in \Omega_S} CF_{kb} \cdot Y_{kbt} \end{array} \right\} \cdot \frac{1}{(1+tj)^{\frac{na}{pp} \cdot (t-1)}} \quad (3.1)$$

s.a.

$$\sum_{a \in \Omega_C} P_{ijat} - P_{S_{it}} + P_{D_{it}} = 0 \quad \forall i \in N, \forall t \in T \quad (3.2)$$

$$\sum_{a \in \Omega_C} Q_{ijat} - Q_{S_{it}} + Q_{D_{it}} = 0 \quad \forall i \in N, \forall t \in T \quad (3.3)$$

$$P_{ijat} = V_{it} \sum_{(i,j) \in N_F} V_{jt} \left[\frac{R_a W_{ijat}}{R_a^2 + X_a^2} \cos \theta_{ijt} - \frac{X_a W_{ijat}}{R_a^2 + X_a^2} \sen \theta_{ijt} \right] \cdot L_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_F, \forall a \in \Omega_C, \forall t \in T \quad (3.4)$$

$$Q_{ijat} = V_{it} \sum_{(i,j) \in N_F} V_{jt} \left[\frac{R_a W_{ijat}}{R_a^2 + X_a^2} \sen \theta_{ijt} + \frac{X_a W_{ijat}}{R_a^2 + X_a^2} \cos \theta_{ijt} \right] \cdot L_{ij} \quad \forall (i,j) \in N_F, \forall a \in \Omega_C, \forall t \in T \quad (3.5)$$

$$I_{ijat} = \frac{\sqrt{P_{ijat}^2 + Q_{ijat}^2}}{V_{it}} \quad \forall (i,j) \in N_F, \forall a \in \Omega_C, \forall t \in T \quad (3.6)$$

$$\sum_{a \in \Omega_C} Y_{ijat} \leq I \quad \forall (i,j) \in N_F, \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$\sum_{b \in \Omega_S} Y_{kbt} \leq I \quad \forall k \in N_S, \forall t \in T \quad (3.8)$$

$$0 \leq I_{ijat} \leq I_{a_{max}} \cdot W_{ijat} \quad \forall (i,j) \in N_F, \forall a \in \Omega_C, \forall t \in T \quad (3.9)$$

$$0 \leq \sum_{(k,j) \in N_F} \sum_{a \in \Omega_C} (P_{kjat}^2 + Q_{kjat}^2) \leq S_{b_{max}}^2 \cdot W_{kbt} \quad \forall k \in N_S, \forall b \in \Omega_S, \forall t \in T \quad (3.10)$$

$$V_{min} \leq V_{it} \leq V_{max} \quad \forall i \in N, \forall t \in T \quad (3.11)$$

$$W_{ijat} \leq \sum_{h=1}^t Y_{ijah} \quad \forall (i,j) \in N_F, \forall a \in \Omega_C, \forall t \in T \quad (3.12)$$

$$W_{kbt} \leq \sum_{h=1}^t Y_{kbh} \quad \forall k \in N_S, \forall b \in \Omega_S, \forall t \in T \quad (3.13)$$

$$\sum_{(i,j) \in N_F} \sum_{a \in \Omega_C} W_{ijat} = |N| - |N_S| - nbsc_t \quad \forall t \in T \quad (3.14)$$

$$nbsc_t = \sum_{u \in \Omega_{bsc}} k_{ut} \quad \forall t \in T \quad (3.15)$$

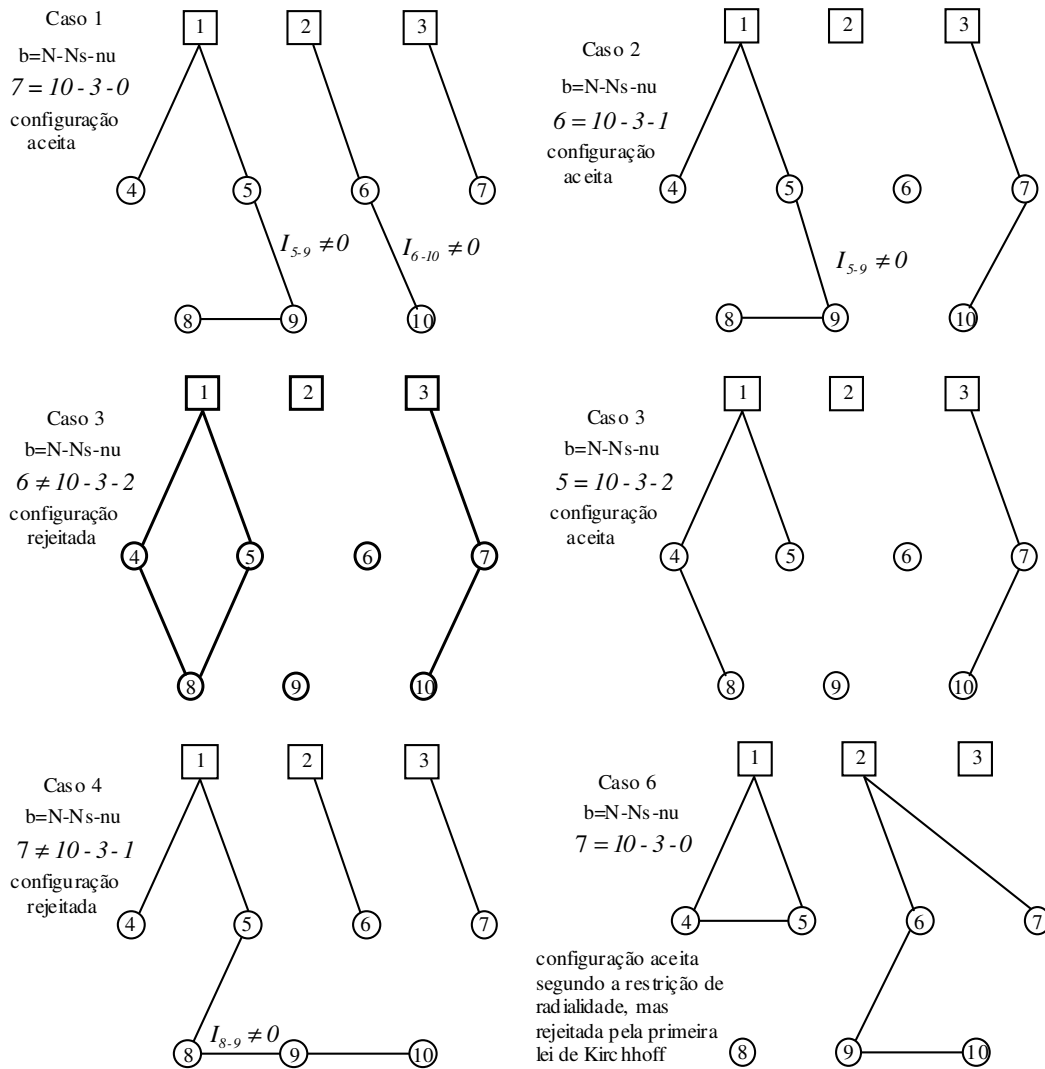
$$\frac{1}{M} \cdot \sum_{(i,u) \in \Omega_{vu}} \sum_{a \in \Omega_C} I_{iuat} \leq 1 - k_{ut} \leq M \cdot \sum_{(i,u) \in \Omega_{vu}} \sum_{a \in \Omega_C} I_{iuat} \quad \forall u \in \Omega_{bsc}, \forall t \in T \quad (3.16)$$

$Y_{ijat}, Y_{kbt}, W_{ijat}, W_{kbt}, k_{ut}$ binárias

3.4 Restrição de radialidade.

A maioria dos modelos apresentados na literatura especializada usam uma versão da equação (3.14), sem o termo $nbsc_t$, para garantir a satisfação da restrição de radialidade em conjunto com a primeira lei de Kirchhoff, funcionando corretamente no caso em que todas as barras têm carga. Quando existem barras de passagem (barras sem carga) a equação mencionada pode levar a configurações malhadas, já que as barras de passagem podem ser desligadas e com os laços formados conseguem-se menores perdas. A modelagem proposta evita o problema anterior, permitindo a possibilidade de desligar as barras de passagem. A variável k_{ut} indica se a barra sem carga u não tem fluxo nas linhas conectadas a ela no ano t . Na Figura 3.1 mostra-se um exemplo da aplicação da restrição de radialidade estabelecida na equação (3.14) junto com as equações (3.2), (3.15) e (3.16), supondo que as barras 6 e 9 não têm carga. A equação (3.16) é válida somente para as barras sem carga 6 e 9.

Figura- 3.1 Exemplos de aplicação da restrição de radialidade.



Fonte: Baquero (2012)

3.4.1 Prova da restrição de radialidade para o caso de múltiplas subestações.

Usando o resultado da teoria de grafos que garante que uma árvore conexa com N nós tem $N-1$ ramos, vai-se provar que para N_S subestações a seguinte relação é satisfeita:

$$N_S \text{ árvores, cada uma com uma e somente uma subestação} \Leftrightarrow \sum_{ij \in \Omega_1} x_{ij} = N - n_{bs} \wedge LKC$$

(balanço de potência é satisfeito).

1. Provar que N_S árvores $\rightarrow \sum_{ij \in \Omega_i} x_{ij} = N - N_S$.

Seja k_i : número nós da i -ésima árvore. O número de ramos da i -ésima árvore é $k_i - 1$.

Assim o número de ramos das N_S árvores é: $\sum_{i=1}^{N_S} (k_i - 1)$, o que é igual a $N - N_S$. Além

disso, como cada árvore tem uma subestação então o balanço de potência é satisfeito.

2. Provar que $\sum_{ij \in \Omega_i} x_{ij} = N - N_S \wedge LKC \rightarrow N_S$ árvores, cada um com uma e somente uma

subestação. Seja S o número de subgrafos formados. Deve-se provar que $S = N_S$ e que os subgrafos são todos árvores cada um com uma subestação.

- i. Provar que $S \leq N_S$

Supor que são $N_S + f$ subgrafos, com $f > 0 \rightarrow \exists$ um subgrafo sem subestação e o balanço de potências não é satisfeito para os nós com carga que formam esse subgrafo, o que fica em contradição com a hipótese. Assim $S \leq N_S$.

- ii. Provar que $S = N_S$

Supor que são $N_S - f$ subgrafos, com $f > 0$. Como o mínimo número de ramos do i -ésimo subgrafo é $k_i - 1$ (o que acontece quando o subgrafo é uma árvore), então o número total de ramos dos subgrafos é

$$\sum_{ij \in \Omega_i} x_{ij} \geq \sum_{i=1}^{N_S - f} (k_i - 1) = N - N_S + f > N - N_S, \text{ o que fica em contradição com a}$$

hipótese. Assim $S = N_S$.

- iii. Provar os N_S subgrafos são árvores, cada uma com uma e somente uma subestação.

Seja C_i : número mínimo de ramos a retirar do i -ésimo subgrafo para que esse subgrafo vire uma árvore. O número total de ramos dos subgrafos é

$$\sum_{ij \in \Omega} x_{ij} = \sum_{i=1}^{N_S} (k_i - 1 + C_i) = N - N_S + \sum_{i=1}^{N_S} C_i. \text{ Então para que } \sum_{ij \in \Omega} x_{ij} = N - N_S \text{ é}$$

preciso que $\sum_{i=1}^{N_S} C_i = 0$. O anterior implica que $C_i = 0$, assim o i -ésimo subgrafo é

uma árvore $\forall i = 1, \dots, N_S$. Como a LKC deve ser satisfeita, então cada árvore tem uma subestação. Como são N_S árvores e existem N_S subestações, então existe uma e somente uma subestação para cada árvore.

No seguinte capítulo é tratado o problema da seleção da topologia radial ótima em redes de distribuição. Para a solução desse problema foi utilizada a metaheurística Busca Tabu em conjunto com índices de sensibilidade para avaliar a variação das perdas e da penalização da tensão após uma transferência de cargas. O método desenvolvido nesse capítulo é utilizado na aplicação da estratégia de decomposição proposta.

Capítulo 4

Uma aplicação eficiente da Busca Tabu ao problema de reconfiguração de redes de distribuição

O sistema de distribuição deve suprir a demanda dos usuários atendendo as restrições de operação e qualidade a um mínimo custo. Assim, o sistema deve operar de forma radial, respeitando os limites de capacidades das linhas e os limites de tensão. Já que o sistema de distribuição é dinâmico, com as cargas variando no tempo, têm que ser aplicadas estratégias para o melhoramento da operação. Uma dessas estratégias é a reconfiguração de alimentadores, que pode diminuir as perdas de potência e melhorar o perfil de tensão.

O problema da reconfiguração de alimentadores consiste em encontrar uma configuração radial ótima para a operação do sistema, visando um objetivo (perdas, carregamento, confiabilidade, etc.), com determinadas linhas ativas e outras de reserva, a partir da abertura ou fechamento de interruptores nas linhas.

A maioria dos trabalhos publicados sobre o tema podem ser classificados nos seguintes tipos segundo o método de solução:

- Começando com a rede malhada, emprega-se um índice de sensibilidade para abrir interruptores e desativar linhas passo a passo, até atingir uma configuração radial.
- Começando com uma rede radial, trocar linhas ativas com linhas de reserva de tal forma que o sistema continue radial, até encontrar um ótimo local (algoritmo *branch exchange*).

- Técnicas metaheurísticas especializadas.
- Algoritmos híbridos que usam alguns dos tipos anteriores.

Merlin e Back (1975) formularam um modelo matemático do problema da reconfiguração e o resolveram usando Branch & Bound que utiliza como critérios de sondagem limitantes inferior e superior. A limitante inferior são as perdas mínimas calculadas da configuração malhada associada ao nó correspondente da árvore de Branch & Bound. A limitante superior são as perdas associadas à configuração radial obtida iterativamente, começando com a configuração malhada associada ao nó correspondente e eliminando a linha com menor fluxo em cada passo.

Shirmohammadi (1989) usa um fluxo de carga ótimo em redes malhadas para conhecer em cada passo a linha com menor fluxo que deveria ficar inativa, repetindo o procedimento até obter uma configuração radial.

Gomez e Carneiro et al. (2005) trabalharam um método heurístico para o problema de reconfiguração que começa com uma rede malhada e testa as possíveis configurações geradas abrindo o interruptor, que conduzia às menores perdas calculadas com um fluxo de carga, dentre os possíveis interruptores, até chegar a uma configuração radial.

Gomez e Carneiro et al. (2006) empregam um fluxo de carga ótimo que representa o estado das linhas de forma contínua e permite ter uma lista reduzida de configurações candidatas que diminui o número de fluxos de carga necessários com relação ao algoritmo do seu trabalho anterior. Nos dois trabalhos uma segunda fase de *branch exchange* é feita com as linhas identificadas na primeira fase e com os vizinhos mais próximos de cada linha.

Raju e Bijwe (2008) propuseram um método que emprega índices de sensibilidade e heurísticas em duas fases. A primeira fase começa com todos os interruptores fechados (rede malhada) e determina a linha para sair segundo o melhor índice de diminuição de perdas com relação à impedância até atingir uma rede radial. Na segunda fase, efetua-se

uma troca das linhas que saíram na primeira fase com outra da vizinhança, identificada na primeira fase.

Cinvalar (1988) propôs uma fórmula para determinar a variação das perdas após uma transferência de carga de um alimentador para outro escolhendo a alternativa que produz a maior redução nas perdas, sugerindo alguns critérios heurísticos para reduzir o espaço de busca.

Baran e Wu (1989) usaram o algoritmo *branch exchange* empregando uma fórmula diferente da apresentada por Cinvalar, para estimar as perdas após uma transferência de carga.

Goswami e Basu (1992) desenvolveram um método que usava o fluxo de carga ótimo num anel formado fechando somente um interruptor, para determinar qual interruptor deveria ser aberto para voltar a uma configuração radial, repetindo o procedimento até chegar a uma configuração de perdas mínimas.

Zhang et al. (2007) empregaram um algoritmo Busca Tabu especializado com um operador de mutação e que utiliza expressões similares à fórmula de Baran e Wu para reduzir o espaço de busca.

Jeon e Kim (2002) apresentam a aplicação do Simulated Annealing especializado para o problema de reconfiguração onde a função de custo incluía condições de operação do sistema e o mecanismo de perturbação foi melhorado a partir do conhecimento da topologia do sistema.

Carreño et al. (2008) usaram um algoritmo genético eficiente onde a codificação e o operador de recombinação permitia a geração de configurações fatíveis.

Neste capítulo é desenvolvido um método baseado na metaheurística *Busca Tabu* para resolver o problema de reconfiguração em redes radiais de distribuição. É mostrada a definição de vizinhança usada para *Busca Tabu*, a forma de gerar a configuração inicial, a

forma em que é feita a estimação da função objetivo dos vizinhos, os critérios para redução de vizinhança e a forma em que é considerada a restrição de tensão. São apresentados resultados para vários sistemas testes com o fim de demonstrar a eficiência do método proposto.

4.1 Modelo matemático do problema de reconfiguração.

O objetivo no problema básico de reconfiguração é encontrar uma configuração com perdas mínimas, respeitando as restrições de tensão, capacidade das linhas e a operação radial do sistema. A minimização das perdas do sistema pode ser expressa em termos da potência injetada pela subestação. A restrição de radialidade apresentada é válida quando o sistema não tem barras sem carga.

$$\begin{aligned}
 \min z &= \sum_{\substack{(b,h) \in N_F \\ b \in \Omega_S}} V_b \cdot I_{bhRE} \\
 V_i \sum_{(i,j) \in N_F} V_j [G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}] \cdot x_{ij} - P_{S_i} + P_{D_i} &= 0 \\
 V_i \sum_{(i,j) \in N_F} V_j [G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}] \cdot x_{ij} - Q_{S_i} + Q_{D_i} &= 0 \\
 I_{ij} &\leq I_{max_{ij}} \cdot x_{ij} \\
 V_{min} &\leq V_k \\
 \sum_{(i,j) \in N_F} x_{ij} &= |N| - 1
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Onde:

- I_{max_j} : corrente máxima no ramo j.
- I_{ij} : corrente no ramo ij.
- I_{bhre} : parte real da corrente no ramo bh.
- x_{ij} : variável binária de decisão que indica se o ramo ij está ativo.
- G_{ij} : condutância do ramo ij.
- B_{ij} : susceptância do ramo ij.

4.2 Aplicação da Busca Tabu ao problema de reconfiguração.

Busca Tabu é uma técnica metaheurística que está baseada no conceito de busca local e conta com estratégias para conseguir sair de ótimos locais. Faz uma busca eficiente definindo um espaço de busca adequado e empregando distintos tipos de memórias que armazenam dados dos últimos movimentos da busca, com o objetivo de aplicar estratégias com base nessa informação e direcionar a busca (GLOVER; LAGUNA, 1997).

Um algoritmo de Busca Tabu simples tem a seguinte estrutura:

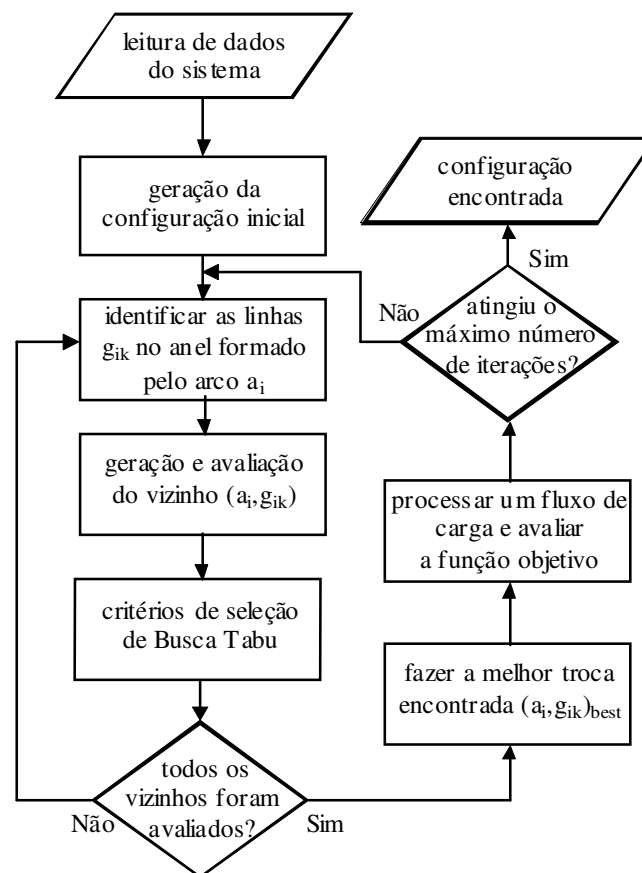
- Construção de uma configuração inicial: podendo ser feita com algoritmos heurísticos que forneçam uma boa configuração para começar a busca.
- Estrutura de vizinhança: definição de como são geradas as configurações vizinhas da configuração atual, de forma que tenha um número reduzido de possibilidades e também não exclua boas configurações.
- Lista de memória de curto prazo: que armazena informações dos atributos proibidos das últimas configurações visitadas.
- Critérios de seleção do melhor vizinho: que permitem selecionar a configuração para efetuar a transição, baseando-se na lista de memória de curto prazo que determina os atributos proibidos. A configuração selecionada pode ser o melhor vizinho não proibido ou o uma configuração proibida que melhore a incumbente (critério de aspiração).

4.2.1 Definição da estrutura de vizinhança.

Dada a configuração atual é preciso gerar configurações vizinhas para determinar qual vai ser a configuração escolhida segundo os critérios de seleção. Ao gerar esses vizinhos deve-se levar em conta que um número muito grande faz com que a avaliação de todos eles tenha um alto custo computacional e se o número é muito pequeno corre-se o risco de deixar de fora soluções melhores.

Para o problema de reconfiguração os vizinhos gerados têm que apresentar a característica radial. Assim, para facilitar a geração de configurações radiais, as linhas do sistema são divididas em dois tipos: ramos e arcos. Os ramos correspondem às linhas ativas no sistema que geram a configuração radial e os arcos correspondem às linhas que não estão ativas e que se ligadas vão produzir um anel ou laço, perdendo-se a radialidade do sistema.

Figura- 4.1 Diagrama do algoritmo proposto para reconfiguração.



Fonte: Baquero (2012)

Se um laço é formado com a entrada de um arco, é preciso retirar uma linha do sistema para voltar a uma configuração radial. Dessa forma, um vizinho consiste em adicionar um arco e retirar um ramo do anel formado. A configuração do sistema pode ser

então representada com uma lista que contém os arcos. Na Figura 4.1 é mostrado o diagrama do algoritmo proposto.

4.2.2 Configuração inicial.

A configuração inicial tem que ser uma configuração radial e pode ser obtida do estado inicial do sistema ou gerada usando um algoritmo heurístico. Neste trabalho o algoritmo de *Prim* (GOLDBARG; LUNA, 2000) foi utilizado para gerar a configuração inicial, sendo representada como uma árvore conectada por meio do conjunto V de vértices e do conjunto E de ramos. O algoritmo de *Prim* segue os seguintes passos:

1. Inicializar os conjuntos V e E : $V=\emptyset$, $E=\emptyset$.
2. Adicionar a barra da subestação ao conjunto V .
3. Selecionar um ramo $r:(u,v)$ tal que $u \in V$ e $v \notin V$. Adicionar r ao conjunto de ramos E e v ao conjunto de vértices V .
4. Repetir 3 até que $|V| = N$, onde $|V|$: cardinalidade de V , N : número de barras.

4.2.3 Estimação das perdas após uma transferência de carga.

A estrutura de vizinhança definida como a troca de linhas (um arco com um ramo do anel formado) gera configurações radiais, mas o número pode ser elevado, implicando na execução de um problema de fluxo de carga para cada configuração se esta é avaliada diretamente. Uma estratégia para evitar o aumento do custo computacional consiste em classificar as configurações usando um índice que mede sua qualidade, permitindo identificar as melhores configurações e calculando a função objetivo somente para elas ou se o índice consegue identificar diretamente a melhor configuração, somente ela é avaliada completamente.

Quando é transferida carga (Figura 4.2) ao trocar a linha t pela linha k , que estava inativa, as potências nas linhas que constituem o anel formado com a linha k são alteradas segundo a potência da linha t , podendo ser aproximadas assim:

$$S_i' = S_i + w_i \cdot S_t$$

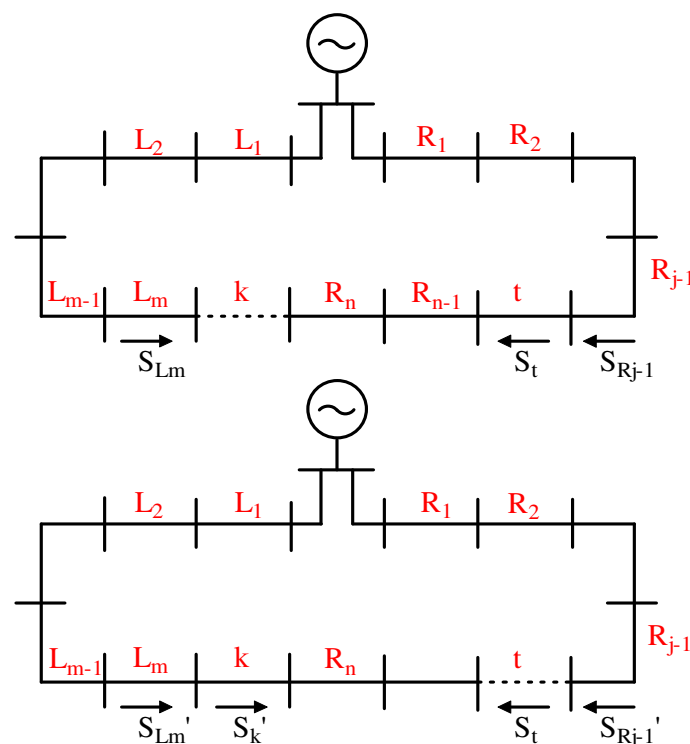
$$w_i = \begin{cases} 1 & i \in L \\ -1 & i \in R \end{cases} \quad (4.2)$$

As perdas no anel no estado inicial e no estado final (supondo tensões iguais a 1pu) são aproximadas segundo a proposta de Baran e Wu (1989).

$$PL = PL_L + PL_R = \sum_{i \in L \cup R} r_i (P_i^2 + Q_i^2) \quad (4.3)$$

$$PL' = PL_L' + PL_R' = \sum_{i \in L \cup R} r_i \left\{ (P_i + w_i \cdot P_t)^2 + (Q_i + w_i \cdot Q_t)^2 \right\} + r_k (P_t^2 + Q_t^2) \quad (4.4)$$

Figura- 4.2 Transferência de carga após uma troca de linhas.



Fonte: Baquero (2012)

A variação das perdas após a troca das linhas $t-k$ é então calculada com a expressão:

$$\Delta PL_{t-k} = PL - PL' = 2P_t \sum_{i \in L \cup R} r_i w_i P_i + 2Q_t \sum_{i \in L \cup R} r_i w_i Q_i + \left(r_k + \sum_{i \in L \cup R} r_i \right) (P_t^2 + Q_t^2) \quad (4.5)$$

A expressão (4.5), embora seja uma aproximação das perdas que não leva em conta a mudança nas tensões e o resto do sistema fora do anel, consegue fornecer um indicador de como são afetadas as perdas do sistema com uma troca das linhas $t-k$. Esse indicador pode ser usado para estabelecer uma classificação das melhores trocas de linhas, visando uma redução das perdas.

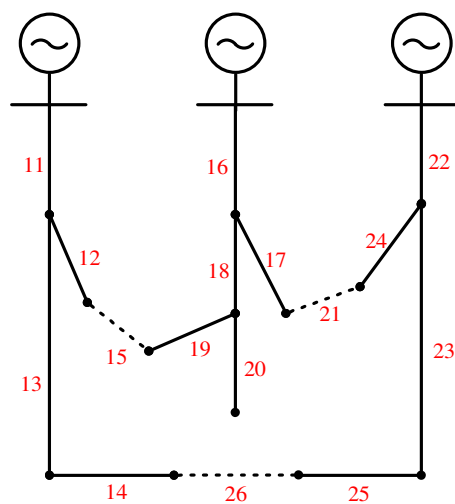
No processo de avaliar todas as possíveis trocas de linhas e dada a linha k que entra no sistema e forma um anel, são identificados os conjuntos de linhas L e R pertencentes a cada lado desse anel.

$$L : \{L_m, L_{m-1}, \dots, L_1\} \quad R : \{R_n, R_{n-1}, \dots, R_1\}$$

As linhas para formar o par que configura a troca com a linha k são escolhidas começando pela linha mais próxima à linha k e continuando com as seguintes linhas na sequência, por exemplo, (L_m, L_{m-1}, \dots) para o lado L do anel. Essa sequência de tentativas é feita até que o índice mostre que as perdas aumentam com a última troca avaliada. Com esta estratégia o número de trocas avaliadas é reduzido sem deixar de testar as trocas que diminuam as perdas.

Para ilustrar a aplicação do índice é usado o sistema de 16 barras de Cinvalar (1988). Este sistema é mostrado na Figura 4.3 e apresenta perdas de 511.4kW. Na Tabela 4.1 são identificadas as linhas que formam os anéis quando um arco entra no sistema. As linhas estão classificadas segundo o lado do anel e ordenadas de acordo com a distância do arco.

Figura- 4.3 Sistema exemplo para reconfiguração.



Fonte: Baquero (2012)

Tabela 4.1 Anéis formados no sistema de exemplo.

	linhas no anel		
	entra	lado L	lado R
15	12,11	19,18,16	
21	17,16	24,22	
26	14,13,11	25,23,22	

A Tabela 4.2 apresenta, na terceira coluna, o índice para cada troca de linhas, usando o critério para reduzir o número de pares avaliados e na quarta coluna aparecem as perdas calculadas com o fluxo de carga. Os índices para as trocas (26,13) e (26,11) não são calculados porque a primeira troca segundo a ordem (26,14) apresenta um índice maior que as perdas do sistema (518.4kW frente a 511.4 kW). Além disso, a melhor troca de linha é identificada como aquela que tem o menor índice: (21,17).

Pode-se verificar que o índice aproxima satisfatoriamente as perdas, mostrando se aumentam ou diminuem com relação às perdas iniciais. O mais importante é que o índice permite identificar a melhor troca, que é aquela que tem as menores perdas.

Tabela- 4.2 Índice de perdas para algumas trocas de linhas.

entra	sai	índice	perdas
15	12	657.3	676.6
15	19	494.8	493.1
15	18	681.4	707.7
21	17	486.8	483.9
21	16	1244.6	1407.7
21	24	531.5	532.8
26	14	518.4	518.9
26	25	537.1	538.9

Usando o mesmo método no sistema de 136 barras de Carreño et al. (2008) encontrou-se que a melhor troca de linhas identificada com o índice (4.5) foi sempre a troca com menores perdas calculadas resolvendo o problema de fluxo de carga completo.

4.2.4 Gestão da restrição de tensão.

Devido a que as perdas estão relacionadas com o perfil de tensão, é frequente que a configuração que minimiza as perdas satisfaça os limites de tensão. Assim, para diminuir o esforço computacional, a restrição de tensão mínima é levada em conta somente após determinado número de iterações, após as quais o algoritmo poderia encontrar uma configuração sem problemas de limite de tensão. Em caso contrário (a configuração apresenta violação da tensão mínima) então se passa a uma fase que leva em conta as tensões. Nessa segunda fase, além de avaliar as perdas para cada configuração gerada com uma troca de linhas, as tensões são atualizadas usando as equações para o cálculo da tensão no problema de fluxo de carga, atualizando o fluxo de potência nas linhas do anel segundo a transferência de carga proposta. Assim, podem-se aproximar as tensões após uma troca de linhas e avaliar a variação da penalidade por violação da tensão mínima.

A equação (4.6) permite calcular a magnitude da tensão na barra final de uma linha, conhecida a tensão na barra inicial da linha, a impedância da linha e seu fluxo de potência (CESPEDES, 1990).

$$V_f^2 = V_o^2 - 2(P \cdot R + Q \cdot X) - \frac{P^2 + Q^2}{V_f^2} (R^2 + X^2) \quad (4.6)$$

Nesta fase o índice para classificar as trocas de linhas deve ser modificada para considerar a penalização por desvios da tensão mínima, sendo definido pela equação (4.7).

$$IND_{m-k} = \Delta PL_{m-k} + M \sum_{j \in \Omega_i} \alpha_j (V_{min} - V_j) \quad (4.7)$$

$$\alpha_j : \begin{cases} 1 & \text{se } V_j < V_{min} \\ 0 & \text{se } V_j \geq V_{min} \end{cases}$$

com:

- M: fator de penalidade ($M \gg 1$).
- Ω_j : conjunto de barras terminais.

4.3 Resultados.

O método proposto foi testado em sistemas de 33 barras (BARAN; WU, 1989), 84 barras (CHANG, 2008), 119 barras e 136 barras (CARREÑO et al., 2008), comparando o resultado obtido com o descrito na referência em cada caso. Na Tabela 4.3 é mostrado o número de problemas de fluxos de carga executados para cada caso, comparando o método proposto com os resultados reportados nas referências indicadas; entre parênteses está o número de problemas de fluxos de carga em que a configuração com menores perdas foi encontrada.

Tabela- 4.3 Número de fluxos de carga executados para os sistemas teste.

# fluxos de carga	Proposto	(RAJU; BIJWE, 2008)	(GOMES et al., 2006)	(CARREÑO et al.)
SP33	10 (4)	11	135	-
SP84	30 (11)	24	670	1500
SP119	30 (28)	26	1221	-
SP136	40 (29)	-	-	600

Encontrou-se que definindo o máximo número de iterações como duas vezes o número de circuitos de reserva do sistema o método consegue encontrar a melhor configuração em cada caso. Na Tabela 4.4 aparecem as configurações encontradas com o método proposto para cada sistema teste.

Tabela- 4.4 Configurações encontradas para os sistemas teste.

Sistema	perdas [kW]	valor tabu	linhas desligadas
33 barras	139.55	3	7,9,14,32,37
84 barras	469.88	3	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92
119 barras	853.58	10	24,26,35,40,43,51,59,72,75,96,98,110,122,130,131
136 barras	280.19	6	7,35,51,90,96,106,118,126,135,137,138,141,142,144,145,146,147,148,150,151,155

Para fazer uma melhor comparação do desempenho dos métodos, em relação ao número de problemas de fluxos de carga processados, tem que levar-se em conta que uma parte dos problemas de fluxo de carga em (GOMES et al., 2006; RAJU; BIJWE, 2008) são em redes malhadas e no último caso também são executados problemas de fluxo de carga ótimo. Em contraste, o método proposto executa problemas de fluxos radiais onde as tensões são inicializadas com os resultados do fluxo de carga da configuração anterior, o que permite uma rápida convergência.

Em (GOMES et al., 2006), o sistema de teste de (BARAN; WU, 1989) é usado e é feita uma comparação da solução e o tempo de processamento usando distintos métodos na solução do sistema de 33 barras para vários casos. Essa comparação é mostrada na Tabela 4.5. Os tempos foram obtidos usando um computador Pentium IV 1.6GHz.

Tabela- 4.5 Desempenho dos métodos para o sistema de 33 barras.

Sistema de 33 barras casso C	Perdas [kW]	Tempo CPU [s]
Proposto	198.11	< 0.001
Gomez	199.56	1.72
Shirmohammadi	201.87	0.17
Goswami	202.77	0.65
McDermot	204.89	2.14

Pode-se observar que os métodos empregados em (GOMES et al., 2006) não conseguem chegar à solução ótima do problema ao contrário do método proposto, além disso, o tempo de processamento empregado por este último é muito menor.

Zhang et al. (2007), empregam Busca Tabu para resolver o problema de reconfiguração em um sistema de 119 barras. Este mesmo sistema foi usado por Raju (2008). Na Tabela 4.6 é mostrado o desempenho dos métodos para esse sistema. O método proposto foi processado num computador equivalente a um Celeron 1.3GHz, do mesmo tipo que o usado por Zhang. Neste caso o método proposto consegue encontrar uma configuração com menores perdas que as descritas e com um tempo muito menor que o usado por Zhang.

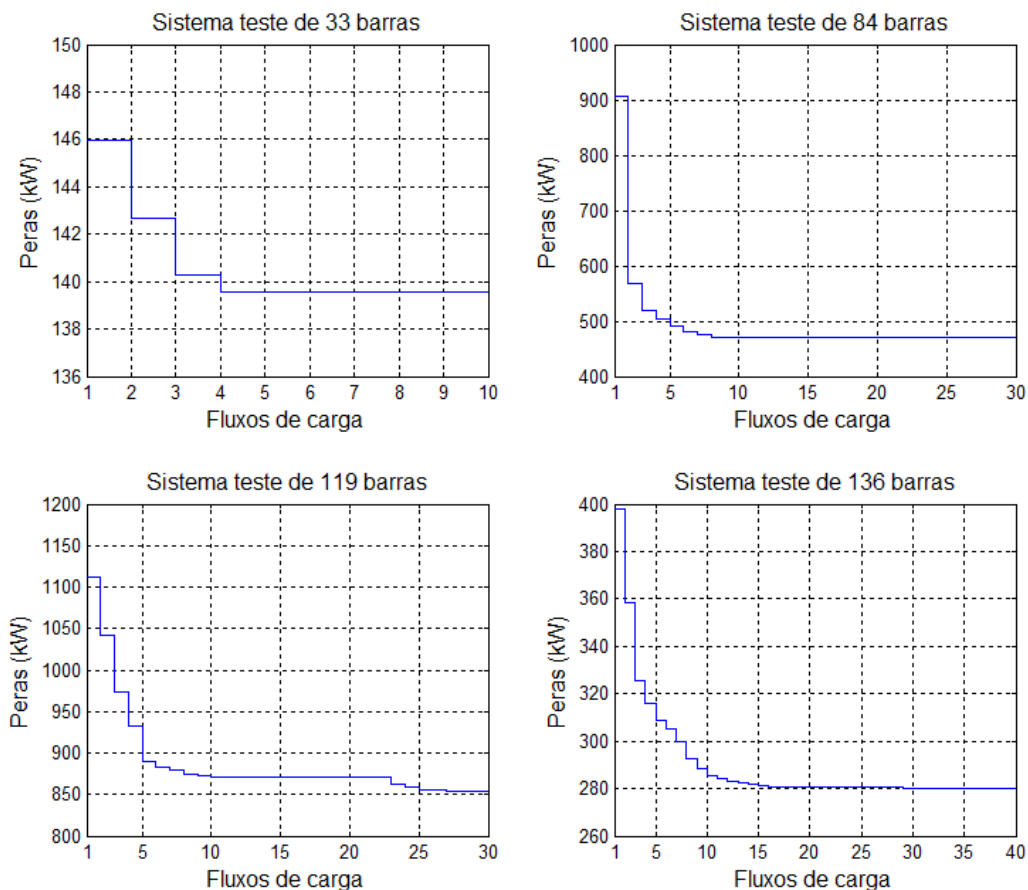
Tabela- 4.6 Desempenho dos métodos para o sistema de 119 barras.

Sistema de 119 barras	Perdas [kW]	Tempo CPU [s]
Proposto	853.58	< 0.003
Gomez	881.96	-
Raju	870.33	-
Zhang	869.71	9.04

Para resolver o sistema de 136 barras de Carreño (2008), o método proposto precisou um tempo menor a 0.004s, comparado com o tempo médio requerido por Carreño de 0.4s usando um computador equivalente a um Pentium M 1.60GHz.

Em resumo, os resultados mostram que o método proposto conseguiu encontrar configurações com perdas menores ou pelo menos iguais às descritas nas referências e com tempos de processamento muito menores. Na Figura 4.4 são mostrados gráficos do desempenho do algoritmo proposto para os sistemas testes.

Figura- 4.4 Gráficos de desempenho do algoritmo para reconfiguração.



Fonte: Baquero (2012)

O desempenho do método proposto foi testado no caso em que o sistema apresenta problemas de tensão, sendo necessária uma segunda fase no processo de busca, onde além do índice de perdas é incluída uma componente que depende das violações de tensão. Foi usado o sistema de 136 barras de Carreño com as cargas multiplicadas por um fator de 1.3 nos casos A e B e por um fator de 1.4 nos casos C e D, com a restrição $v_{\min} = 0.95\text{p.u.}$ Os casos A e C não consideram a restrição de tensão ao contrário dos casos B e D.

Foi definido que o número de iterações na segunda fase seja equivalente a 25% do número total. Assim, a segunda fase começou na iteração número 30 para o sistema analisado.

Na Tabela 4.7 são mostradas as características da configuração encontrada somente minimizando perdas (A) e a configuração encontrada incluindo a restrição de tensão (B). As duas configurações são diferentes nas linhas: 96 em A e 95 em B. Na configuração B as perdas aumentaram 0.33% em relação às perdas em A e a tensão ficou acima do limite de 0.95pu. Em relação aos casos (C) e (D), o aumento das perdas foi 0.54% e as duas configurações são diferentes somente em dois pares de linhas (90 e 118 em C em comparação a 119 e 149 em D). O fato que as configurações obtidas são muito parecidas, considerando ou não a restrição de tensão, sustenta a estratégia de dividir a busca em duas fases, onde na primeira é relaxada a restrição de tensão e na segunda começa com a configuração obtida, que está perto da configuração final.

Tabela- 4.7 Comparação da inclusão da restrição de tensão para o sistema de 136 barras.

	Perdas [kW]	v_{\min} [pu]	tempo [s]	Linhas desligadas
A	482.16	0.9478	0.004	7,51,53,84,90,96,106,118,126,128,137,138,139,141,144,145,147,148,150,151,156
B	483.76	0.9505	0.020	7,51,53,84,90,95,106,118,126,128,137,138,139,141,144,145,147,148,150,151,156
C	562.64	0.9435	0.004	7,51,53,84,90,96,106,118,126,128,137,138,139,141,144,145,147,148,150,151,156
D	565.70	0.9516	0.020	7,51,53,84,96,106,119,126,128,137,138,139,141,144,145,147,148,149,150,151,156

4.4 Conclusões.

Os resultados mostram que a técnica Busca Tabu em conjunto com o índice para classificar as melhores trocas de linhas foram muito eficientes, já que conseguiram encontrar as melhores soluções conhecidas para os sistemas testados, sendo que para um deles melhorou a resposta obtida em comparação com outros trabalhos. Além disso, o esforço computacional do método proposto é muito menor comparado com outros trabalhos.

A separação da busca em duas fases, a primeira somente levando em conta as perdas e a segunda considerando os limites de tensão, permite uma análise rápida. Isto é possível

porque se o sistema não apresenta problemas de tensão, o método encontra facilmente configurações que atendem a tensão mínima sem ser incluída diretamente, ou pelo menos vai se começar na segunda fase com uma configuração muito próxima da ótima.

Usando o fluxo de carga para calcular o estado do sistema para uma nova configuração, com as tensões inicializadas com os valores encontrados no fluxo de carga da configuração anterior, e empregando um algoritmo de ordenamento especializado para o problema de reconfiguração, o tempo computacional é reduzido em cerca de 40%.

A busca de configurações radiais para o sistema de distribuição usando o índice apresentado consegue encontrar soluções muito boas, inclusive a solução ótima para problemas de pequeno porte, mas para problemas de maior tamanho chegam-se a soluções subótimas. Aproveitando a capacidade de Busca Tabu pode-se escapar desses ótimos locais. E usando critérios heurísticos para reduzir o espaço de busca, o esforço computacional é diminuído.

No seguinte capítulo é desenvolvido um método heurístico para resolver o problema da seleção ótima de condutores e o recondutoramento de alimentadores em sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, é mostrado como integrar esse método ao fluxo de carga, se convertendo numa ferramenta para o planejamento do sistema.

Capítulo 5

Um método heurístico eficiente para a seleção ótima de condutores e o recondutoramento de alimentadores em sistemas de distribuição de energia elétrica

5.1 Introdução.

O sistema de distribuição de energia elétrica tem como objetivo atender a demanda dos usuários finais satisfazendo níveis mínimos de qualidade e confiabilidade, levando em conta o crescimento dessa demanda ao longo do tempo. Assim, as restrições técnicas nos equipamentos e as restrições de operação como os limites de tensão devem ser atendidos e, além disso, o operador do sistema busca que o sistema opere com um custo mínimo, considerando as perdas e os investimentos em equipamentos feitos no sistema.

No planejamento adequado do sistema a seleção dos condutores das linhas é feita visando a operação do sistema e o custo econômico dessa seleção. São levados em conta fatores como o fluxo de potência que irá suportar o condutor, se a linha é do tipo aérea ou subterrânea e a contribuição na queda de tensão segundo sua impedância.

O problema da seleção ótima de condutores pode incluir o recondutoramento, que consiste na troca de condutores para linhas existentes, motivado em casos em que as perdas sejam excessivas, o fluxo de potência supera a capacidade do condutor atual ou o sistema apresente tensões abaixo do valor mínimo permitido.

Ponnaivaikko e Rao (1982) propuseram um modelo matemático para o problema, representando os custos dos alimentadores, as perdas e a queda de tensão em função das bitolas dos condutores, sem considerar as restrições de capacidade dos condutores. O método empregado para a solução do modelo foi a programação dinâmica, limitando o tamanho dos sistemas que conseguia resolver.

Em Zhuding et al. (2000) é proposto um método heurístico para a seleção ótima dos condutores no sistema de distribuição, dividido em uma fase de seleção por meio de um critério econômico baseado na densidade de corrente, seguida da seleção de condutores por meio de um índice de sensibilidade que avalia a relação custo-queda de tensão.

Baseado nesse trabalho, Zhao et al. (2005) apresentam um método heurístico integrado para a alocação ótima de capacitores e a seleção de condutores, propondo índices de sensibilidade para a injeção de reativos. Em Vahid et al. (2009) também é apresentado um método integrado de capacitores e seleção de condutor, mas o modelo é resolvido com algoritmos genéticos.

Tram e Wall (1988) desenvolveram um método para resolver o problema da seleção de condutores por meio de funções de estado e critérios de escolha para minimizar os custos dos investimentos e das perdas, considerando a restrição de tensão e reguladores de tensão. Embora os custos sejam linearizados, o método apresenta dificuldades na sua aplicação.

Diferentes trabalhos têm empregado técnicas evolutivas para resolver o problema, tais como (MENDOZA et al., 2006; RANJAN et al., 2003);

Kaur e Sharma (2008), usaram um método de enumeração aplicando regras lógicas para diminuir o espaço de busca, mostrando resultados para sistemas de grande dimensão.

Mandal e Pahwa (2002) trabalharam no problema da escolha de um conjunto de tipos de condutores, para ser utilizados no sistema de distribuição; usaram critérios econômicos e

de engenharia, como a minimização da área da seção transversal com relação aos custos dos condutores, e a linearização dos custos das perdas.

A maioria dos métodos desenvolvidos usa aproximações, sejam no cálculo das perdas ou na avaliação da queda de tensão e o problema do recondutoramento de linhas existentes não é considerado.

O problema apresentado pode ser definido como selecionar de forma ótima os condutores de novas linhas e recondutorar linhas existentes para que o sistema de distribuição opere a um mínimo custo, satisfazendo as restrições técnicas e de operação.

Neste capítulo propõe-se um método heurístico eficiente para resolver o problema generalizado da seleção ótima de condutores e recondutoramento em sistemas de distribuição radiais, conseguindo fornecer rapidamente uma configuração que atende às restrições de operação.

5.2 Modelo matemático do problema de recondutoramento.

O problema é formulado como a minimização dos custos totais do sistema, separados nos custos das perdas de energia ao longo dos anos de estudo e os custos dos investimentos nas linhas. São incluídas as equações relacionadas com a potência ativa e reativa nas barras (equações do fluxo de carga), as restrições de capacidade de corrente das linhas e os limites de tensão.

$$\begin{aligned}
& \min \sum_{(i,j) \in F \cup E} \sum_{a \in \Omega_C} (CF_a + 3 \cdot CP \cdot R_a \cdot I_{ija}^2) \cdot L_{ij} \\
& s.a. \\
& V_i \sum_{(i,j) \in N_F} V_j \left[\frac{R_a W_{ija}}{R_a^2 + X_a^2} \cos \theta_{ijt} - \frac{X_a W_{ijat}}{R_a^2 + X_a^2} \text{sen} \theta_{ijt} \right] \cdot L_{ij} - P_{S_i} + P_{D_i} = 0 \quad \forall i \in N \\
& V_i \sum_{(i,j) \in N_F} V_j \left[\frac{R_a W_{ija}}{R_a^2 + X_a^2} \text{sen} \theta_{ijt} + \frac{X_a W_{ijat}}{R_a^2 + X_a^2} \cos \theta_{ijt} \right] \cdot L_{ij} - Q_{S_i} + Q_{D_i} = 0 \quad \forall i \in N \quad (5.1) \\
& V_i \geq V_{\min} \quad \forall i \in N \\
& I_{ij} \leq I_{\max_a} \cdot W_{ija} \quad \forall (i,j) \in F \cup E \\
& \sum_{a \in \Omega_C} W_{ija} = 1 \quad \forall (i,j) \in F \cup E
\end{aligned}$$

Onde:

- F : conjunto de linhas a construir.
- E : conjunto de linhas existentes.
- Ω_C : conjunto de tipos de condutores.
- CF_a : custo de construção ou recondutoramento usando o tipo de condutor a .
- W_{ja} : variável binária de decisão para a seleção do tipo de condutor a na linha j .
- R_{ja} : resistência da linha j com o tipo de condutor a .
- I_{ja} : corrente da linha j com o tipo de condutor a .
- L_{ij} : comprimento da linha ij .
- I_{\max_a} : limite de corrente do tipo de condutor a .

O fator CP relaciona as perdas de potência máximas com os custos das perdas de energia ao longo do tempo de serviço da linha. Esse fator considera o custo da energia (ce), a taxa do crescimento da demanda (g), o número de anos de planejamento (na), a taxa de juros (tj) empregada para levar ao valor presente as perdas e o fator de perdas ($fperdas$).

$$CP = ce \cdot fperdas \cdot 8760 \cdot \sum_{k=0}^{na-1} \frac{(1+g)^{2k}}{(1+tj)^k} \quad (5.2)$$

5.3 Método heurístico para a seleção de condutores.

A solução proposta para o problema está determinada por uma escolha do cabo para cada alimentador de forma que o custo total seja mínimo, a capacidade de cada cabo seja maior que a corrente conduzida e a tensão mínima seja respeitada.

A solução do problema pode ser dividida em duas fases. Na primeira fase são escolhidos os tipos de cabo visando o critério de menor custo e a restrição de capacidade de corrente, relaxando a restrição de tensão. Na segunda fase, se existem barras com tensão abaixo da tensão mínima permitida, a bitola dos cabos é aumentada segundo um índice de sensibilidade até conseguir satisfazer a restrição de tensão.

5.3.1 Seleção ótima do tipo de cabo para uma linha segundo o fluxo de potência.

Nesta seção será desenvolvido um método para determinar o tipo de cabo adequado para um alimentador em função da corrente conduzida e sem levar em conta a restrição de tensão mínima.

Dada uma carga e um conjunto de tipos de condutores disponíveis para selecionar o condutor da linha que vai conectar a carga, deve-se selecionar o melhor condutor para a linha. Cada tipo de condutor tem os seguintes parâmetros:

- CF: custo fixo de construção por unidade de comprimento.
- R: resistência por unidade de comprimento.
- X: reatância por unidade de comprimento.
- I_{\max} : capacidade máxima de corrente.

A Tabela 5.1 mostra um exemplo de um conjunto de condutores com seus parâmetros. Para a simplificação da análise os tipos de cabos estão ordenados decrescentemente segundo a resistência.

O custo da linha k usando o tipo de condutor j pode ser expresso em termos dos parâmetros do tipo de condutor, da corrente que transporta e do comprimento da linha (L_k) assim:

$$CT_{kj} = (CF_j + 3 \cdot CP \cdot R_j \cdot I_k^2) \cdot L_k \quad (5.3)$$

Tabela- 5.1 Exemplo de um conjunto de tipos de condutores.

Tipo	CF [\$/km]	R [Ω /km]	X [Ω /km]	I _{max} [A]
1	30000	0.3655	0.2520	150
2	35000	0.2921	0.2466	200
3	42000	0.2359	0.2402	250
4	46000	0.1932	0.2279	300

As funções de custo da linha por unidade de comprimento, que dependem da corrente da linha, são mostradas na Figura 5.1, com o fator CP calculado segundo os dados da Tabela 5.4. Para um valor dado de corrente existe um tipo de condutor que apresenta custo mínimo e a figura mostra que aparecem intervalos em que um condutor é melhor que os outros. Esses intervalos são determinados a través das correntes de transição, as quais são calculadas usando os pontos de interseção das curvas.

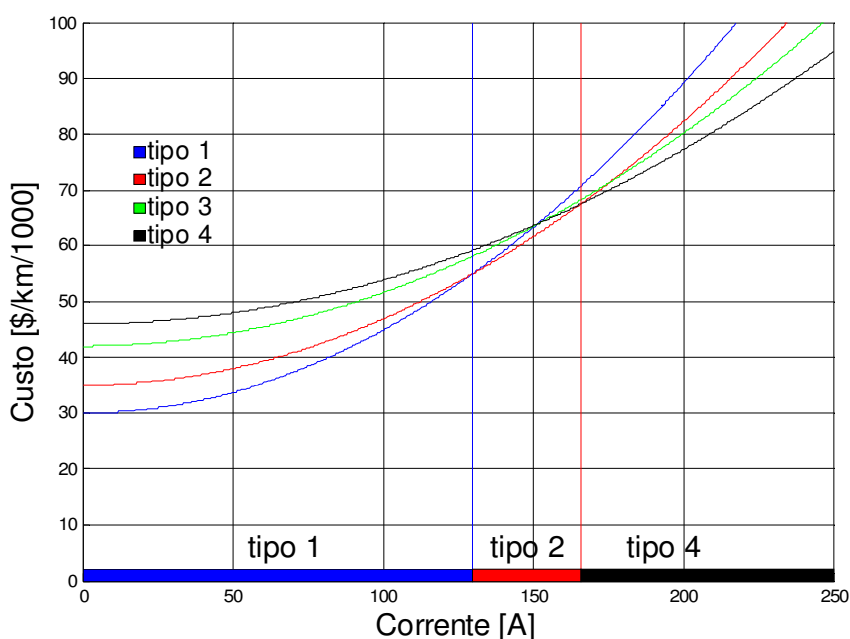
A equação (5.4), deduzida a partir da equação (5.3), permite calcular o valor da corrente de interseção das funções de custo para os tipos de condutores k e m .

$$I_{km} = \sqrt{\frac{CF_m - CF_k}{3 \cdot CP \cdot (R_k - R_m)}} \quad (5.4)$$

A análise começa identificando o condutor de custo fixo mínimo, classificado como T_0 e é determinada a sequência T_{best} : ($T_0, T_1, T_2, \dots, T_f$) dos melhores tipos de condutores e a sequência relacionada Itr_{best} : ($0, Itr_1, Itr_2, \dots, Itr_f$) das correntes de transição. Assim T_0 corresponde ao intervalo $[0, Itr_1]$, T_1 ao intervalo $[Itr_1, Itr_2]$, e assim sucessivamente até T_f , que corresponde ao intervalo $[Itr_f, I_{maxT_f}]$. Dessa forma o cabo do tipo T_k corresponde ao intervalo $[Itr_k, Itr_{k+1}]$.

Após determinar a corrente $I_{tr_{k+1}}$, deve-se avaliar se esse valor supera o limite máximo para o condutor de tipo T_k ($I_{max_{TK}}$). Nesse caso o valor da corrente $I_{tr_{k+1}}$ é atualizada como $I_{max_{TK}}$. O condutor T_{k+1} deve ser determinado novamente, sendo escolhido como aquele com custo total mínimo calculado para o valor $I_{max_{TK}}$, sempre que sua corrente máxima seja maior que $I_{max_{TK}}$. O processo é executado até que a função de custo do tipo T_f não apresente interseções com outros tipos para correntes maiores que I_{tr_f} .

Figura- 5.1 Funções de custo para os tipos de cabo da Tabela 5.1.



Fonte: Baquero (2012)

O método pode ser estendido para o problema do recondutoramento de alimentadores que avalia a possibilidade de trocar o tipo de cabo para obter menores perdas e contribuir com um melhor perfil de tensão. Para que a possível troca seja viável, do ponto de vista econômico, o custo do investimento deve ser compensado pela economia nas perdas. No caso em que o tipo de cabo não apresenta a capacidade suficiente de corrente para atender o fluxo no alimentador, também é preciso efetuar o recondutoramento.

Numa forma simplificada os custos do recondutoramento dependem somente do tipo de cabo final. Em geral, os custos de reconduzir um alimentador para um tipo de cabo específico podem depender também do tipo de cabo inicial, a partir do qual o recondutoramento é feito, já que é possível que além do condutor seja necessário trocar partes da estrutura para suportar um condutor de maior peso ou o condutor antigo que não vai ser mais usado tenha algum valor econômico. Na Tabela 5.2 são apresentados os custos do recondutoramento, inclusive na primeira linha os custos fixos para alimentadores novos (representados com o tipo 0) para os cabos de exemplo da Tabela 5.1.

Tabela- 5.2 Custos para o recondutoramento para os condutores da Tabela 5.1.

	custo para reconduzir ao tipo [\$/km/1000]			
tipo inicial	1	2	3	4
0	30	35	42	46
1	-	26	32	37
2	-	-	31	36
3	-	-	-	35
4	-	-	-	-

Da Tabela 5.2 pode-se saber que o custo para construir um novo alimentador do tipo 2 é $\$35 \times 10^3$, segundo a posição (0,2). Para reconduzir um alimentador com tipo inicial 1 com o tipo 2 o custo é $\$26 \times 10^3$, segundo a posição (1,2) e com o tipo 3 o custo é $\$32 \times 10^3$, segundo a posição (1,3). A Tabela 5.2 não tem valores válidos quando o cabo final é menor que o cabo inicial no recondutoramento por ser uma troca que não é atrativa. Na Figura 5.2 são mostradas as curvas de custo para uma linha com cabo inicial tipo 1.

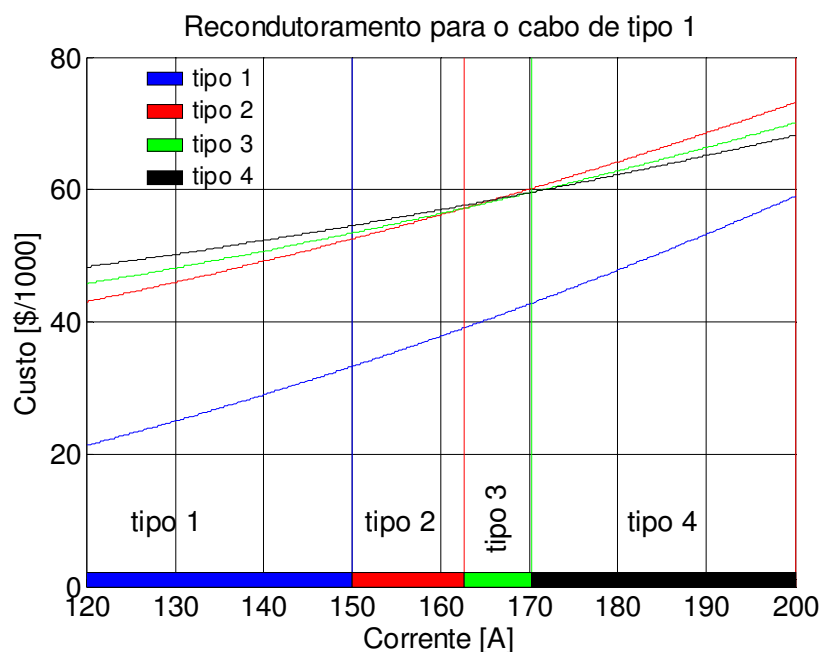
Pode-se generalizar a equação (5.4) para que seja válida no caso da seleção do tipo de cabo para um alimentador novo e no caso do recondutoramento, assim:

$$I_{(o,km)} = \sqrt{\frac{CR_{(o,m)} - CR_{(o,k)}}{3 \cdot CP \cdot (R_k - R_m)}} \quad (5.5)$$

A equação (5.5) permite calcular a corrente de interseção $I_{(o,km)}$ para os cabos de tipo k e m quando é reconduzido o alimentador com tipo de cabo inicial o , usando a matriz de custos de reconduzimento (CR).

A partir das equações (5.4) e (5.5) e levando em conta os limites de capacidade de corrente, são calculadas as seqüências dos melhores tipos de cabos para cada tipo inicial e as respectivas correntes de transição e esses resultados estão organizados na Tabela 5.3. Essa tabela permite selecionar o melhor tipo de cabo para alimentadores novos ou o reconduzimento dos existentes, conhecendo somente a corrente do alimentador.

Figura- 5.2 Funções de custo para o reconduzimento dos cabos da Tabela 5.1.



Fonte: Baquero (2012)

Tabela- 5.3 Sequência para os condutores da Tabela 5.1.

tipo inicial	seqüência [corrente de transição (A)]			
0	1 [129.9]	2 [166.0]	4 [300.0]	-
1	1 [150.0]	2 [162.6]	3 [170.3]	4 [300.0]
2	2 [200.0]	4 [300.0]	-	-
3	3 [250.0]	4 [300.0]	-	-
4	4 [300.0]	-	-	-

A primeira linha da Tabela 5.3 indica que para alimentadores novos (tipo 0) o tipo de cabo 1 é aquele que tem o menor custo para correntes no intervalo $[0,129.9]$ A. O tipo de cabo 2 tem o menor custo no intervalo $[129.9,166.0]$ A e acima de 166.0A o tipo de cabo 4 tem o menor custo. Esta informação pode ser obtida a partir da análise da Figura 5.1. Neste caso, para alimentadores novos, os limites de capacidade de corrente não estão afetando as correntes de transição.

A segunda linha da Tabela 5.3 representa a sequência dos melhores tipos de cabo quando é reconduzido um alimentador com cabo inicial 1. Assim para correntes no intervalo de $[0,150.0]$ A o tipo de cabo adequado é o inicial, no intervalo $[150.0,162.6]$ A o melhor tipo é o 2, no intervalo $[162.6,170.3]$ A o melhor tipo é o 3 e para correntes a partir de 170.3A para frente o melhor tipo é o 4. Pode-se observar que a corrente de transição do tipo de cabo 1 para o 2, com valor 150A, corresponde ao limite de corrente do tipo de cabo 1.

O método proposto permite selecionar o tipo de cabo para cada linha, de forma independente das outras, a partir da Tabela 5.3 e conhecida a corrente da linha resolvendo um problema de fluxo de carga inicial. Se acontecerem mudanças nos tipos de cabo após a seleção, os parâmetros elétricos das linhas devem ser atualizados e, deve-se resolver mais um problema de fluxo de carga para avaliar o estado final do sistema e selecionar de novo os condutores. Isto deve ser feito já que a variação das tensões implica uma mudança das correntes.

A aplicação do método é ilustrada com um sistema teste de 20 linhas (elaboração própria), com seus dados apresentados na Tabela 5.4. Todas as linhas do sistema devem ser construídas (indicado por tipo de cabo igual a 0). Para resolver um problema de fluxo de carga e obter as correntes iniciais é atribuído para cada linha o tipo de cabo 1, que é o de menor bitola (segundo a Tabela 5.1). A subestação do sistema é a barra 0, com tensão nominal 13.8kV. O método foi programado na linguagem de computação C++.

Na Tabela 5.5 é apresentado o resumo do estado do sistema antes e depois da seleção dos tipos de cabo. Na Tabela 5.6 é apresentado o estado inicial do sistema e o estado após a seleção dos tipos de cabo econômicos. O tipo de cabo final foi determinado segundo a corrente inicial e os dados da Tabela 5.3. Pode-se verificar da tabela que as correntes no estado final são um pouco menores que no estado inicial, já que as bitolas aumentaram para algumas linhas. A função objetivo de custos totais e as perdas diminuíram e a tensão mínima aumentou junto com os investimentos.

Tabela- 5.4 Sistema teste de 20 linhas.

linha	inicio	fim	tipo cabo ini	cabo caso b	comp. [km]	P _{fin} [kW]	Q _{fin} [kVAr]
1	0	1	0	3	0.28	147	118
2	1	2	0	2	0.42	147	103
3	2	3	0	2	0.77	294	221
4	3	4	0	2	0.98	206	154
5	4	5	0	1	0.56	294	221
6	5	6	0	1	0.63	147	118
7	6	7	0	1	0.49	294	221
8	7	8	0	1	0.84	221	162
9	8	9	0	1	0.28	279	206
10	9	10	0	1	0.98	294	221
11	10	11	0	1	0.77	44	37
12	11	12	0	1	0.56	147	110
13	12	13	0	1	0.63	132	98
14	13	14	0	0	1.05	118	88
15	14	15	0	0	0.77	147	110
16	15	16	0	0	0.49	191	143
17	16	17	0	0	0.42	74	54
18	17	18	0	0	0.56	294	176
19	18	19	0	0	0.98	147	110
20	19	20	0	0	0.21	196	132
ce	0.1\$/kWh		fperdas		0.25		
g	0		td		10%		
anos	10		vmin		0.95		

Deve ser verificado se as correntes diminuíram o suficiente possibilitando que a seleção de um tipo de cabo tenha que ser atualizada, usando um tipo de cabo de menor bitola. Pode-se observar que a tensão mínima está abaixo do limite inferior.

Tabela- 5.5 Estado final do sistema de 20 linhas após a seleção dos tipos de cabo.

SP20	inicial	final
perdas [kW]	192.0	134.7
custo fixo [R\$]	380100	427700
custo total [R\$]	638435	608914
tensão mínima [pu]	0.9277	0.9394

Tabela- 5.6 Seleção dos tipos de cabo para o sistema de 20 linhas.

linha	I inicial [A]	cabo inicial	cabo final	I final [A]
1	207.7	1	4	205.6
2	199.8	1	4	197.7
3	192.3	1	4	190.1
4	176.6	1	4	174.6
5	165.6	1	2	163.6
6	149.7	1	2	147.9
7	141.5	1	2	139.8
8	125.5	1	1	124.0
9	113.5	1	1	112.1
10	98.3	1	1	97.1
11	82.0	1	1	81.0
12	79.5	1	1	78.5
13	71.3	1	1	70.4
14	64.0	1	1	63.2
15	57.4	1	1	56.7
16	49.2	1	1	48.6
17	38.5	1	1	38.0
18	34.3	1	1	33.9
19	18.9	1	1	18.7
20	10.7	1	1	10.5

5.3.2 Índice de sensibilidade para a seleção do tipo de cabo visando melhorar o perfil de tensão.

Para um sistema de distribuição com barras que apresentam tensões abaixo do nível desejado, podem-se trocar os cabos das linhas para diminuir a queda de tensão. O ganho no incremento da tensão é obtido com um aumento nos investimentos, já que as bitolas de

algumas linhas passam a ser maiores; também deve ser considerado que existe uma redução das perdas já que os cabos apresentam menor resistência.

A equação (5.6) apresenta um índice de sensibilidade para o recondutoramento, baseado no índice proposto em (ZHAO et al., 2005), que permite comparar os ramos candidatos para trocar de cabo considerando os três efeitos: ganho de tensão, aumento dos investimentos e redução das perdas.

$$IR_{k:a \rightarrow n} = \frac{CR_{kn} - CR_{ka} + 3 \cdot CP \cdot (R_n - R_a) \cdot I^2}{(|Z_a| - |Z_n|) \cdot I} \quad (5.6)$$

Para uma linha com tipo de cabo inicial k , o índice representa o quociente da variação dos custos em relação ao ganho de tensão ao mudar o cabo da linha do tipo atual a para o novo tipo n . A variação dos custos é a diferença dos custos da linha com os tipos a e n ; a variação do ganho de tensão depende da corrente e da diferença das impedâncias dos tipos atual (Z_a) e novo (Z_n).

Visando uma diminuição na queda de tensão na linha, o novo tipo n deve ter uma resistência menor e em consequência uma impedância menor que o tipo inicial. A melhor linha candidata para trocar o tipo de cabo é aquela que consegue o maior quociente de ganho de tensão em relação ao aumento dos custos, que corresponde à linha com o menor índice.

Para uma combinação de tipo inicial k , tipo atual a e novo tipo n , a equação (5.6) é rescrita na equação (5.7) em função da corrente. A derivada da função do índice com relação à corrente é sempre negativa. Assim, para linhas com igual estado (mesmo tipo inicial e mesmo tipo atual), o melhor índice corresponde à linha com maior corrente.

$$IR(I)_{k:a \rightarrow n} = \frac{a_{kan} + b_{kna} \cdot I^2}{c_{kan} \cdot I}$$

$$a_{kan} \geq 0, b_{kan} \leq 0, c_{kan} \geq 0 \quad (5.7)$$

$$IR(I)'_{k:a \rightarrow n} = -\frac{a_{kan}}{c_{kan} \cdot I^2} + \frac{b_{kan}}{c_{kan}}$$

Isto pode ser conferido analisando o comportamento do índice na Tabela 5.7 para o sistema de 20 barras segundo o estado final da seleção dos cabos na Tabela 5.6. Esse fato permite classificar as linhas segundo seu estado (tipo inicial e tipo atual) e calcular o índice somente para a linha com a maior corrente, reduzindo assim o esforço computacional.

Tabela- 5.7 Índice de sensibilidade para recondutoramento do sistema de 20 linhas.

linha	tipo a	tipo n	índice
1	4	-	-
2	4	-	-
3	4	-	-
4	4	-	-
5	2	3	0.072
6	2	3	0.174
7	2	3	0.232
8	1	2	0.034
9	1	2	0.107
10	1	2	0.213
11	1	2	0.353
12	1	2	0.379
13	1	2	0.469
14	1	2	0.565
15	1	2	0.668
16	1	2	0.829
17	1	2	1.127
18	1	2	1.286
19	1	2	2.452
20	1	2	4.418

Esclarece-se que embora a Tabela 5.7 tenha os índices para todas as linhas, dentro do processo eles são calculados somente se a linha correspondente é aquela que tem a maior corrente da sua classe.

Se após a seleção dos condutores usando os critérios econômicos e de capacidade da seção anterior, o sistema apresenta problemas de tensão com barras abaixo do limite inferior, o índice de sensibilidade (5.6) é usado para selecionar as linhas que devem ser reconduzidas para diminuir a queda de tensão e atingir a tensão mínima. Esta fase pode ser dividida nos seguintes passos:

1. Se o sistema tem barras com tensão abaixo do limite inferior ir ao passo 2, caso contrário terminar.
2. Identificar a barra com menor tensão (b_x) e classificar as linhas à montante segundo seu estado (tipo inicial e tipo atual).
3. Calcular o índice para as linhas com maior corrente de cada classe.
4. Identificar a linha com o menor índice, reconduzirá-la atualizando seus parâmetros elétricos e calcular a nova tensão na barra b_x .
5. Atualizar a classificação das linhas, identificando a linha com maior corrente das classes que foram modificadas.
6. Se a tensão na barra b_x ainda está abaixo do limite inferior voltar ao passo 3, caso contrário voltar ao passo 1.

O limite inferior para a tensão no algoritmo proposto é definido como a tensão mínima permitida modificada por um fator k (com $k > 1$) com o objetivo de permitir uma folga na queda de tensão obtida e fazer um passo adicional, onde é avaliada a possibilidade de reduzir a bitola de algumas linhas, de modo que os custos do reconduzimento diminuam e todas as barras no sistema fiquem com tensão acima do valor mínimo permitido. As linhas candidatas são aquelas que têm uma contribuição na queda de tensão menor que a folga em relação à tensão mínima permitida. A avaliação para determinar

quais linhas vão ter diminuída sua bitola é feita usando o índice de sensibilidade, não mais para aumentar a bitola, e sim para reduzi-la. O valor para o fator k , empregado no exemplo é 1.0005.

A atualização da tensão da barra b_x no passo 4 pode ser feita resolvendo um problema de fluxo de carga. Mas para diminuir o esforço computacional outra opção consiste em utilizar a equação do fluxo de carga na linha que foi repotencializada, calcular o delta de tensão nessa linha e trasladar esse valor à tensão na barra b_x . A equação (5.8) permite calcular a magnitude da tensão na barra final (V_f) de uma linha conhecida a tensão na barra inicial (V_o) da linha, a impedância da linha ($R+jX$) e seu fluxo de potência ($P+jQ$).

$$V_f^2 = V_o^2 - 2(P \cdot R + Q \cdot X) - \frac{P^2 + Q^2}{V_f^2} (R^2 + X^2) \quad (5.8)$$

A variação de tensão obtida com o recondutoramento da linha corresponde à tensão na barra final calculada segundo a equação (5.8) menos a tensão na barra final antes de começar o processo de recondutoramento. A variação de tensão é ajustada segundo um fator β , que considera a relação entre a tensão na barra inicial da linha e a tensão na barra b_x , como é mostrado na equação (5.9).

$$\Delta_i = \beta \cdot (V_f - V_{fo}) = \frac{V_o}{V_{bx}} (V_f - V_{fo}) \quad (5.9)$$

O fator β permite uma melhor aproximação da tensão na barra b_x , o que é importante porque essa tensão é o critério de parada do algoritmo.

A restrição de limite de corrente (capacidade máxima) das linhas é levada em conta na primeira fase de seleção dos condutores, mas pode acontecer que existam linhas com fluxo de corrente maior que a máxima capacidade de corrente existente nos tipos de cabo. Nesse caso a linha vai assumir o tipo t_{Imax} com a maior capacidade disponível e a função objetivo é penalizada segundo o desvio da restrição. A violação da capacidade numa linha qualquer é refletida nas linhas que estão ligadas à subestação, isto é, correntes maiores que a capacidade t_{Imax} em qualquer linha necessariamente implicam violações de corrente nas

linhas ligadas à subestação. Então para penalizar a função objetivo é suficiente avaliar as correntes das linhas ligadas à subestação e penalizar aquelas que têm corrente maior que a capacidade máxima do tipo de cabo $I_{t_{max}}$, como é mostrado na equação (5.10).

$$fo_{pen} = fo + \sum_{j \in \Omega_{S/E}} \alpha_j \cdot (I_j - I_{t_{max}})$$

$$\alpha_j : \begin{cases} 1 & se I_j > I_{t_{max}} \\ 0 & se I_j \leq I_{t_{max}} \end{cases} \quad (5.10)$$

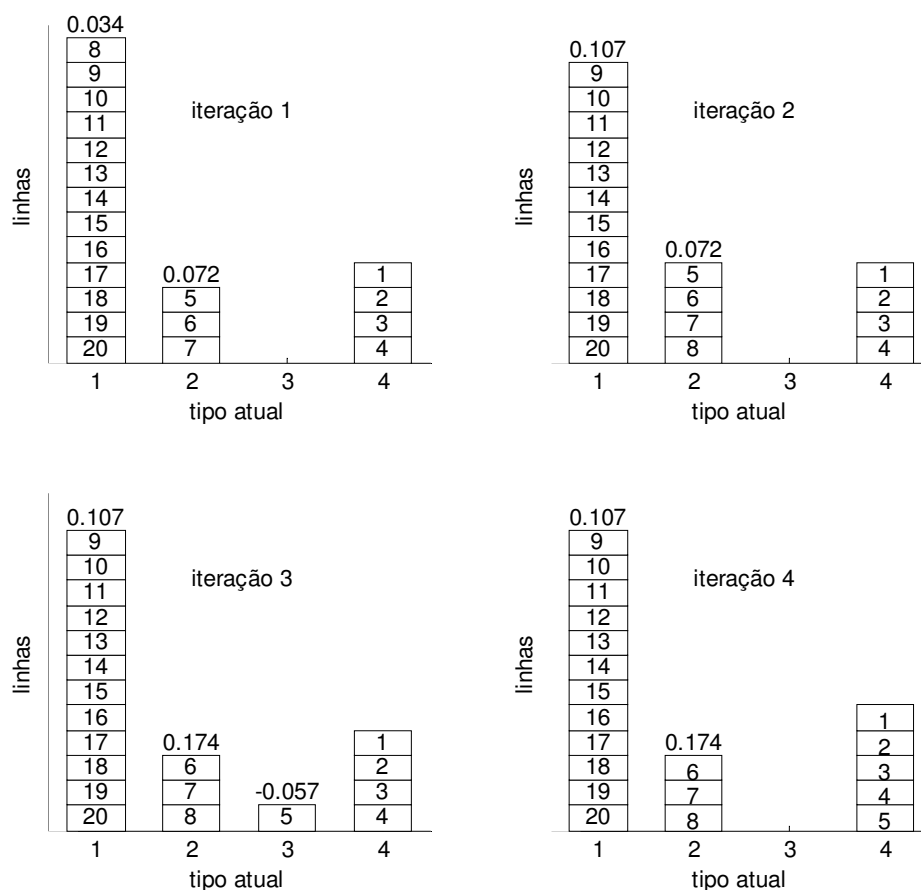
5.3.3 Aplicação do índice no sistema teste de 20 linhas.

No sistema teste de 20 linhas, após a seleção dos condutores econômicos, a barra 20 tem tensão 0.9394pu abaixo da tensão mínima (0.95pu) e, portanto, as linhas devem ser reconduzoradas.

A classificação das linhas segundo seus estados é feita usando a Tabela 5.6, obtendo que as linhas 1, 5 e 8 que correspondem aos tipos de cabo atuais 4, 2 e 1 respectivamente, são aquelas com maior corrente nos seus estados, como é mostrado na Figura 5.3. Como o tipo de cabo da linha 1 é o maior dos tipos disponíveis (tem a menor resistência) e não poderia ser reconduzorado a outro tipo, o índice para essa linha não é calculado. Na iteração 1, da Tabela 5.7 são comparados os índices para as linhas 5 (0.072) e 8 (0.034), sendo menor o índice da linha 8. Assim a linha 8 é reconduzorada do cabo atual 1 para o novo cabo 2. A linha 9 passa agora a ser a representante da classe das linha com cabo atual 1. A tensão na barra 21 é calculada ficando em 0.9402pu após o reconduzoramento.

Na Figura 5.3 é mostrada a classificação das linhas para as quatro primeiras iterações do reconduzoramento usando o índice para diminuir a queda de tensão; deve ser levado em conta que como todas as linhas devem ser construídas então o tipo de cabo inicial é zero.

Figura- 5.3 Classificação das linhas segundo seus estados no sistema de 20 linhas.



Fonte: Baquero (2012)

Na Tabela 5.8 é mostrada a sequência de recondutoramentos feitos até atingir uma tensão acima do limite inferior ($13.8\text{kV} \cdot 0.95 \cdot 1.0005 = 13116.5\text{V}$). Na quinta coluna da Tabela 5.8 é mostrada a tensão calculada para a barra de menor tensão no sistema. Na quarta coluna é mostrada a contribuição na queda de tensão conseguida na iteração, calculada usando a equação (5.9) (observar que essa contribuição não está acumulada para cada linha). As três últimas colunas da Tabela 5.8 permitem fazer uma comparação do cálculo da tensão na barra 21 empregando três formas:

- equação (5.8), sem o fator β .
- equação (5.8), com o fator β .

c) valor obtido com um fluxo de carga.

Pode-se verificar que a equação (5.9), com o fator β aproxima muito bem a tensão na última barra e dessa forma o esforço computacional é reduzido já que não é necessário resolver problemas de fluxo de carga para atualizar a tensão em cada iteração. Sem esse fator, a tensão calculada é consideravelmente diferente do valor real e o algoritmo é obrigado a fazer mais iterações até atingir um valor calculado igual ao limite inferior.

Tabela- 5.8 Sequência de recondutoramentos no sistema de 20 linhas.

linha	tipo atual	tipo novo	ΔV_{in}	V_{21} [pu]	V_{21} [V] (a)	V_{21} [V] (b)	V_{21} [V] (c)
8	1	2	11.94	0.9402	12974.87	12975.26	12975.26
5	2	3	8.30	0.9408	12982.80	12983.55	12983.52
5	3	4	6.93	0.9413	12989.42	12990.59	12990.54
9	1	2	3.53	0.9416	12992.85	12994.11	12994.12
6	2	3	8.42	0.9422	13000.93	13002.52	13002.49
6	3	4	7.02	0.9427	13007.66	13009.64	13009.59
10	1	2	10.82	0.9435	13018.21	13020.46	13020.37
7	2	3	6.14	0.9439	13024.13	13026.59	13026.51
7	3	4	5.14	0.9443	13029.09	13031.78	13031.71
11	1	2	7.03	0.9448	13035.98	13038.81	13038.75
8	2	3	9.19	0.9455	13044.87	13048.17	13048.03
8	3	4	7.79	0.9461	13052.40	13056.08	13055.90
12	1	2	4.92	0.9464	13057.25	13061.00	13060.85
9	2	3	2.76	0.9466	13059.93	13063.77	13063.63
9	3	4	2.34	0.9468	13062.20	13066.12	13066.00
13	1	2	4.97	0.9471	13067.10	13071.09	13070.98
14	1	2	7.46	0.9477	13074.48	13078.54	13078.42
10	2	3	8.34	0.9483	13082.61	13087.02	13086.81
10	3	4	7.06	0.9488	13089.50	13094.18	13093.93
15	1	2	4.88	0.9492	13094.34	13099.06	13098.81
16	1	2	2.65	0.9493	13096.97	13101.71	13101.47
11	2	3	5.46	0.9497	13102.32	13107.21	13106.94
11	3	4	4.62	0.9501	13106.85	13111.87	13111.58
12	2	3	3.84	0.9504	13110.62	13115.73	13115.44
12	3	4	3.25	0.9506	13113.81	13119.00	13118.70

Pode-se verificar que nas 3 últimas iterações a tensão na barra 21 já tinha atingido o valor mínimo de 0.95pu, mas o limite inferior corresponde a ~ 0.9505 pu, segundo o fator de ajuste k . Assim o método permite executar um último passo de redução das bitolas tomando como linhas candidatas aquelas que têm uma contribuição menor que a folga de tensão. A linha que vai reduzir sua bitola é selecionada como aquela que tem o maior índice (tomando o tipo para fazer a troca como o imediatamente inferior). Na Tabela 5.9 são mostradas as duas iterações no passo de redução das bitolas.

Tabela- 5.9 Sequência de redução de bitolas no sistema de 20 linhas.

folga tensão: 8.0927V			folga tensão: 5.4430V		
linha	contribuição queda tensão [V]	índice	linha	contribuição queda tensão [V]	índice
8	7.79	0.1659	9	2.34	0.2491
5	6.93	-0.0573	7	5.14	0.0686
9	2.34	0.2491	11	4.62	0.5396
6	7.02	0.0236	12	3.25	0.5702
10	7.06	0.3730	13	4.97	0.4692
7	5.14	0.0686	15	4.88	0.6684
11	4.62	0.5396	reduz linha 15 do tipo 2 para 1		
12	3.25	0.5702			
13	4.97	0.4692			
14	7.46	0.5653			
15	4.88	0.6684			
16	2.65	0.8292			
reduz linha 16 do tipo 2 para 1					

A linha que vai ter reduzida a bitola é aquela que apresenta o maior valor do índice de sensibilidade. Observar que na Tabela 5.9 o índice somente é calculado na primeira iteração, já que o valor fica constante.

Por meio de uma busca exaustiva foi confirmado que o conjunto de tipos de cabo encontrado com o método proposto corresponde à solução ótima do problema para o sistema de 20 linhas. Nas Tabelas 5.10 e 5.11 é apresentado o estado final do sistema após a

primeira fase de seleção econômica dos cabos e a segunda fase de recondutoramento para atingir a tensão mínima em todas as barras.

Tabela- 5.10 Estado final para o sistema de 20 linhas após a segunda fase de recondutoramento.

SP20	inicial	primeira fase	segunda fase
perdas [kW]	192.0	134.7	102.3
custo fixo [R\$]	380100	427700	509460
custo total [R\$]	638435	608914	647146
tensão mínima [pu]	0.9277	0.9394	0.9501

Tabela- 5.11 Tipos de cabo finais para o sistema de 20 linhas.

linha	cabo inicial	cabo 1ª fase	cabo 2ª fase	linha	cabo inicial	cabo 1ª fase	cabo 2ª fase
1	1	4	4	11	1	1	4
2	1	4	4	12	1	1	2
3	1	4	4	13	1	1	2
4	1	4	4	14	1	1	1
5	1	2	4	15	1	1	1
6	1	2	4	16	1	1	1
7	1	2	4	17	1	1	1
8	1	1	4	18	1	1	1
9	1	1	4	19	1	1	1
10	1	1	4	20	1	1	1

5.4 Fluxo de carga modificado para a seleção de condutores e o recondutoramento em sistemas de distribuição.

Nesta seção é proposto um fluxo de carga modificado, em que os parâmetros elétricos das linhas são ajustados dinamicamente segundo os critérios de seleção dos tipos de cabo desenvolvidos neste capítulo.

O método proposto para selecionar os condutores e o recondutoramento de alimentadores em sistemas de distribuição compreende duas fases: na primeira os tipos de cabo são selecionados segundo critérios econômicos e de capacidade de corrente, e na

segunda fase são solucionados problemas de tensão abaixo do valor mínimo, reconduzindo linhas do sistema usando o índice de sensibilidade para o reconduzimento.

Para fazer a primeira fase é necessário conhecer os fluxos de corrente nas linhas, o que normalmente é conseguido resolvendo um problema de fluxo de carga. A avaliação do estado do sistema ao final da primeira fase precisa também da resolução de um problema de fluxo de carga.

Na segunda fase, a tensão mínima do sistema pode ser conhecida usando a equação (5.8), incluindo o fator β , sem precisar resolver problemas de fluxo de carga adicionais. O estado final do sistema após a segunda fase precisa da resolução de mais um problema de fluxo de carga para conhecer as perdas e as tensões.

Em resumo, o método precisa da resolução de dois problemas de fluxo de carga para selecionar adequadamente os tipos de cabos para as linhas, no caso em que o sistema não apresente problemas de tensão e em caso contrário precisa da resolução de três problemas de fluxo de carga.

O algoritmo de fluxo de carga utilizado é a varredura de potências *backward/forward*, que compreende os seguintes passos:

1. Inicializar as tensões.
2. Fazer a varredura de potências no sentido *backward*, incluindo as perdas das linhas.
3. Calcular as tensões das barras no sentido *forward* desde a subestação.
4. Calcular as perdas. Enquanto não é satisfeito o critério de convergência (delta de perdas ou delta de tensões) ir ao passo 2, caso contrário sair.

A sequência de passos efetuados pelo método proposto é a seguinte:

1. Executar a resolução de um problema de fluxo de carga para avaliar as correntes nas linhas.

2. Fase I: seleção do tipo de cabo para cada linha em função de sua corrente (implica ajuste nos parâmetros elétricos das linhas).
3. Executar a resolução de um problema de fluxo de carga para avaliar o estado do sistema após a fase I.
4. Se existem problemas de tensão, usar o índice de sensibilidade para aumentar as bitolas das linhas até conseguir a factibilidade da tensão (implica ajuste nos parâmetros elétricos dos linhas).
5. Executar a resolução de um problema de fluxo de carga para avaliar o estado final do sistema.

O algoritmo que resolve um problema de fluxo de carga é modificado para executar o método proposto em determinadas iterações, segundo os critérios de convergência (a) e (b) que regulam a execução das fases I e II respectivamente.

1. Inicializar as tensões.
2. Fazer a varredura de potências no sentido *backward*, incluindo as perdas das linhas.
3. Calcular as tensões das barras no sentido *forward* desde a subestação.
4. Enquanto não é satisfeito o do critério de convergência (a) ir ao passo 2, caso contrário ir ao passo 5.
5. Fazer a fase I de seleção dos condutores.
6. Fazer a varredura de potências no sentido *backward*, incluindo as perdas das linhas.
7. Calcular as tensões das barras no sentido *forward* desde a subestação.
8. Enquanto não é satisfeito o do critério de convergência (b) ir ao passo 6, caso contrário ir ao passo 9.
9. Se o sistema apresenta problemas de tensão fazer a fase II de recondutoramento, caso contrário ir ao passo 10.
10. Fazer a varredura de potências no sentido *backward*, incluindo as perdas das linhas.

11. Calcular as tensões das barras no sentido *forward* desde a subestação.
12. Enquanto não é satisfeito o critério de convergência do fluxo de carga ir ao passo 10, caso contrário sair.

Os critérios de convergência (a) e (b) podem ser valores especificados para o delta de perdas ou o delta de tensão na resolução do problema de fluxo de carga, ou também um determinado número de iterações concluídas. Os parâmetros elétricos das linhas são modificados nas duas fases do método proposto, assim o fluxo de carga tem os parâmetros das linhas selecionados dinamicamente, segundo as características do sistema para otimizar os custos e conseguir a factibilidade nas capacidade de corrente e na tensão mínima.

5.4.1 Exemplo de aplicação do fluxo de carga modificado.

5.4.1.1 Sistema de 20 linhas.

O fluxo de carga modificado foi utilizado para selecionar os condutores ótimos para o sistema de 20 linhas.

Na Tabela 5.12 é apresentada uma comparação da aplicação da fase I do método proposto usando o fluxo de carga modificado. Para fins da comparação são incluídos os estados inicial e final do sistema antes e depois da execução da fase I, calculado usando a solução do problema de fluxo de carga até sua completa convergência. Os tipos de cabo das linhas, assim como as correntes são diferentes nos dois estados. São apresentadas as aplicações da fase I usando uma determinada iteração no fluxo de carga como critério (a); é mostrada a aplicação da fase I na primeira e na segunda iteração, sendo que os valores das correntes apresentados são aqueles disponíveis na iteração mencionada. Também são apresentadas as porcentagens de erro (erro_1 e erro_2), em relação ao estado inicial e o estado final respectivamente. Esclarece-se que na resolução dos problemas de fluxo de carga as tensões foram inicializadas em 1pu.

Pode-se concluir que executando a fase I na primeira iteração, apresenta-se um erro relativamente grande nas aproximações das correntes, e esse erro cresce enquanto as linhas

ficam mais afastadas da subestação e a tensão diminui (lembrando que na barra final a tensão é 0.9277pu no estado inicial). Um erro grande aumenta a possibilidade de fazer uma seleção errada do tipo de cabo ótimo nesta fase. O erro₁ fica limitado a ~5% segundo a corrente de transição para o primeiro tipo (~130A). O erro₂ fica ao redor de 6% nessa primeira iteração, sendo necessárias 4 iterações no total para garantir convergência do problema de fluxo de carga, em vez das 3 iterações que seriam necessárias no caso normal em que os condutores não permanecem constantes.

Quando a fase I é executada na segunda iteração do problema de fluxo de carga, o erro₁ nas aproximações das correntes é bem menor, embora o erro₂ fique ao redor do 1% o que ainda poderia levar a uma seleção errada do tipo de cabo. O número de iterações totais do fluxo neste caso é 4. A execução da fase I em iterações posteriores do fluxo não acrescenta melhoras nas aproximações.

Pode-se verificar que ambas, a execução da fase I na primeira ou na segunda iteração, conseguem determinar o conjunto ótimo de tipos de cabo nesta fase.

Na Tabela 5.13 é apresentada a tensão mínima no sistema antes da execução da fase II do método proposto e o número de iterações totais necessárias para garantir a convergência do fluxo, quando a fase II é executada ao final da segunda ou da terceira iteração. Pode-se concluir que a fase II pode ser executada ao final da segunda iteração, já que nesse momento a tensão mínima do sistema, necessária para a execução do método heurístico, está suficientemente bem estimada. Além disso, os resultados na fase II não dependem da iteração em que foi executada a fase I (sempre que a fase II for executada após a fase I, podendo ser na mesma iteração).

Tabela- 5.12 Comparação da aplicação da fase I no fluxo de carga modificado.

SP20	estado inicial		estado após fase I		fase I na iteração 1			fase I na iteração 2		
	linha	tipo ini	I antes fase I [A]	tipo final	I após fase I [A]	I usada [A]	erro ₁ [%]	erro ₂ [%]	I usada [A]	erro ₁ [%]
1	1	207.74	4	205.57	206.44	0.63	-0.43	207.74	0.00	-1.06
2	1	199.84	4	197.67	197.65	1.10	0.01	199.83	0.00	-1.09
3	1	192.27	4	190.12	188.61	1.90	0.79	192.26	0.01	-1.12
4	1	176.63	4	174.57	171.62	2.84	1.69	176.62	0.01	-1.17
5	1	165.59	2	163.63	160.06	3.34	2.18	165.57	0.01	-1.18
6	1	149.71	2	147.91	143.95	3.85	2.68	149.69	0.01	-1.20
7	1	141.53	2	139.83	135.57	4.21	3.05	141.52	0.01	-1.21
8	1	125.51	1	123.99	119.52	4.77	3.61	125.49	0.01	-1.21
9	1	113.49	1	112.11	107.87	4.95	3.78	113.48	0.01	-1.22
10	1	98.26	1	97.06	92.89	5.46	4.29	98.24	0.01	-1.22
11	1	82.01	1	81.00	77.25	5.80	4.63	82.00	0.02	-1.23
12	1	79.47	1	78.49	74.68	6.03	4.86	79.46	0.02	-1.23
13	1	71.31	1	70.43	66.85	6.26	5.09	71.30	0.02	-1.23
14	1	63.98	1	63.19	59.76	6.60	5.43	63.97	0.02	-1.23
15	1	57.40	1	56.69	53.49	6.82	5.65	57.39	0.02	-1.23
16	1	49.17	1	48.56	45.75	6.94	5.78	49.16	0.02	-1.24
17	1	38.46	1	37.98	35.75	7.02	5.86	38.45	0.02	-1.24
18	1	34.34	1	33.91	31.89	7.12	5.96	34.33	0.02	-1.24
19	1	18.93	1	18.69	17.56	7.22	6.05	18.93	0.02	-1.24
20	1	10.66	1	10.52	9.89	7.23	6.06	10.65	0.02	-1.24

Tabela- 5.13 Comparação da aplicação da fase II no fluxo de carga modificado.

SP20	tensão mínima [pu]	# iterações totais do fluxo
estado inicial	0.93937	3
execução da fase II		
iteração 2	0.93927	4
iteração 3	0.93937	5

5.4.1.2 Sistema de 200 linhas.

O fluxo de carga modificado para selecionar os condutores ótimos foi testado num sistema de 200 linhas, com tensão nominal de 11.5kV e limite de tensão 0.95pu, baseado no sistema encontrado no trabalho de Bernal-Agustín (1998). Foram usados os tipos de condutores da Tabela 5.1. O fluxo de carga precisou de 4 iterações para calcular o estado inicial do sistema, o mesmo número de iterações que o fluxo de carga modificado precisou para a aplicação do método heurístico. A fase I foi aplicada na segunda iteração e a fase II foi aplicada na terceira iteração.

Para fins de comparação do resultado obtido com o método heurístico proposto, foi desenvolvido o modelo matemático do problema na linguagem *AMPL* (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) e o problema não linear binário misto foi resolvido com o software *KNITRO* (*Nonlinear Interior point Trust Region Optimization*). O custo total da configuração encontrada com o método heurístico foi 0.02% maior que aquela obtida com o *AMPL-KNITRO*, demonstrando assim a eficiência do método.

Tabela- 5.14 Resultados da seleção dos condutores para o sistema de 200 linhas.

SP200	método proposto	AMPL-KNITRO
perdas [kW]	520.9	524.02
custo fixo [R\$]	1683043	1677330
custo total [R\$]	2550679	2550211
tensão mínima [pu]	0.950029	0.950019

5.4.2 Exemplo de aplicação do método proposto para um sistema geral.

O método proposto permite uma abordagem geral do problema da seleção de tipos de cabos para linhas novas e o recondutoramento de linhas existentes. O sistema de 20 linhas, usando os dados da coluna 4 (cabo caso b) da Tabela 5.4, apresenta linhas propostas para construir e existentes para recondutorar. A tabela da sequência dos melhores tipos de cabo (Tabela 5.3) e o índice de sensibilidade (5.6) são aplicados da mesma forma nos dois casos.

Nas Tabelas 5.15 e 5.16 são apresentados os resultados do método proposto aplicado ao sistema de 20 linhas com os cabos iniciais no caso b. Esclarece-se que os resultados na Tabela 5.15 para o sistema inicial foram obtidos atribuindo para as linhas novas (com tipo de cabo inicial) o tipo de cabo 1. O número de iterações é igual ao apresentado na Tabela 5.13. Por meio de uma busca exaustiva foi confirmado que o conjunto de tipos de cabo encontrado com o método proposto corresponde à solução ótima do problema.

Analisando os resultados verifica-se que os tipos de cabo na configuração ótima não seguem um decrescimento monótono a partir da subestação; como exemplo tem-se a linha 14 que tem um cabo de bitola maior que a linha 13 que está logo à sua montante. Isto acontece porque a linha 14 é uma linha nova e a linha 13 é uma já existente. Assim, na segunda fase do método o ganho relativo indicado pelo índice de sensibilidade é maior para a linha 14 comparado com o índice da linha 13. Na primeira fase, a linha 5 é reconduzida para o tipo de cabo 3 e a linha 4 à montante ficou com o tipo de cabo 2, em virtude dos tipos de cabo iniciais e a aplicação da Tabela 5.3 na seleção dos tipos de cabo.

Tabela- 5.15 Estado final do sistema de 20 linhas com os cabos iniciais no caso b.

SP20	inicial	fase I	fase II
perdas [kW]	169.1	162.7	104.1
custo fixo [R\$]	134400	152300	404040
custo total [R\$]	361929	371289	544072
tensão mínima [pu]	0.9320	0.9334	0.9500

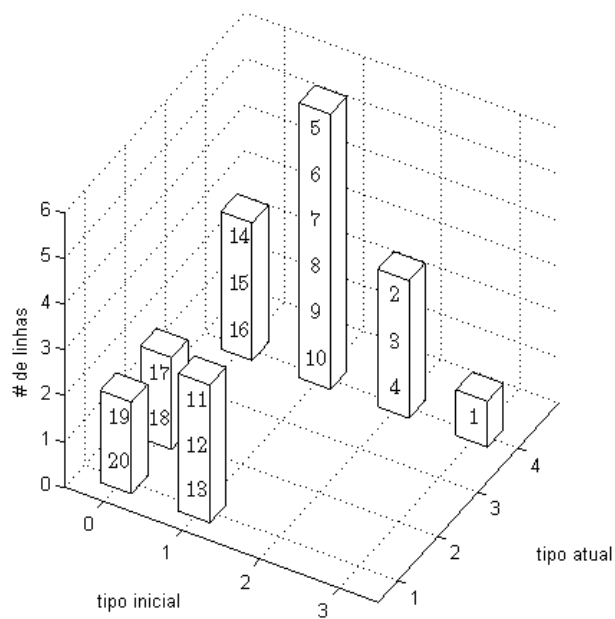
Tabela- 5.16 Resultados do sistema de 20 linhas com os cabos iniciais no caso b.

linha	tipos de cabo iniciais	tipos de cabo fase I	tipos de cabo fase II
1	3	3	4
2	2	2	4
3	2	2	4
4	2	2	4
5	1	3	4
6	1	1	4
7	1	1	4
8	1	1	4

linha	tipos de cabo iniciais	tipos de cabo fase I	tipos de cabo fase II
9	1	1	4
10	1	1	4
11	1	1	1
12	1	1	1
13	1	1	1
14	0	1	4
15	0	1	4
16	0	1	4
17	0	1	2
18	0	1	2
19	0	1	1
20	0	1	1

Na Figura 5.4 é mostrada a classificação das linhas para o resultado final do sistema de 20 linhas no caso b, ilustrando a característica tridimensional da classificação.

Figura- 5.4 Classificação final das linhas segundo seus estados para o caso b.



Fonte: Baquero (2012)

5.5 Conclusões.

O método proposto é muito eficiente para resolver o problema da seleção dos tipos de cabos e o recondutoramento em sistemas de distribuição. Nos exemplos apresentados o método forneceu a configuração ótima (ou muito perto da ótima) dos tipos de cabos, levando em conta os critérios econômicos e as restrições de capacidade e limite de tensão.

A estratégia de divisão do problema em duas fases simplifica a sua solução, permitindo o uso de um fluxo de carga modificado que seleciona dinamicamente os parâmetros elétricos das linhas para encontrar a configuração adequada de tipos de cabo.

Os critérios desenvolvidos para a seleção dos tipos de cabo (tabela de sequência dos melhores tipos de cabo e o índice de sensibilidade visando eliminar os problemas de tensão) são aplicados com um baixo esforço computacional.

As tabelas que indicam o melhor tipo de condutor para uma linha dependendo da sua corrente permitem uma seleção rápida. A classificação das linhas segundo seus estados diminui o número de cálculos que tem que ser feitos com o índice de sensibilidade.

O método pode ser utilizado para otimizar o sistema de distribuição em conjunto com outras alternativas. Assim, por exemplo, pode ser feita a reconfiguração do sistema e a seleção de condutores simultaneamente, onde em cada passo da solução do problema de reconfiguração o método proposto é utilizado para resolver o subproblema da configuração ótima de condutores, dependente da reconfiguração. As alternativas de alocação de capacitores, alocação de reguladores, e em geral o planejamento do sistema de distribuição, podem empregar o método proposto para resolver o subproblema da seleção ótima dos condutores e assim reduzir o espaço de busca e o esforço computacional.

No seguinte capítulo é apresentada a estratégia de decomposição para a solução do problema de planejamento de sistema de distribuição, que permite sua divisão nos subproblemas de seleção das subestações e na otimização dos circuitos.

Capítulo 6

Estratégia de decomposição do problema do planejamento de sistemas de distribuição

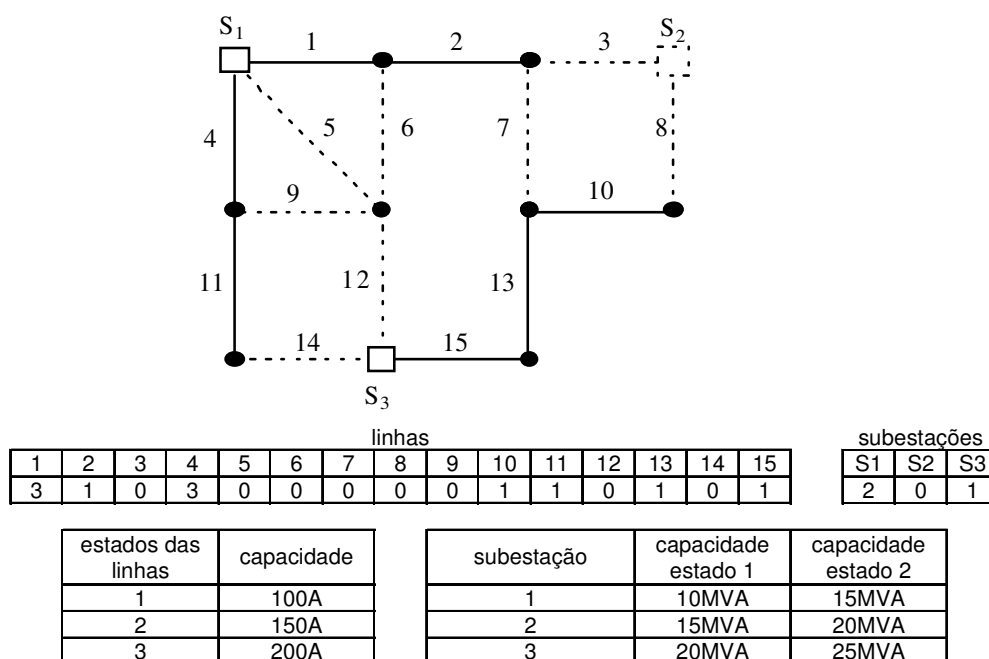
O problema do planejamento de sistemas de distribuição, na sua formulação básica, determina a execução de várias alternativas: a localização e dimensionamento de subestações novas, a repotenciação ou reforço de subestações existentes, a construção e dimensionamento de novos alimentadores, o recondutoramento de alimentadores existentes e a modificação da topologia do sistema (reconfiguração). A formulação de propostas no planejamento deve visar a minimização dos custos dos investimentos e os custos das perdas de energia ao longo do horizonte de planejamento, atendendo às restrições de tensão, capacidade das subestações e linhas e a operação radial.

Uma forma de representar uma configuração do sistema é usando dois pares de vetores: um para as subestações e outro para as linhas. A variável de estado usada nesses vetores indica se a subestação ou a linha estão ativas (valor diferente de zero). No caso das subestações, o estado corresponde a uma capacidade de potência. Para as linhas o estado é interpretado como um tipo de cabo.

Na Figura 6.1 é apresentado um exemplo de codificação para o problema *PSD*. No exemplo a subestação 1 com estado 2 tem uma capacidade de 15MVA e a subestação 2 não está ativa (estado 0). As linhas 1 e 4 com estado 3 tem capacidade de 200A e as linhas 3 e 5 não estão ativas.

Esses vetores podem ser associados a problemas específicos dentro do problema *PSD*. O estado (ativo ou não) das linhas é associado ao problema de reconfiguração. A seleção dos tipos de cabos das linhas está relacionada com o problema de seleção de condutores e o recondutoramento.

Figura- 6.1 Codificação para o problema *PSD* básico.



Fonte: Baquero (2012)

Define-se o problema de Seleção Ótima das Subestações (*SOSE*) como aquele que consiste em determinar a combinação ótima de subestações, segundo os mesmos objetivos do *PSD*, determinando sua localização e capacidade.

Para os problemas *SOSE*, reconfiguração e recondutoramento, existem algoritmos baseados em técnicas heurísticas, de programação não linear inteira mista ou metaheurísticas que conseguem resolvê-los eficientemente.

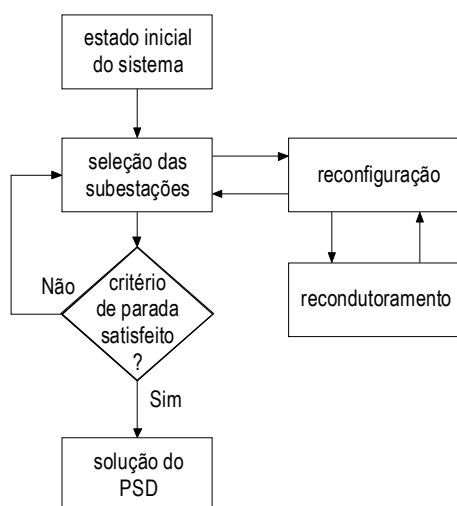
Conhecida uma configuração para o problema *SOSE*, fornecida por meio de algum método, a solução do *PSD* dependente dessa configuração corresponde à seleção ótima das linhas. Essa seleção ótima das linhas compreende a determinação do conjunto de linhas

ativas (formando uma topologia radial) e a determinação dos seus tipos de cabo ótimos (o que define os parâmetros elétricos e em consequência as perdas, queda de tensão e capacidade). Assim, a solução do problema dependente das subestações pode ser encontrada com um método que resolva de forma integrada os problemas de reconfiguração e recondutoramento.

A decomposição proposta consiste em dividir o problema *PSD* no problema mestre da seleção ótima das subestações e nos problemas escravos de reconfiguração e recondutoramento.

Esclarece-se que a decomposição proposta não é simplesmente resolver o problema *SOSE* e a partir da solução encontrada resolver o problema de reconfiguração e após isso o recondutoramento. Para cada combinação avaliada pelo problema mestre é determinada sua solução ótima de reconfiguração e recondutoramento. Então, com um método adequado para a solução do problema *SOSE*, chega-se à solução ótima do problema *PSD*.

Figura- 6.2 Diagrama da decomposição do problema *PSD*.

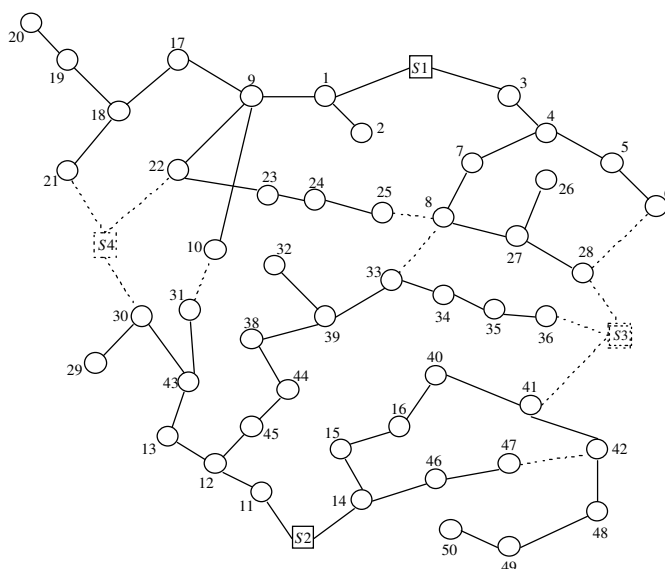


Fonte: Baquero (2012)

A justificativa da estratégia de decomposição é que uma combinação de subestações determina a solução de reconfiguração e recondutoramento, isto é, os dois subproblemas são dependentes da combinação. Nas figuras 6.3 e 6.4 são mostradas duas soluções para o

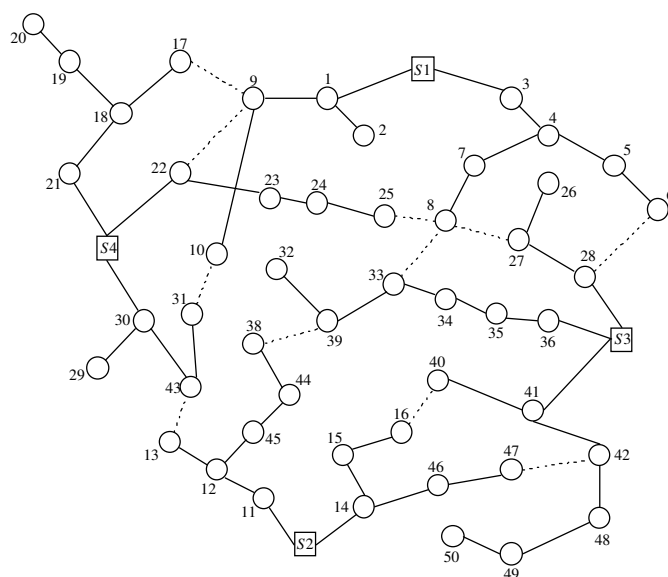
sistema de 54 barras de Miranda et al. (1994) para os casos de duas e quatro subestações ativas; podem ser vistas as diferenças topológicas nos dois casos.

Figura- 6.3 Configuração para o sistema de Miranda com duas subestações.



Fonte: Baquero (2012)

Figura- 6.4 Configuração para o sistema de Miranda com quatro subestações.



Fonte: Baquero (2012)

Além disso, o número de subestações reduzido em comparação com o número de linhas e o seu custo elevado faz com que uma proposta no problema *PSD* dependa bastante da combinação das subestações, determinando a distribuição dos fluxos e quedas de tensão máximas.

6.1 Solução integrada dos problemas de reconfiguração e recondutoramento.

Para resolver o subproblema de reconfiguração e recondutoramento (*R&R*) a partir de uma combinação de subestações fornecida pelo algoritmo mestre, vão ser utilizados os métodos apresentados em capítulos anteriores para esses problemas, agindo de forma conjunta.

A ideia básica consiste em encontrar a melhor reconfiguração para o sistema, explorando o espaço de busca eficientemente (no método proposto é usada a técnica de otimização Busca Tabu) e para cada configuração avaliada determina-se a solução ótima do problema de condutores. Isto é, o problema dos condutores é considerado como dependente da proposta de reconfiguração.

A função objetivo e o índice de sensibilidade do problema de reconfiguração são modificados para levar em conta o efeito da seleção dos condutores. Assim são considerados os componentes de custos dos investimentos e as perdas nas linhas, além dos custos associados às penalizações (*pen*).

$$fo = \sum_{a \in \Omega_T} \sum_{j \in R} \left(CR_a + 3 \cdot C_{LOSS} \cdot R_{ja} \cdot I_{ja}^2 \right) \cdot y_{ja} + pen \quad (6.1)$$

$$\Delta fo_{t-k} = C_{LOSS} \cdot \Delta p_{t-k} + \Delta CR_{t-k} + \Delta pen_{t-k} \quad (6.2)$$

O índice apresentado na equação (6.2) representa a variação da função objetivo do problema *R&R*, quando é feita a troca de linhas *t-k* (*t* sai e *k* entra). Nesse índice o primeiro

termo corresponde à aproximação da variação dos custos das perdas e o segundo termo à variação dos custos dos investimentos.

A aproximação da variação dos custos das perdas é calculada com o índice (4.5) desenvolvido para o problema de reconfiguração, ponderado com o fator C_{LOSS} , que relaciona as perdas com os custos de energia, como aparece em (5.2). O fator C_{LOSS} deve ser calculado segundo o horizonte de planejamento considerado, e depende do tipo de planejamento: estático ou multiestágio.

A variação dos custos dos investimentos considera a diferença de custos entre as linhas t e k e as possíveis mudanças de tipo de cabo no anel formado pela linha k . As possíveis mudanças de tipo de cabo são determinadas pela variação da corrente nas linhas do anel formado, o que faz com que a seleção dos tipos de condutores para essas linhas tenha que ser atualizada segundo os critérios desenvolvidos no método para resolver o problema do recondutoramento.

O índice de sensibilidade guia a busca para o problema $R\&R$, segundo o mesmo método utilizado para o problema de reconfiguração básico. Em cada iteração, após a avaliação das possíveis trocas de linha para o problema de reconfiguração, é executada a melhor troca e seguidamente aplica-se o fluxo de carga modificado para selecionar os condutores ótimos e avaliar a função objetivo.

6.2 Algoritmo mestre para a seleção das subestações.

A solução do problema da seleção das subestações deve ser feita com um algoritmo eficiente, que leve em conta a natureza combinatória do problema, refletida na dimensão do espaço de busca, e que permita identificar configurações de elite entre as quais possa estar a solução ótima. O número total de combinações diferentes de subestações depende do número de subestações consideradas (nse), do número de estados que essas subestações possam tomar (tse) e do número de estágios de planejamento (pp). Sendo que o número total de subestações considera as subestações existentes e as novas subestações propostas.

O estado de uma subestação é interpretado aqui como sua capacidade de potência. Supondo que podem ser construídos tse tipos de subestações, cada subestação pode ter $tse+1$ possibilidades, associados aos tse tipos e a possibilidade de não estar ativa. Então o número total de combinações, considerando pp períodos de planejamento, pode ser calculado com a fórmula:

$$ntotal = (tse + 1)^{nse \cdot pp} \quad (6.3)$$

Na literatura especializada no problema *PSD* o número de estágios considerados é usualmente 3 e os possíveis estados para as subestações são 2, (BERNAL-AGUSTÍN, 1998; MIRANDA et al., 1994).

A combinação de subestações k -ésima pode ser gerada usando a fórmula (6.4), onde a variável i representa a i -ésima posição do vetor de estado, com dimensão $pp \cdot nse$ (número de estágios de planejamento multiplicado pelo número de subestações). Gerar a combinação a partir do seu número é útil no caso em que um processo principal distribua tarefas para processos auxiliares identificando-as dentro de um intervalo $[ko, kf]$.

$$S_i = tse - \text{mod} \left\{ \frac{k}{(tse + 1)^{nse \cdot pp}}, tse + 1 \right\} \quad (6.4)$$

Como exemplos são geradas algumas combinações identificadas com seu número e são mostradas na Tabela 6.1. Empregou-se um número de subestações existentes ($nseo$) igual a 2, um número de subestações propostas ($nсен$) igual a 2, um número de tipos de subestações tse igual a 2 e um número de estágios de planejamento pp igual a 3. Assim o vetor de estado da combinação tem 12 posições. Supõe-se que as subestações existentes (1 e 2) tem estado inicial igual a 1, correspondente à menor capacidade dentre os tipos de subestações. Também é suposto que os tipos de subestações estão ordenados crescentemente segundo sua capacidade (Tabela 6.1).

A primeira combinação ($k=173838$) não é factível porque a subestação 1 no estágio 2 tem um estado menor que no estágio 1 e também porque a subestação inicial 2 no estágio 1 não está ativa. As posições com zero no vetor indicam que a subestação correspondente não está ativa.

A maioria das configurações geradas dessa forma não são consideradas factíveis segundo o critério que a capacidade de uma subestação num estágio não pode ser menor que no estágio inicial (critério de uniformidade); o critério anterior também aplica para o estado inicial das subestações existentes. Na Tabela 6.2 são mostradas diferentes combinações identificadas com seu número k .

Tabela- 6.1. Exemplos de estados possíveis para as subestações.

subestações existentes	estados possíveis (capacidade)	
1	1 (10MVA)	2 (15MVA)
2	1 (12MVA)	2 (24MVA)
subestações novas	estados possíveis (capacidade)	
3	1 (12MVA)	2 (24MVA)
4	1 (12MVA)	2 (24MVA)

Tabela- 6.2. Combinações de subestações para diferentes casos.

S/E k	estágio 1				estágio 2				estágio 3			
	S/E ₁	S/E ₂	S/E ₃	S/E ₄	S/E ₁	S/E ₂	S/E ₃	S/E ₄	S/E ₁	S/E ₂	S/E ₃	S/E ₄
173838	2	0	0	0	1	1	1	1	2	1	1	2
289830	1	1	0	0	2	1	1	0	2	1	1	2
289831	1	1	0	0	2	1	1	0	2	1	1	1
289832	1	1	0	0	2	1	1	0	2	1	1	0
289833	1	1	0	0	2	1	1	0	2	1	0	2

O número máximo de problemas $R\&R$ que tem que ser resolvidos para cada combinação é igual ao número de estágios de planejamento, já que cada subcombinação para cada estágio envolve um problema $R\&R$. Supondo que um mesmo processo calcula a solução para um número de combinações consecutivas onde a diferença entre essas

combinações normalmente está somente no estágio final, então a solução para os primeiros estágios não muda no caso do planejamento pseudodinâmico. Assim o número de problemas *R&R* que tem que ser resolvidos é diminuído, aproximando-se somente a um problema para cada combinação (redução do número de problemas *R&R*). Na Tabela 6.2, as combinações identificadas com os números 289830 até o 289833 compartilham as mesmas soluções para os dois primeiros estágios (para o planejamento pseudodinâmico), então não precisam ser calculadas as configurações nesses estágios para todos os casos.

Na Tabela 6.3 são apresentados os números de combinações totais, factíveis e o número de problemas *R&R* que devem ser resolvidos para diferentes casos. O número de combinações factíveis é consideravelmente menor que o número total.

Tabela- 6.3. Avaliação do número de combinações para diferentes casos.

<i>nseo</i>	<i>nSEN</i>	<i>pp</i>	<i>tse: 2</i>			<i>tse: 3</i>		
			ntotal	nfactíveis	<i>R&R</i> simples	ntotal	nfactíveis	<i>R&R</i> simples
2	2	1	81	36	36	256	144	144
3	3	1	729	216	216	4096	1728	1728
2	2	3	531441	1600	1959	16.8×10^6	40000	43776
3	2	3	14.3×10^6	6400	7443	1073.7×10^6	400000	422050
2	3	3	14.3×10^6	16000	18051	1073.7×10^6	800000	836598
3	3	3	387.4×10^6	64000	70050	68719.5×10^6	8.0×10^6	8.2×10^6
6	0	3	387.4×10^6	4096	4890	68719.5×10^6	1.0×10^6	1.05×10^6
0	6	3	387.4×10^6	1.0×10^6	1.05×10^6	68719.5×10^6	64.0×10^6	65.0×10^6
2	4	3	387.4×10^6	160000	171992	68719.5×10^6	16.0×10^6	16.4×10^6
4	2	3	387.4×10^6	25600	28661	68719.5×10^6	4.0×10^6	4.1×10^6

Pode-se concluir que embora o número total de configurações cresça geometricamente com o número de subestações, as combinações factíveis correspondem a uma pequena parte, assim como o número de problemas *R&R* associados. Além disso, podem ser usados critérios para reduzir ainda mais o número de configurações que precisam ser avaliadas; esses critérios podem ser, por exemplo, que a capacidade combinada das subestações seja maior que a demanda (desconsiderando as perdas) ou que exista um limite para o investimento nas subestações, evitando que uma configuração com

todas as subestações ativas na sua máxima capacidade seja considerada, se com antecedência pode-se inferir que essa combinação vai ser superdimensionada.

Todos os resultados anteriores permitem concluir que um simples algoritmo de enumeração explícita pode avaliar todas as configurações factíveis de subestações para o problema *PSD* multiestágio pseudodinâmico.

Deve-se esclarecer que o problema resolvido corresponde a considerar o efeito dinâmico das subestações ao longo dos estágios de planejamento, mas isto não é assim com as linhas, já que o método de solução para o problema *R&R* somente considera um estágio ao mesmo tempo.

6.3 Solução do *PSD* dinâmico.

A diferença entre o planejamento pseudodinâmico e o dinâmico consiste que neste último os investimentos ao longo do horizonte de planejamento são coordenados entre os diferentes estágios. Para conseguir essa coordenação, as soluções dos problemas *R&R* devem considerar simultaneamente as opções de planejamento de todos os estágios.

Assim a estrutura de vizinhança de Busca Tabu para resolver o problema de reconfiguração deve ser expandida, levando em conta as possíveis trocas de linhas de cada estágio.

Em relação ao método de seleção de condutores e recondutoramento, deve-se determinar a combinação ótima de tipos de cabo segundo as correntes de cada estágio; essa combinação ótima é aquela que implica no menor custo de investimento e de perdas.

A seguir descrevem-se as mudanças nos métodos para resolver os problema de reconfiguração e seleção de condutores, visando sua aplicação no planejamento dinâmico de sistemas de distribuição.

6.3.1 Método de reconfiguração para o *PSD* dinâmico.

O método apresentado no capítulo 4 para resolver o problema de reconfiguração de alimentadores em sistemas de distribuição é adaptado para considerar a solução coordenada do problema sob os diferentes estágios do planejamento.

Visando a redução das combinações de subestações que são analisadas de forma dinâmica, é executada uma primeira fase em que o planejamento para cada combinação factível de subestações é resolvido pseudodinamicamente; isto é, o planejamento é resolvido sequencialmente usando o método de solução integrada do problema *R&R* apresentado em 6.1, sendo que a solução de um estágio é usada como a solução inicial do estágio seguinte. A função objetivo considerada para resolver o problema *R&R* é o custo total do planejamento do estágio correspondente. Nesta fase é aproveitada a redução do número de problemas *R&R* resolvidos (seção 6.2).

Considerando que o planejamento pseudodinâmico é computacionalmente mais rápido que o planejamento dinâmico, a primeira fase mencionada serve para identificar um conjunto reduzido de configurações de elite. Assim, somente para essas configurações de elite é resolvido o planejamento dinâmico, em uma fase de intensificação da busca.

A estrutura de vizinhança proposta no capítulo 4 considera as possíveis trocas de linhas (arcos por ramos) e é usado um índice de sensibilidade para determinar a melhor configuração. Para a solução dinâmica do problema, são consideradas as possíveis trocas de linhas nos diferentes estágios. A estratégia empregada é identificar as k melhores trocas em cada estágio usando o índice de sensibilidade (onde k é um número maior que 1, escolhido para evitar desconsiderar soluções que podem ser de boa qualidade), e para essas melhores trocas, calcula-se a função objetivo completa, o que implica processar fluxos de carga para cada estágio, que incluem a seleção dos condutores das linhas. Conhecendo a função objetivo das configurações geradas com as melhores trocas, são aplicados os critérios de seleção de Busca Tabu para efetuar a transição correspondente.

6.3.2 Seleção de condutores para o *PSD* dinâmico.

No capítulo 5 foi desenvolvido um método para a seleção dos condutores e o recondutoramento de linhas em sistemas de distribuição. O método permite selecionar o condutor a partir da corrente que passa pela linha, visando custo de investimento e operação mínimo e satisfazendo as restrições de capacidade de corrente do condutor e o limite de tensão.

No planejamento dinâmico, deve-se determinar a configuração ótima de cabos para cada linha, de forma que o custo da linha seja mínimo sob o tempo de planejamento. Por configuração dos cabos, entende-se a seleção dos cabos em cada estágio considerado do planejamento.

O crescimento da demanda faz com que as linhas sejam reconduzidas para satisfazer as restrições de capacidade de corrente e limites de tensão. Esse recondutoramento implica maiores investimentos quando é feito antes que o cabo cumpra seu tempo de vida útil. É possível que uma linha que deva ser sucessivamente reconduzida segundo o método heurístico, apresente um menor custo se o recondutoramento é feito num estágio anterior que o indicado pelo método. Isso pode acontecer porque em lugar de fazer dois investimentos sucessivos, é feito só um; dessa forma, os investimentos podem ser reduzidos, assim como as perdas.

Por exemplo, para uma linha que é reconduzida no estágio 1, do tipo 1 para o 2 e no estágio 2, do tipo 2 para o tipo 4 (seja porque as perdas seriam excessivas, porque a capacidade do condutor seria violada ou porque são violados os limites de tensão), pode ser melhor uma configuração de cabos [4,4] em lugar da proposta pelo método heurístico [2,4]. Assim, a linha seria reconduzida com o cabo do tipo 4 desde o estágio 1, evitando reconduzir a linha duas vezes e diminuindo as perdas no primeiro estágio. Pode ter a possibilidade também que devido à taxa de juros alta, seja melhor fazer um investimento menor com o cabo 2 no primeiro estágio, adiando o investimento maior com o cabo 4 no segundo estágio.

Outro motivo para antecipar os investimentos é o que acontece com o impacto econômico dos investimentos feitos nos últimos estágios. Como os custos das perdas na função objetivo são calculados em cada estágio, sob os anos do estudo considerados, esses últimos investimentos comparativamente têm menor tempo para serem amortizados frente aos investimentos realizados nos estágios iniciais. Em consequência, menores investimentos seriam feitos nos últimos estágios, levando a maiores perdas futuras. Ponderando o fato de que o sistema continua funcionando após o tempo definido no planejamento, essas maiores perdas não estariam sendo consideradas na função objetivo. Pode-se utilizar uma função objetivo estendida que inclua no último estágio parte dessas perdas presumidas. Sob a comparação dessa função objetivo estendida, pode-se determinar se é conveniente antecipar os recondutoramentos.

Para a configuração de cabos proposta pelo método heurístico, calcula-se a contribuição da linha na função objetivo. Uma segunda configuração de cabos é gerada adiantando o recondutoramento do estágio final até o primeiro estágio onde exista um outro recondutoramento. A contribuição da linha na função objetivo com a segunda configuração de cabos é calculada e comparada com a proposta original. Finalmente é escolhida a configuração com menor contribuição. Para os condutores da Tabela 5.1, com os dados do sistema da Tabela 5.4, foram feitos testes usando diferentes valores de corrente para três estágios. Na Tabela 6.4 é mostrada a contribuição no valor da função objetivo e da função objetivo estendida (entre parêntesis) para combinações de tipos de condutor de interesse, supondo que o cabo inicial da linha é do tipo 1.

Tabela- 6.4. Comparação de configurações de cabos de uma linha para três estágios.

correntes [A]	heurística simples	heurística composta	configuração opcional
[115,160,202]	[1,2,4] (61.6-78.5)	[1,4,4] (47.5-64.4)	[1,3,3] (46.7-67.3)
[100,150,200]	[1,2,4] (58.5-75.0)	[1,4,4] (44.8-61.3)	[1,3,3] (43.7-63.9)
[100,160,210]	[1,2,4] (60.2-78.5)	[1,4,4] (46.2-64.4)	[1,3,3] (45.4-67.7)
[160,198,240]	[2,2,4] (89.5-113.3)	[4,4,4] (72.7-96.5)	[3,3,3] (74.6-103.7)
[160,198,220]	[2,2,4] (88.0-108.0)	[4,4,4] (71.2-91.2)	[3,3,3] (72.7-97.2)

No primeiro exemplo, como a linha não deve ser reconduzida no estágio inicial segundo a heurística simples, então a heurística composta antecipa o reconduzimento do terceiro estágio (cabo 4) para o segundo estágio. Já no último exemplo o reconduzimento do último estágio é adiantado para o primeiro, onde a heurística simples propunha um reconduzimento do tipo 1 para o tipo 2.

Pode-se observar que nos três primeiros casos, existem outras configurações diferentes das fornecidas pelos métodos heurísticos com melhor valor da contribuição na função objetivo. Nessas configurações foram usados cabo do tipo 3 que tem menores custos de investimento que o cabo do tipo 4. Comparando as contribuições na função objetivo estendida, as configurações determinadas pelo método heurístico composto são melhores. Isto acontece porque não obstante o uso do cabo tipo 3 apresenta menores investimentos, as perdas futuras são maiores, compensando então usar o tipo 4.

Em outros casos onde a taxa de juros e os investimentos dos cabos sejam maiores, pode ser mais conveniente não antecipar os reconduzimentos. De igual forma o método heurístico composto para a seleção dos condutores permite identificar a melhor opção.

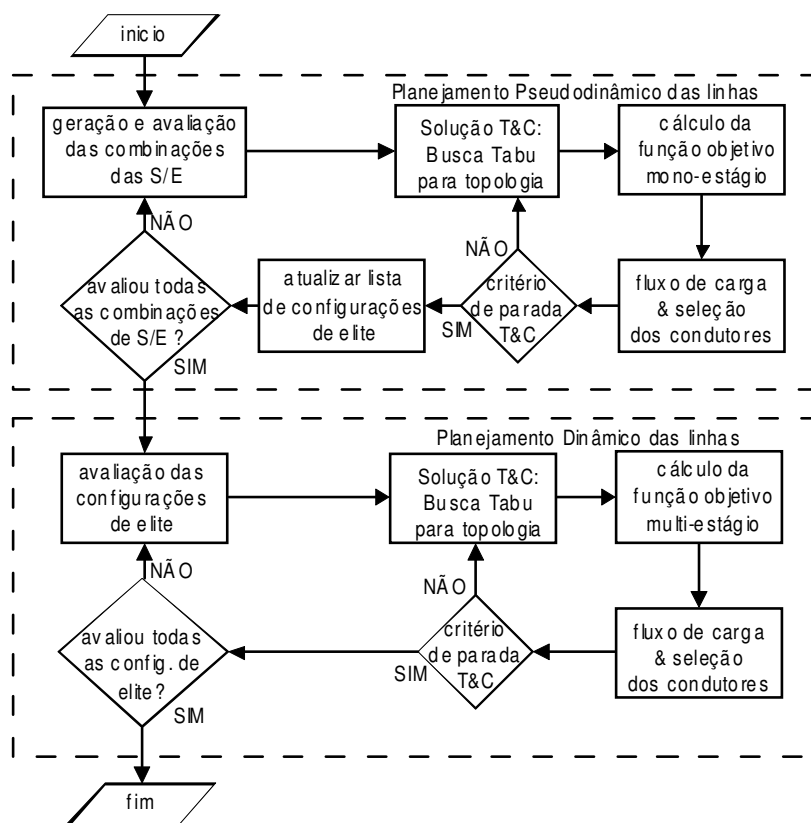
6.3.3 Método proposto para a solução do *PSD* dinâmico.

O método proposto para a solução do problema *PSD* dinâmico consiste na decomposição do problema no problema *SOSE* e os subproblemas *R&R*. Numa primeira fase é identificado um conjunto de configurações de elite, resolvendo sequencialmente o problema de planejamento (planejamento pseudodinâmico das linhas). Para as configurações de elite encontradas é feita uma fase de intensificação, onde a solução dos problemas *R&R* é coordenada entre os estágios (planejamento dinâmico das linhas).

As configurações das subestações avaliadas nas duas fases consideram simultaneamente todos os estágios, isto é, o vetor que representa os estados das subestações contém o estado para todos os estágios como foi discutido na seção 6.2.

Na Figura 6.5 é apresentado o diagrama de fluxo do método proposto para resolver o problema PSD dinâmico.

Figura- 6.5 Diagrama do método proposto.



Fonte: Baquero (2012)

6.4 Aplicação da computação paralela na solução do PSD.

Até pouco tempo, o incremento no poder de cálculo dos processadores estava muito relacionado com o aumento da frequência de funcionamento. Atualmente essa frequência encontra-se limitada e o aumento da capacidade de processamento está baseado na melhora da arquitetura, principalmente no número de núcleos encapsulados num processador. Portanto, torna-se necessário o desenvolvimento de programas computacionais que

explorem a condição mencionada, projetando os algoritmos para conseguir melhorar o desempenho computacional fazendo uso das técnicas de programação paralela.

A computação paralela pode ser classificada segundo a arquitetura empregada assim:

- Memória compartilhada (*shared memory*): cada processador tem acesso completo a toda a memória. É flexível e simples de programar, mas não é escalável e apresenta problemas de sincronização.
- Memória distribuída (*distributed memory*): cada processador tem um espaço de memória próprio que não pode ser acessado por outros. É escalável, isto é, não são necessárias grandes mudanças quando o sistema aumenta sua dimensão, mas requer a troca explícita de mensagens, tornando a programação mais elaborada.

Para trabalhar com a arquitetura de memória distribuída é usado o padrão *Message Passing Interface (MPI)* para a comunicação de dados entre os distintos processadores. Já no caso da memória compartilhada é usado o paradigma *multithread*, em que o programa é dividido em subprogramas que executam tarefas simultaneamente; para sua programação são usadas bibliotecas como *Pthreads* ou diretivas de compilação como o padrão *OpenMP* (QUINN, 2004).

Com a aparição dos processadores multinúcleos, que juntam dois ou mais processadores num microchip, podem ser formados facilmente clusters de computadores constituindo a arquitetura de memória compartilhada distribuída (*distributed shared memory*), aplicando uma combinação de programação *MPI* com *OpenMP* para o desenvolvimento dos programas.

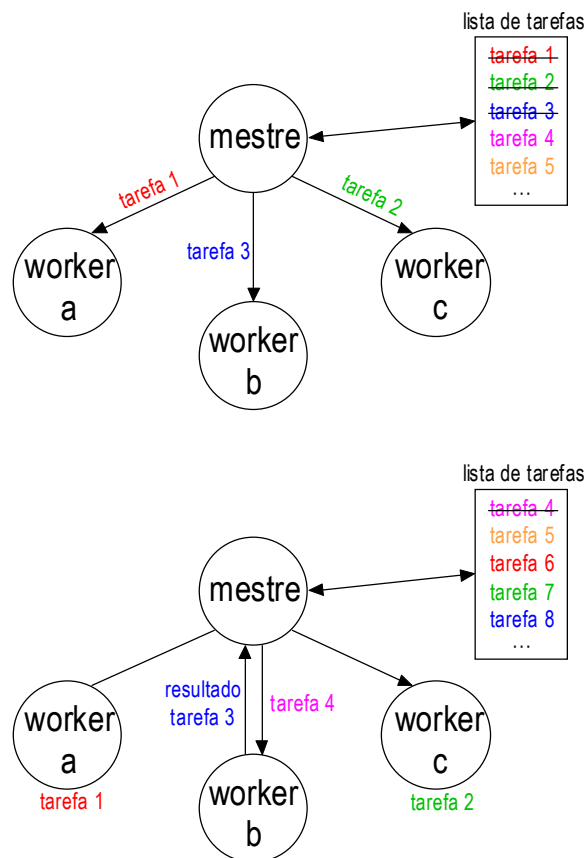
Com a estratégia de decomposição do problema *PSD* proposta neste capítulo, pode-se desenvolver facilmente uma implementação paralela para diminuir o tempo de processamento. Um processo mestre comanda a distribuição de tarefas para processos trabalhadores, num esquema conhecido como lista de tarefas (*task pool*). Nesse esquema, o mestre atribui uma parcela de combinações de subestações para cada trabalhador, que por

sua vez vai resolver os problemas *R&R* associados; quando todas as combinações forem avaliadas, o mestre recebe dos trabalhadores as melhores configurações encontradas (configurações de elite).

A lista de tarefas funciona, em termos gerais, com o mestre respondendo solicitações de tarefas dos trabalhadores desocupados, designando um bloco de trabalho por meio do envio do número k que identifica a combinação inicial. O trabalhador que solicitou tarefas recebe o número k e avalia as combinações geradas com (6.4) desde k até $k+ibt$, onde ibt é o tamanho do bloco de trabalho previamente combinado com o mestre.

Na Figura 6.6 é mostrado o conceito de lista de tarefas com um mestre atribuindo tarefas para três trabalhadores. No começo cada trabalhador recebe uma tarefa, sendo elas retiradas da lista. Quando um trabalhador termina o trabalho agendado, comunica-se com o mestre enviando o resultado e solicitando uma nova tarefa. O mestre responde destinando, para o mencionado trabalhador, uma tarefa da lista.

Figura- 6.6 Lista de tarefas para a atribuição de trabalhos na computação paralela.



Fonte: Baquero (2012)

Capítulo 7

Resultados da estratégia de decomposição do problema *PSD*.

O método proposto para o planejamento de sistemas de distribuição foi testado no sistema de 54 barras de Miranda et al (1994) e no sistema de 417 barras de Bernal (1998), com os dados incluídos no anexo.

O horizonte de planejamento de 15 anos é dividido em três estágios de 5 anos. Foi usada uma taxa de juros de 10% e um fator de perdas (relação entre perdas médias e perdas máximas) de 0.25.

O método proposto foi programado na linguagem *C++*, usando a biblioteca *MPICH* para computação paralela e o programa foi executado numa máquina com processador *Intel Xeon W3520* (4 núcleos) rodando o sistema operacional *Ubuntu-Linux*.

Para fins da comparação são apresentados os resultados do planejamento obtido de três formas: estático, pseudodinâmico e dinâmico para as subestações.

No planejamento estático, tomou-se como referência para a expansão as cargas no último estágio. Os investimentos foram feitos no estágio inicial e a função objetivo foi avaliada em cada estágio, levando a valor presente os custos das perdas com o fator de atualização adequado.

No planejamento pseudodinâmico o problema da expansão foi resolvido sequencialmente. Isto é, foi resolvido o problema da otimização das linhas no primeiro

estágio, independentemente dos demais. A solução do segundo estágio considerou os investimentos das linhas feitos no primeiro. Da mesma maneira, o planejamento do terceiro estágio considerou os investimentos das linhas feitos nos estágios anteriores.

Tanto no planejamento pseudodinâmico como no dinâmico o algoritmo mestre para a seleção das subestações avalia as combinações de subestações fatíveis, segundo os critérios de uniformidade e de capacidade de potência conjunta das subestações em relação à demanda. As combinações de subestações são definidas para cada estágio, como é mostrado na seção 6.2. Já para o planejamento estático, as combinações das subestações são definidas somente para o estágio final.

Embora o horizonte de planejamento seja dividido em três estágios, e as perdas sejam calculadas com intervalos de tempo de 5 anos, o tempo considerado para construir a tabela de seleção de condutores usando a equação (5.5) foi de 15 anos. Se os anos considerados para o cálculo das perdas fossem apenas de 5 anos, então resultariam favorecimentos a investimentos menores, provocando que depois que a linha tenha que ser repotenciada, no provável caso do incremento da corrente na linha seguindo o aumento da demanda. Na verdade a linha continua sendo utilizada após o estágio em que foi construída, com uma corrente num patamar similar (normalmente um pouco maior). Assim resulta ser mais conveniente considerar as perdas ao longo de 15 anos, incluindo-as no estágio final onde normalmente não é levado em conta o efeito das perdas futuras na seleção do cabo da linha. Porém, a função objetivo foi calculada considerando somente as perdas ao longo dos 15 anos do planejamento.

7.1 Sistema de 54 barras.

Esse sistema tem duas subestações existentes e duas propostas, 16 linhas existentes e 45 propostas. A tensão nominal do sistema é 15kV e o limite mínimo de tensão é 0.95pu. Cada subestação tem duas capacidades possíveis e as linhas podem ser construídas ou repotenciadas usando 8 tipos de cabos. Nas Tabelas 7.1 até 7.5 são mostrados os resultados

obtidos com as três formas de planejamento para o sistema de 54 barras. Os custos mostrados para cada estágio foram ponderados por um fator de atualização que depende do estágio em questão, visando calcular seu respectivo valor presente, para finalmente obter o custo total. Quando o tipo de cabo para uma linha apresenta um valor negativo, está indicando que essa linha se encontra desligada.

O menor custo total foi obtido com o planejamento dinâmico, que construiu novas subestações nas barras 53 e 54, mas diferente do planejamento estático, a construção da subestação na barra 53 é adiada para o segundo estágio, e comparando a proposta de expansão com a pseudodinâmica, parte da potência fornecida pela subestação na barra 51 é transferida à subestação na barra 54, obtendo menores perdas.

Comparando as configurações dos cabos obtidas nos planejamentos pseudinâmico e dinâmico, pode ser observado que o número de reconduzimentos feitos é bastante menor no segundo caso, conseguindo assim um custo de investimento nas linhas menor (ver linhas marcadas nas Tabelas 7.4 e 7.5). Isto é consequência da coordenação da seleção do cabo para uma linha entre os estágios de planejamento.

O planejamento estático apresenta um melhor resultado que o pseudinâmico, embora os investimentos nas subestações sejam maiores considerando os fatores de atualização. Os investimentos nas linhas e o custo das perdas são menores, devido que a proposta está evitando reconduzimentos das linhas, e desde o primeiro estágio a potência está bem distribuída entre todas as subestações.

O tempo de execução foi de 0.008s para o planejamento estático, 0.028s para o pseudinâmico e de 0.762s para o dinâmico (Tabela 7.6). Os tempos apresentados foram conseguidos usando somente um processo; executando o programa com 4 processos o tempo de processamento foi de 0.234s (Figura 7.1). Além da solução já descrita, durante o processo de solução do problema *SOSE* foram encontradas as configurações de elite mostradas na Tabela 7.7. Na tabela são mostrados os estados das subestações (51, 52, 53 e 54) para cada estágio.

Tabela- 7.1. Resumo dos resultados para o planejamento do sistema de 54 barras.

estágio	custo fixo [10 ³ R\$]	custo linhas [10 ³ R\$]	custo S/E [10 ³ R\$]	custo perdas [10 ³ R\$]	perdas máx. [kW]	tensão mín. [pu]
custo total planejamento estático R\$7691.8x10 ³						
1	6578.6	2178.6	4400	322.9	388.9	0.9656
2	0	0	0	636.5	766.7	0.9597
3	0	0	0	1025.0	1234.7	0.9558
custo total planejamento pseudodinâmico R\$8097.8x10 ³						
1	3245.7	2245.7	1000	737	887.8	0.9503
2	3475.8	1075.8	2400	882.9	1063.5	0.9509
3	2702.1	702.1	2000	951.8	1146.5	0.9537
custo total planejamento dinâmico R\$7228.0x10 ³						
1	4146.3	1746.3	2400	542.8	653.9	0.9512
2	2725.3	725.3	2000	653.8	787.5	0.9585
3	99.8	99.8	0	1043.5	1256.9	0.9564

Tabela- 7.2. Resultados para o planejamento das subestações do sistema de 54 barras.

capacidade (carga) das subestações [MVA]			
S/E	p ₁	p ₂	p ₃
planejamento estático			
51	16.7 (12.9)	16.7 (15.5)	16.7 (16.0)
52	16.7 (07.0)	16.7 (10.6)	16.7 (14.4)
53	22.0 (08.3)	22.0 (14.4)	22.0 (20.7)
54	22.0 (10.1)	22.0 (14.3)	22.0 (18.4)
planejamento pseudodinâmico			
51	33.4 (24.6)	33.4 (25.1)	33.4 (23.4)
52	16.7 (14.4)	16.7 (16.3)	16.7 (14.3)
53	-	-	22.0 (15.8)
54	-	22 (13.7)	22.0 (15.9)
planejamento dinâmico			
51	16.7 (16.5)	16.7 (15.4)	16.7 (16.7)
52	16.7 (09.8)	16.7 (07.4)	16.7 (14.4)
53	-	22.0 (17.6)	22.0 (20.0)
54	22.0 (12.3)	22.0 (14.3)	22.0 (18.4)

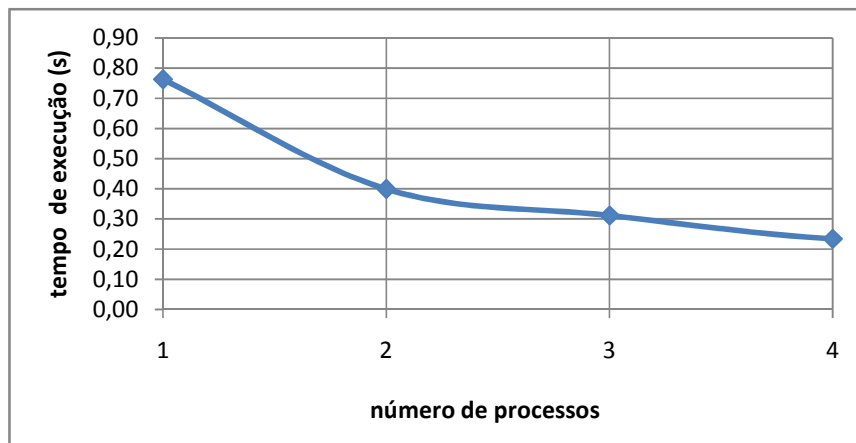
Tabela- 7.5. Resultados para o planejamento dinâmico das linhas do sistema de 54 barras.

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
1	8	8	8	2	8	8	8	3	8	8	8
4	5	5	5	5	1	1	1	6	4	-4	-4
7	1	-1	1	8	1	2	2	9	1	1	1
10	-1	1	1	11	4	4	4	12	1	1	1
13	1	-1	1	14	4	4	4	15	1	1	4
16	1	1	1	17	1	1	1	18	1	1	1
19	1	1	1	20	0	0	0	21	2	2	2
22	3	3	3	23	1	1	1	24	0	0	0
25	1	1	1	26	1	1	1	27	1	1	1
28	0	0	0	29	0	0	0	30	0	1	1
31	0	1	1	32	1	1	-1	33	8	8	8
34	1	1	1	35	2	2	2	36	1	1	1
37	1	1	1	38	1	-1	-1	39	0	0	0
40	1	1	1	41	1	-1	1	42	1	1	1
43	1	1	-1	44	0	1	1	45	0	1	1
46	1	1	1	47	1	7	7	48	1	8	8
49	1	8	8	50	0	8	8	51	0	1	1
52	0	3	3	53	0	1	1	54	1	1	-1
55	1	1	1	56	1	1	1	57	0	1	1
58	0	0	1	59	1	1	-1	60	1	-1	1
61	1	1	1								

Tabela- 7.6. Desempenho computacional para o planejamento dinâmico do sistema de 54 barras.

Planejamento	Tempo [s]	Número de problemas de fluxo de carga resolvidos
Estático	0.008	483
Pseudinâmico	0.028	1790
Dinâmico	0.234	48092

Figura- 7.1 Tempo de processamento para o planejamento dinâmico versus o número de processos.



Fonte: Baquero (2012)

Tabela- 7.7. Configurações de elite encontradas no planejamento do sistema de 54 barras.

estado das subestações para o planejamento dinâmico												custo total [10^3 R\$]
p ₁				p ₂				p ₃				
51	52	53	54	51	52	53	54	51	52	53	54	
1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7228.0
1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	7286.9
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7487.1
1	1	1	0	1	1	1	1	2	1	1	1	7643.7

7.2 Sistema de 417 barras.

Esse sistema tem duas subestações existentes e uma proposta, 88 linhas existentes e 385 propostas. A tensão nominal do sistema é 10kV e o limite mínimo de tensão é 0.95pu. As subestações existentes não podem ampliar sua capacidade, a subestação nova têm duas capacidades possíveis e as linhas podem ser construídas ou repotenciadas usando 4 tipos de cabos. Os valores das cargas usados para cada estágio foram determinados a partir da carga nominal usando os fatores 60%, 80% e 100%.

Nas Tabelas 7.8 e 7.9 são apresentados os resultados para o planejamento do sistema de 417 barras usando os métodos estático, pseudodinâmico e dinâmico. O tempo de execução é mostrado na Tabela 7.13.

Tabela- 7.8. Resumo dos resultados para o planejamento do sistema de 417 barras.

estágio	custo fixo [10 ³ R\$]	custo linhas [10 ³ R\$]	custo S/E [10 ³ R\$]	custo perdas [10 ³ R\$]	perdas máx. [kW]	tensão mín. [pu]
custo total planejamento estático R\$3917.9x10 ³						
1	3279.5	1279.5	2000	198.0	238.6	0.9706
2	0	0	0	357.3	430.4	0.9605
3	0	0	0	566.7	682.7	0.9501
custo total planejamento pseudodinâmico R\$3908.3x10 ³						
1	3159.5	1159.5	2000	202.0	243.4	0.9632
2	44.9	44.9	0	378;0	445.3	0.9503
3	169.0	169.0	0	568.1	684.3	0.9501
custo total planejamento dinâmico R\$3890.9x10 ³						
1	3230.9	1230.9	2000	192.8	232.3	0.9675
2	7.5	7.5	0	347.2	418.3	0.9562
3	74.4	74.4	0	566.2	682.1	0.9500

Neste caso o planejamento dinâmico para as subestações determinou que a melhor proposta é construir a subestação da barra 416 desde o primeiro estágio. A diferença em relação ao sistema de 54 barras, é que a construção dessa subestação é necessária devido a problemas de tensão, em vez que é necessário o aumento da capacidade das subestações. Uma melhor alternativa seria a alocação de reguladores de tensão que corrigir esses problemas, com um menor investimento. Neste caso o planejamento pseudodinâmico fornece uma melhor solução que o planejamento estático.

Tabela- 7.9. Resultados para o planejamento das subestações do sistema de 417 barras.

capacidade (carga) das subestações [MVA]			
S/E	p ₁	p ₂	p ₃
planejamento estático			
415	40.0 (06.2)	40.0 (08.3)	40.0 (10.5)
416	08.0 (04.8)	08.0 (06.4)	08.0 (08.0)
417	40.0 (07.5)	40.0 (10.2)	40.0 (12.8)
planejamento pseudodinâmico			
415	40.0 (3.4)	40.0 (07.0)	40.0 (10.8)
416	08.0 (07.9)	08.0 (07.3)	08.0 (07.9)
417	40.0 (07.2)	40.0 (10.5)	40.0 (12.5)
planejamento dinâmico			
415	40.0 (04.8)	40.0 (06.8)	40.0 (10.5)
416	08.0 (06.2)	08.0 (07.9)	08.0 (08.0)
417	40.0 (07.6)	40.0 (10.2)	40.0 (12.8)

Tabela- 7.10. Resultados para o planejamento estático das linhas do sistema de 417 barras.

linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final
1	1	2	0	3	1	4	0	5	1	6	1	7	0
8	1	9	1	10	1	11	1	12	1	13	1	14	1
15	1	16	1	17	1	18	1	19	1	20	1	21	1
22	1	23	1	24	0	25	1	26	1	27	1	28	1
29	1	30	1	31	0	32	1	33	1	34	0	35	1
36	1	37	1	38	1	39	1	40	1	41	1	42	1
43	1	44	1	45	0	46	1	47	2	48	0	49	1
50	1	51	2	52	1	53	1	54	0	55	2	56	1
57	1	58	1	59	-2	60	0	61	1	62	1	63	2
64	3	65	1	66	1	67	1	68	3	69	1	70	1
71	1	72	3	73	0	74	1	75	0	76	1	77	1
78	1	79	1	80	1	81	1	82	0	83	1	84	1
85	2	86	1	87	1	88	1	89	1	90	1	91	1
92	0	93	1	94	0	95	1	96	1	97	0	98	1
99	1	100	1	101	1	102	1	103	1	104	1	105	1
106	1	107	0	108	2	109	1	110	1	111	1	112	4
113	1	114	1	115	0	116	1	117	1	118	1	119	0
120	1	121	1	122	1	123	1	124	1	125	1	126	1
127	1	128	2	129	1	130	0	131	2	132	1	133	1
134	1	135	2	136	-2	137	2	138	1	139	2	140	2
141	2	142	1	143	2	144	1	145	2	146	1	147	-2
148	0	149	2	150	0	151	1	152	0	153	2	154	0
155	1	156	1	157	2	158	0	159	1	160	1	161	0

linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final
162	1	163	0	164	1	165	2	166	1	167	1	168	0
169	0	170	1	171	1	172	1	173	2	174	1	175	1
176	1	177	1	178	1	179	1	180	1	181	1	182	2
183	1	184	1	185	1	186	2	187	1	188	1	189	1
190	2	191	1	192	0	193	1	194	2	195	1	196	1
197	1	198	1	199	0	200	1	201	1	202	0	203	1
204	1	205	2	206	1	207	0	208	1	209	1	210	1
211	0	212	2	213	0	214	-2	215	0	216	1	217	1
218	1	219	1	220	2	221	0	222	2	223	1	224	2
225	1	226	2	227	1	228	2	229	1	230	2	231	1
232	1	233	1	234	2	235	1	236	1	237	1	238	1
239	1	240	1	241	1	242	1	243	1	244	0	245	2
246	2	247	1	248	1	249	1	250	1	251	1	252	1
253	1	254	1	255	1	256	0	257	1	258	0	259	1
260	1	261	1	262	2	263	1	264	1	265	1	266	1
267	1	268	1	269	1	270	1	271	1	272	1	273	1
274	2	275	1	276	1	277	3	278	1	279	1	280	1
281	1	282	0	283	1	284	1	285	1	286	1	287	1
288	2	289	1	290	2	291	1	292	1	293	0	294	1
295	1	296	1	297	0	298	2	299	1	300	1	301	0
302	0	303	1	304	2	305	1	306	1	307	1	308	2
309	1	310	1	311	1	312	2	313	1	314	1	315	1
316	2	317	1	318	1	319	1	320	2	321	0	322	0
323	1	324	2	325	0	326	1	327	1	328	1	329	4
330	1	331	1	332	1	333	4	334	3	335	1	336	1
337	3	338	1	339	1	340	1	341	3	342	0	343	1
344	1	345	3	346	0	347	1	348	1	349	2	350	1
351	1	352	1	353	1	354	0	355	1	356	1	357	2
358	1	359	1	360	2	361	1	362	0	363	1	364	0
365	1	366	1	367	0	368	1	369	2	370	1	371	1
372	0	373	1	374	3	375	1	376	1	377	1	378	4
379	1	380	1	381	1	382	1	383	1	384	0	385	0
386	1	387	1	388	0	389	1	390	1	391	1	392	1
393	1	394	4	395	0	396	0	397	1	398	4	399	0
400	1	401	2	402	0	403	0	404	1	405	1	406	1
407	0	408	1	409	1	410	4	411	1	412	1	413	1
414	1	415	1	416	0	417	2	418	1	419	1	420	1
421	1	422	1	423	0	424	1	425	2	426	0	427	1
428	1	429	2	430	1	431	1	432	0	433	2	434	1
435	1	436	0	437	2	438	1	439	1	440	1	441	2
442	1	443	1	444	1	445	2	446	0	447	1	448	1
449	2	450	1	451	1	452	1	453	2	454	1	455	1

linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final	linha	cabo final
456	1	457	2	458	1	459	1	460	1	461	1	462	1
463	1	464	1	465	2	466	1	467	1	468	1	469	1
470	1	471	2	472	1	473	1						

Tabela- 7.11. Resultados para o planejamento pseudodinâmico das linhas do sistema de 417 barras.

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
1	1	1	1	2	1	1	1	3	1	1	1
4	1	-1	1	5	1	1	1	6	0	1	1
7	1	1	1	8	1	1	1	9	1	1	1
10	1	1	1	11	1	1	1	12	1	1	1
13	1	1	1	14	1	1	1	15	0	0	0
16	1	1	1	17	1	1	1	18	1	1	1
19	1	1	1	20	1	1	1	21	1	1	1
22	1	1	1	23	1	1	1	24	0	0	0
25	1	1	1	26	0	0	0	27	1	1	1
28	1	1	1	29	1	1	1	30	1	1	1
31	0	0	0	32	1	1	1	33	1	1	1
34	1	1	1	35	1	1	1	36	1	1	1
37	1	1	1	38	1	1	1	39	1	1	1
40	1	1	1	41	1	1	1	42	1	1	1
43	1	1	1	44	1	1	1	45	0	0	0
46	1	1	1	47	2	2	2	48	0	0	0
49	1	1	1	50	1	1	1	51	2	2	2
52	1	1	1	53	1	1	1	54	0	0	0
55	2	2	2	56	1	1	1	57	1	1	1
58	1	1	1	59	-2	-2	-2	60	0	0	0
61	1	1	1	62	1	1	1	63	2	2	2
64	3	3	3	65	0	0	0	66	1	1	1
67	1	1	1	68	3	3	3	69	1	1	1
70	1	1	1	71	1	1	1	72	3	3	3
73	0	0	0	74	0	0	0	75	1	1	1
76	1	1	1	77	1	1	2	78	0	0	1
79	1	1	1	80	1	1	1	81	1	1	1
82	1	1	1	83	1	1	1	84	1	1	1
85	2	2	2	86	1	1	1	87	1	1	1
88	1	1	1	89	1	1	1	90	1	1	1

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
91	1	1	1	92	0	0	0	93	1	1	1
94	1	-1	-1	95	1	1	1	96	1	1	1
97	1	1	-1	98	1	1	1	99	1	1	1
100	1	1	1	101	1	1	1	102	1	1	1
103	1	1	1	104	1	1	1	105	1	1	1
106	1	1	1	107	0	0	0	108	2	2	2
109	1	1	1	110	1	1	1	111	1	1	1
112	1	1	1	113	1	1	1	114	1	1	1
115	1	-1	-1	116	1	1	1	117	0	0	1
118	1	1	1	119	0	0	0	120	1	1	1
121	0	0	1	122	1	1	1	123	1	1	1
124	1	1	1	125	1	1	1	126	1	1	1
127	1	-1	1	128	2	2	2	129	1	1	1
130	0	0	1	131	2	2	2	132	1	1	1
133	1	1	1	134	1	1	1	135	2	2	2
136	-2	-2	-2	137	2	2	2	138	1	1	1
139	2	2	4	140	2	2	2	141	2	2	2
142	1	1	1	143	2	2	4	144	1	1	1
145	2	2	2	146	1	1	-1	147	-2	-2	-2
148	0	0	0	149	2	2	2	150	0	1	-1
151	0	1	1	152	0	0	0	153	2	2	2
154	0	0	0	155	1	1	1	156	1	1	1
157	2	2	2	158	0	0	0	159	1	1	1
160	1	1	1	161	0	0	0	162	1	1	1
163	0	0	0	164	1	1	1	165	2	2	2
166	1	1	1	167	1	1	1	168	0	0	0
169	0	0	0	170	1	1	1	171	1	1	1
172	1	1	1	173	2	2	2	174	1	1	1
175	0	0	0	176	1	1	1	177	1	1	1
178	0	0	0	179	1	1	1	180	1	1	1
181	1	1	1	182	2	2	2	183	1	1	1
184	1	1	1	185	1	1	1	186	2	2	2
187	1	1	1	188	1	1	1	189	1	1	1
190	2	2	2	191	1	1	1	192	0	0	0
193	1	1	1	194	1	1	1	195	1	1	1
196	1	1	4	197	1	1	1	198	1	1	1
199	0	0	0	200	1	1	1	201	0	0	1

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
202	0	0	0	203	1	1	1	204	1	1	1
205	2	2	2	206	1	1	1	207	0	0	0
208	1	1	4	209	1	1	1	210	1	1	1
211	0	0	0	212	2	2	2	213	0	0	0
214	-2	-2	-2	215	0	0	0	216	1	1	1
217	1	1	1	218	1	1	1	219	1	1	1
220	2	2	2	221	0	0	0	222	2	2	2
223	1	1	1	224	2	2	4	225	1	1	1
226	2	2	2	227	1	1	1	228	2	2	2
229	0	0	1	230	2	2	2	231	1	1	1
232	1	1	1	233	0	0	1	234	2	2	2
235	1	1	1	236	2	2	2	237	0	0	1
238	1	1	-1	239	1	1	1	240	1	1	1
241	0	0	1	242	1	1	1	243	1	1	1
244	2	2	-2	245	1	1	1	246	2	2	2
247	1	1	1	248	2	2	2	249	1	1	1
250	1	1	1	251	1	1	1	252	1	1	1
253	0	0	1	254	1	1	1	255	1	1	1
256	0	0	0	257	0	0	1	258	1	1	1
259	1	1	1	260	1	1	1	261	1	1	1
262	2	2	2	263	1	1	1	264	1	1	1
265	1	1	1	266	1	1	1	267	1	1	1
268	1	1	1	269	1	1	1	270	1	1	1
271	1	1	1	272	1	1	1	273	1	1	1
274	2	2	2	275	1	1	1	276	1	1	1
277	3	3	3	278	1	1	1	279	1	1	1
280	1	1	1	281	1	1	1	282	0	0	0
283	1	1	1	284	1	1	1	285	1	1	1
286	1	1	1	287	1	1	1	288	2	2	2
289	1	1	1	290	2	2	2	291	1	1	1
292	1	1	1	293	0	0	0	294	1	1	1
295	1	1	1	296	1	1	1	297	0	0	0
298	2	2	2	299	1	1	1	300	1	1	1
301	0	0	0	302	0	0	0	303	1	1	1
304	2	2	2	305	1	1	1	306	1	1	1
307	1	1	1	308	2	2	2	309	1	1	1
310	1	1	1	311	1	1	1	312	2	2	2

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
313	1	1	1	314	1	1	1	315	1	1	1
316	2	2	2	317	1	1	1	318	1	1	1
319	1	1	1	320	2	2	2	321	0	0	0
322	1	1	1	323	1	1	1	324	2	2	2
325	0	0	0	326	1	1	1	327	1	1	1
328	1	1	1	329	1	1	1	330	1	1	-1
331	1	1	1	332	1	1	1	333	1	1	1
334	3	3	3	335	1	1	1	336	1	1	1
337	1	1	1	338	1	1	1	339	1	1	1
340	1	1	1	341	1	1	1	342	0	0	0
343	1	1	1	344	1	1	1	345	1	1	1
346	0	0	0	347	1	1	1	348	1	1	1
349	1	1	1	350	1	1	1	351	1	1	1
352	1	1	1	353	1	1	1	354	0	0	0
355	1	1	1	356	1	1	1	357	2	2	2
358	1	1	1	359	1	1	1	360	2	2	2
361	1	1	1	362	0	0	0	363	1	1	1
364	0	0	0	365	1	1	1	366	1	1	1
367	0	0	0	368	1	1	1	369	2	2	2
370	0	0	0	371	1	1	1	372	1	1	1
373	1	1	1	374	1	1	1	375	1	1	1
376	1	1	1	377	1	1	1	378	1	1	1
379	1	1	1	380	1	1	1	381	1	1	1
382	1	1	1	383	1	1	1	384	0	0	0
385	0	0	0	386	1	1	1	387	1	1	1
388	0	0	0	389	1	1	1	390	1	1	1
391	1	1	1	392	1	1	1	393	1	1	1
394	1	1	1	395	0	0	0	396	0	0	0
397	1	1	1	398	1	1	1	399	0	0	0
400	1	1	1	401	2	2	2	402	0	0	0
403	0	0	0	404	1	1	1	405	1	1	1
406	1	1	1	407	0	0	0	408	1	1	1
409	1	1	1	410	1	1	1	411	1	1	1
412	1	1	1	413	1	1	1	414	1	1	1
415	1	1	1	416	1	1	1	417	2	2	2
418	1	1	1	419	1	1	1	420	1	1	1
421	1	1	1	422	1	1	1	423	1	1	1

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
424	1	1	1	425	2	2	2	426	0	0	0
427	1	1	1	428	1	1	1	429	2	2	2
430	1	1	1	431	1	1	1	432	0	0	0
433	-2	2	2	434	1	1	1	435	1	1	1
436	1	1	1	437	2	2	2	438	1	1	1
439	1	1	1	440	0	0	0	441	2	2	2
442	1	1	1	443	1	1	1	444	1	1	1
445	2	2	2	446	1	1	1	447	1	1	1
448	1	1	1	449	2	2	3	450	1	1	1
451	1	1	1	452	1	1	1	453	2	2	2
454	1	1	1	455	1	1	1	456	1	1	1
457	2	2	2	458	0	0	0	459	1	1	1
460	1	1	1	461	1	1	1	462	1	1	1
463	1	1	1	464	1	1	1	465	2	2	2
466	1	1	1	467	0	0	0	468	0	0	0
469	1	1	1	470	1	1	1	471	2	2	2
472	1	1	1	473	1	1	1				

Tabela- 7.12. Resultados para o planejamento dinâmico das linhas do sistema de 417 barras.

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
1	1	1	1	2	0	0	0	3	1	1	1
4	0	0	0	5	1	1	1	6	1	1	1
7	1	1	1	8	1	1	1	9	1	1	1
10	1	1	1	11	0	0	0	12	1	1	1
13	1	1	1	14	1	1	1	15	1	1	1
16	1	1	1	17	1	1	1	18	1	1	1
19	1	1	1	20	1	1	1	21	1	1	1
22	1	1	1	23	1	1	1	24	0	0	0
25	1	1	1	26	1	1	1	27	1	1	1
28	1	1	1	29	1	1	1	30	1	1	1
31	0	0	0	32	1	1	1	33	1	1	1
34	0	0	0	35	1	1	1	36	1	1	1
37	1	1	1	38	1	1	1	39	1	1	1
40	1	1	1	41	1	1	1	42	1	1	1
43	1	1	1	44	1	1	1	45	0	0	0
46	1	1	1	47	2	2	2	48	0	0	0

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
49	1	1	1	50	1	1	1	51	2	2	2
52	1	1	1	53	1	1	1	54	0	0	0
55	2	2	2	56	1	1	1	57	1	1	1
58	1	1	1	59	-2	-2	-2	60	0	0	0
61	1	1	1	62	1	1	1	63	2	2	2
64	3	3	4	65	1	1	1	66	1	1	1
67	1	1	1	68	3	3	3	69	1	1	1
70	1	1	1	71	1	1	1	72	3	3	3
73	0	0	0	74	1	1	1	75	0	0	0
76	1	1	1	77	1	1	1	78	1	1	1
79	1	1	1	80	1	1	1	81	1	1	1
82	0	0	0	83	1	1	1	84	1	1	1
85	2	2	2	86	1	1	1	87	1	1	1
88	1	1	1	89	1	1	1	90	1	1	1
91	1	1	1	92	0	0	0	93	1	1	1
94	0	0	0	95	1	1	1	96	1	1	1
97	1	1	1	98	1	1	1	99	1	1	1
100	1	1	1	101	1	1	1	102	1	1	1
103	1	1	1	104	1	1	1	105	1	1	1
106	1	1	1	107	0	1	-1	108	2	2	2
109	1	1	1	110	1	1	1	111	1	1	1
112	1	1	4	113	1	1	1	114	1	1	1
115	0	0	0	116	1	1	1	117	0	0	0
118	1	1	1	119	0	0	0	120	1	1	1
121	0	0	0	122	1	1	1	123	1	-1	1
124	1	1	1	125	1	1	1	126	1	1	1
127	1	-1	1	128	2	2	2	129	1	1	1
130	0	0	0	131	2	2	2	132	1	1	1
133	1	1	1	134	1	1	1	135	2	2	2
136	-2	-2	-2	137	2	2	2	138	1	1	1
139	2	2	2	140	2	2	2	141	2	2	2
142	1	1	1	143	2	2	2	144	1	1	1
145	2	2	2	146	1	1	1	147	-2	2	-2
148	0	0	0	149	2	2	2	150	0	0	0
151	0	1	1	152	0	0	0	153	2	2	2
154	0	0	0	155	1	1	1	156	1	1	1
157	2	2	2	158	0	0	0	159	1	1	1

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
160	1	1	1	161	0	0	0	162	1	1	1
163	1	1	1	164	1	1	1	165	2	2	2
166	1	1	1	167	1	1	1	168	0	0	0
169	0	0	0	170	1	1	1	171	1	1	1
172	1	1	1	173	2	2	2	174	1	1	1
175	1	1	1	176	1	1	1	177	1	1	1
178	1	1	1	179	1	1	1	180	1	1	1
181	1	1	1	182	2	2	2	183	1	1	1
184	1	1	1	185	1	1	1	186	2	2	2
187	1	1	1	188	1	1	1	189	1	1	1
190	2	2	2	191	1	1	1	192	0	0	0
193	1	1	1	194	1	1	1	195	1	1	1
196	1	1	1	197	1	1	1	198	1	1	1
199	0	0	0	200	1	1	1	201	1	1	1
202	0	0	0	203	1	1	1	204	1	1	1
205	2	2	2	206	1	1	1	207	0	0	0
208	1	1	1	209	1	1	1	210	1	1	1
211	1	1	1	212	2	2	2	213	0	0	0
214	-2	-2	-2	215	0	0	0	216	1	1	1
217	1	1	1	218	1	1	1	219	1	1	1
220	2	2	2	221	0	0	0	222	2	2	2
223	1	1	1	224	2	2	2	225	1	1	1
226	2	2	2	227	1	1	1	228	2	2	2
229	1	1	1	230	2	2	2	231	1	1	1
232	1	1	1	233	1	1	1	234	2	2	2
235	1	1	1	236	1	1	1	237	1	1	1
238	1	1	1	239	1	1	1	240	1	1	1
241	1	1	1	242	1	1	1	243	1	1	1
244	1	1	-1	245	1	1	1	246	2	2	2
247	1	1	1	248	1	1	1	249	1	1	1
250	1	1	1	251	1	1	1	252	1	1	1
253	1	1	1	254	1	1	1	255	1	1	1
256	0	0	0	257	1	1	1	258	0	0	0
259	1	1	1	260	1	1	1	261	1	1	1
262	2	2	2	263	1	1	1	264	1	1	1
265	1	1	1	266	1	1	1	267	1	1	1
268	1	1	1	269	1	1	1	270	1	1	1

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
271	1	1	1	272	1	1	1	273	1	1	1
274	2	2	2	275	1	1	1	276	1	1	1
277	3	3	3	278	1	1	1	279	1	1	1
280	1	1	1	281	1	1	1	282	0	0	0
283	1	1	1	284	1	1	1	285	1	1	1
286	1	1	1	287	1	1	1	288	2	2	2
289	1	1	1	290	2	2	2	291	1	1	1
292	1	1	1	293	0	0	0	294	1	1	1
295	1	1	1	296	1	1	1	297	0	0	0
298	2	2	2	299	1	1	1	300	1	1	1
301	0	0	0	302	0	0	0	303	1	1	1
304	2	2	2	305	1	1	1	306	1	1	1
307	1	1	1	308	2	2	2	309	1	1	1
310	1	1	1	311	1	1	1	312	2	2	2
313	1	1	1	314	1	1	1	315	1	1	1
316	2	2	2	317	1	1	1	318	1	1	1
319	1	1	1	320	2	2	2	321	0	0	0
322	0	0	0	323	1	1	1	324	2	2	2
325	0	0	0	326	1	1	1	327	1	1	1
328	1	1	1	329	1	1	4	330	1	1	1
331	1	1	1	332	1	1	1	333	1	1	4
334	3	3	3	335	1	1	1	336	1	1	1
337	1	1	3	338	1	1	1	339	1	1	1
340	1	1	1	341	1	1	3	342	0	0	0
343	1	1	1	344	1	1	1	345	2	2	2
346	0	0	0	347	1	1	1	348	1	1	1
349	1	1	3	350	1	1	1	351	1	1	1
352	1	1	1	353	1	1	1	354	0	0	0
355	1	1	1	356	1	1	1	357	2	2	2
358	1	1	1	359	1	1	1	360	2	2	2
361	1	1	1	362	0	0	0	363	1	1	1
364	1	1	1	365	1	1	1	366	1	1	1
367	0	0	0	368	1	1	1	369	2	2	2
370	1	1	1	371	1	1	1	372	0	0	0
373	1	1	1	374	3	3	3	375	1	1	1
376	1	1	1	377	1	1	1	378	3	3	3
379	1	1	1	380	1	1	1	381	1	1	1

linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃	linha	cabo p ₁	cabo p ₂	cabo p ₃
382	1	1	1	383	1	1	1	384	0	0	0
385	0	0	0	386	1	1	1	387	1	1	1
388	0	0	0	389	0	0	0	390	1	1	1
391	1	1	1	392	1	1	1	393	1	1	1
394	3	3	3	395	0	0	0	396	0	0	0
397	1	1	1	398	3	3	3	399	0	0	0
400	0	0	0	401	2	2	2	402	0	0	0
403	0	0	0	404	0	0	0	405	1	1	1
406	1	1	1	407	0	0	0	408	1	1	1
409	1	1	1	410	1	1	4	411	1	1	1
412	1	1	1	413	1	1	1	414	1	1	1
415	1	1	1	416	0	0	0	417	2	2	2
418	1	1	1	419	1	1	1	420	1	1	1
421	1	1	1	422	1	1	1	423	1	1	1
424	1	1	1	425	2	2	2	426	0	0	0
427	0	0	0	428	1	1	1	429	2	2	2
430	1	1	1	431	1	1	1	432	0	0	0
433	2	2	2	434	1	1	1	435	1	1	1
436	1	1	1	437	2	2	2	438	1	1	1
439	1	1	1	440	1	1	1	441	2	2	2
442	1	1	1	443	1	1	1	444	1	1	1
445	2	-2	2	446	1	1	1	447	1	1	1
448	1	1	1	449	2	2	2	450	1	1	1
451	1	1	1	452	1	1	1	453	2	2	2
454	1	1	1	455	1	1	1	456	1	1	1
457	2	2	2	458	0	0	0	459	1	1	1
460	1	1	1	461	1	1	1	462	1	1	1
463	1	1	1	464	1	1	1	465	2	2	2
466	1	1	1	467	1	1	1	468	0	0	0
469	1	1	1	470	1	1	1	471	2	2	2
472	1	1	1	473	1	1	1				

Tabela- 7.13. Desempenho computacional para o planejamento dinâmico do sistema de 417 barras.

Planejamento	Tempo [s]	Número de problemas de fluxo de carga resolvidos
Estático	0.089	299
Pseudinâmico	0.247	915
Dinâmico	4.271	98996

Capítulo 8

Conclusões

O método proposto mostrou-se muito eficiente na resolução do problema *PSD*. Apesar de não poder comparar os resultados do planejamento diretamente com outros trabalhos da literatura especializada, devido os dados incompletos dos sistemas testados em alguns casos e da diferença no modelo matemático, a qualidade dos resultados obtidos está fundamentada no bom desempenho dos métodos desenvolvidos para resolver os problemas de reconfiguração e seleção de condutores.

Além disso, os tempos computacionais são comparativamente baixos comparados com trabalhos prévios (menores a um segundo versus horas em (BERNAL-AGUSTÍN, 1998)). O aproveitamento dos processadores multinúcleos, que serão responsáveis pelo aumento da capacidade de processamento no futuro, junto com as técnicas de programação paralela, refletiu também na eficiência computacional.

O algoritmo mestre para a seleção das subestações, junto com a decomposição para resolver problemas de reconfiguração e seleção de condutores, permite identificar um conjunto reduzido de configurações de elite diferenciadas pela combinação das subestações. Essas configurações podem ser analisadas mais intensivamente, após reduzir o espaço de busca, para considerar adequadamente o planejamento multiestágio dinâmico e a confiabilidade do sistema.

As principais contribuições do trabalho são as seguintes:

- Método eficiente para resolver o problema de reconfiguração.
- Método heurístico eficiente para a seleção de condutores e o recondutoramento das linhas.
- Estratégia de decomposição para o problema *PSD*.
- Aplicação da computação paralela.
- Algoritmo de ordenamento nodal especializado para tratar o problema de reconfiguração.

O método proposto pode ser estendido para considerar a alocação de equipamentos como capacitores e reguladores de tensão. Outras opções de planejamento que podem ser incluídas são a alocação de chaves de manobras e de geradores distribuídos.

Os trabalhos correlatos desta tese de doutorado, incluídos nos anexos, mostram que a formulação de modelos de programação linear inteira mista para representar problemas de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência, constituem uma linha de pesquisa promissora.

Capítulo 9

Referências

ADAMS, R. N.; LAUGHTON, M. A. Optimal planning of power networks using mixed-integer programming. **Proceedings of the IEEE**, New York, v. 121, n. 2, p. 139-147, 1974.

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

BERNAL-AGUSTÍN, J. L. **Application of genetic algorithms to the optimal design of power distribution systems**. Thesis (Doctoral)- University of Zaragoza, 1998.

CARRANO, E. G.; GUIMARAES, F. G.; TAKAHASHI, R. H. C.; NETO, O. M.; CAMPELO, F. Electric distribution network expansion under load-evolution uncertainty using an immune system inspired algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 2, p. 851-861, 2007.

CARRANO, E. G.; SOARES, L. A. E.; TAKAHASHI, R. H. C.; SALDANHA, R. R.; NETO, O. M. Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 21, n. 2, p. 95-1005, 2006.

CARREÑO, E. M.; ROMERO, R.; PADILHA-FELTRIN, A. An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 4, p. 1542-1551, 2008.

CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 1, p. 391-396, 1990.

CHANG, C. F. Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution systems by ant colony search algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 4, p. 1747-1755, 2008.

CINVALAR, S.; GRAINGER, J. J.; YIN, H.; LEE, S. S. H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 3, n. 3, p. 1217-1223, 1988.

CRAWFORD, D. M.; HOLT, S. B. A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substation and deriving their optimal service areas. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 94, n. 2, p. 230-235, 1974.

FAWZI, T. H.; ALI, K. F.; EL-SOBKI, S. M. A new planning model for distribution system. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 102, n. 9, p. 3010-3017, 1982a.

FAWZI, T. H.; ALI, K. F.; EL-SOBKI, S. M. Routing optimization of primary rural distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 101, n. 5, p. 1129-1133, 1982b.

FLETCHER, R. H.; STRUNZ, K. Optimal distribution system horizon planning—part i: Formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 2, p. 791-799, 2007.

GLOVER, F.; LAGUNA, M. **Tabu search**. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1997.

GOLDBARG, M.; LUNA, H. **Otimização combinatória e programação linear**. Rio de Janeiro: Campus, 2000.

GOMES, F. V.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R.; VINAGRE, M. P.; GARCIA, P. A. N.; ARAUJO, L. R. A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 3, p. 1373-1378, 2005.

GOMES, F. V.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R.; VINAGRE, M. P.; GARCIA, P. A. N.; ARAUJO, L. R. A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 4, p. 1616-1623, 2006.

GÖNEN, T.; FOOTE, B. L. Distribution-system planning using mixed-integer programming. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**, London, v. 128, n. 2, p. 70-79, 1981.

GÖNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I. J. Review of distribution system planning models: A model for optimal multistage planning. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**, London, v. 133, n. 7, p. 397-408, 1986.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 2, p. 718-723, 1997.

GOSWAMI, S. K.; BASU, S. K. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 7, n. 3, p. 1484-1491, 1992.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation— part i: Problem formulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 23, n. 2, p. 915-923, 2008.

HINDI, K. S.; BRAMELLER, A. Design of low-voltage distribution networks: A mathematical programming method. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 124, n. 1, p. 54-58, 1977.

KAPLAN, M.; BRAUNSTEIN, A. Contribution of the determination of the optimum site for substation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 100, n. 5, p. 2263 - 2270, 1981.

KAUR, D.; SHARMA, J. Optimal conductor sizing in radial distribution system planning. **Electrical Power and Energy Systems**, Guildford, v. 30, n. 4, p. 261-271, 2008.

KHATOR, S.; LEUNG, L. C. Power distribution planning: A review of models and issues. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 3, p. 1151-1159, 1997.

KNIGHT, U. G. The logical design of electrical networks using linear programming methods. **Proceedings of the IEE - Part A: Power Engineering**, New York, v. 107, n. 33, p. 306-319, 1960.

KUWABARA, H.; NARA, K. Multi-year and multi-state distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 12, n. 1, p. 457-463, 1997.

MANDAL, S.; PAHWA, A. Optimal selection of conductors for distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 17, n. 1, p. 192-197, 2002.

MENDOZA, F.; REQUENA, D.; BERNAL-AGUSTIN, J. L.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. Optimal conductor size selection in radial power distribution systems using evolutionary strategies. In: TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2006, Panama. **Proceedings...** Panama: [s.n.], 2006.

MERLIN, A.; BACK, G. Search for minimum-loss operational spanning tree configuration for an urban power distribution system. In: POWER SYSTEM CONF. - PSCC, 1975, Cambridge. **Proceedings...** Cambridge: [s.n.], 1975.

MIKIC, O. M. Mathematical dynamic model for long-term distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 1, n. 1, p. 34-40, 1986.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 9, n. 4, p. 1927-1933, 1994.

PONNAVAIKKO, M.; RAO, K. S.; VENKATA, S. S. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 2, n. 4, p. 1157-1163, 1987.

PONNAVAIKKO, M.; RAO, K. S. P. An approach to optimal distribution system planning through conductor gradation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 101, n. 6, p. 1735-1742, 1982.

QUINN, M. J. **Parallel programming in c with mpi and openmp**. New York: McGraw Hill, 2004.

RAJU, G.; BIJWE, P. R. An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 3, p. 1280-1287, 2008.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AUGUSTÍN, J. L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 13, n. 2, p. 696-703, 1998.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AUGUSTÍN, J. L. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 16, n. 1, p. 111-118, 2001.

RAMÍREZ-ROSADO, I. J.; GÖNEN, T. Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 6, n. 1, p. 245-254, 1991.

RANJAN, R.; CHATURVEDI, A.; SOLANKI, P. S.; DAS, D. Optimal conductor selection of radial distribution feeders using evolutionary programming. In: CONFERENCE ON CONVERGENT TECHNOLOGIES FOR ASIA-PACIFIC REGION, 2003, Bangalore. **Proceedings...** Bangalore: [s.n.], 2003.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 4, n. 2, p. 1492-1498, 1989.

SUN, D. I.; FARRIS, D. R.; COTE, P. J.; SHOULTS, R. R.; CHEN, M. S. Optimal distribution substation and primary feeder planning via the fixed charge network formulation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 101, n. 3, p. 602-609, 1982.

THOMPSON, G. L.; WALL, D. L. A branch and bound model for choosing optimal substation locations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 100, n. 5, p. 2683-2688, 1981.

TRAM, H. N.; WALL, D. L. Optimal conductor selection in planning radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 3, n. 1, p. 200-206, 1988.

VAHID, M.; MANOUCHEHR, N.; HOSSEIN, S. D.; JAMALEDDIN, A. Combination of optimal conductor selection and capacitor placement in radial distribution systems for maximum loss reduction. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL TECHNOLOGY, 2009, Gippsland. **Proceedings...** Gippsland: [s.n.], 2009.

WALL, D. L.; THOMPSON; NORTHCOTE-GREEN. An optimization model for planning radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 98, n. 3, p. 1061-1068, 1979.

WANG, Z.; LIU, H.; YU, D. C.; WANG, X.; SONG, H. A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 15, n. 1, p. 350-354, 2000.

WILLIS, H. L.; TRAM, H. N.; POWELL, R. W. Substation siting and capacity selection based on diversity maximization. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 2, n. 3, p. 692-699, 1987.

YOUNG-JAE, J.; JAE-CHUL, K.; JIN-O, K.; JOONG-RIN, S.; LEE, K. Y. An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large-scale distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 17, n. 4, p. 1070-1078, 2002.

YOUSSEF, H. K.; HACKMAN, R.; ABU-EL-MAGD, M. A. Novel optimization model for long range distribution planning. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 104, n. 11, p. 3195-3202, 1985.

ZHANG, D.; FU, Z.; ZHANG, L. An improved ts algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 77, n. 5-6, p. 685-694, 2007.

ZHAO, H.; WANG, Z.; D.C, Y.; ZHOU, L.; CHEN, X. Integrated methodology of reactive planning and conductor sizing in radial distribution. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005, San Francisco. **Proceedings...** San Francisco: [s.n.], 2005.

Anexos

A. Cálculo do número de combinações factíveis de subestações.

O número de combinações factíveis de subestações no problema *PSD* dinâmico pode ser calculado em função do número de estágios de planejamento, o número de estados possíveis para cada subestação *tse* e seu estado inicial e_o (seja uma subestação nova ou existente). Lembrando que numa combinação factível os estados das subestações não diminuem de um estágio para outro, define-se a função $S(q,j)$ como o número de combinações factíveis que podem ser geradas com uma subestação do tipo j desde o estágio $q+1$ até o estágio final pp .

A função S é calculada de forma independente para cada subestação, já que a factibilidade e o número de combinações geradas por cada subestação depende somente dela mesma. Segundo a definição da função $S(q,j)$, ela cumpre uma relação de recursividade na que seu valor é igual à soma dos valores da função no estágio seguinte $(q+1)$ variando o tipo desde j até tse , assim:

$$S(q, j) = \sum_{i=j}^{tse} S(q+1, i) \quad (\text{A.1})$$

Alem disso, tem-se que $S(pp, i)=1$ já que no estágio final pp com o estado da subestação definido somente consegue-se uma combinação e $S(q, tse)=1$ porque o estado da subestação (que já está no valor máximo) não pode mudar para estágios seguintes. Então pode-se construir uma tabela usando o valor da função no estágio final e a fórmula de recursividade para conhecer o valor da função no estágio $p=0$, que corresponde ao estado inicial. O valor da função $S(0, e_o)$ é número de combinações factíveis totais que podem ser geradas com essa subestação considerando seu estado inicial.

Da fórmula de recursividade obtém-se (A.2):

$$S(q, j) = S(q+1, j) + S(q, j+1) \quad (\text{A.2})$$

A fórmula anterior permite calcular elementos da tabela como a soma do elemento do estágio seguinte com o elemento do estado seguinte. Na Tabela A.1 são apresentados os valores da função S com $p=3$ e $tse=3$.

Tabela A.1. Valores da função S para $p=3$ e $tse=3$.

estado da S/E	estágio de planejamento			
	3	2	1	inicial
3	1	1	1	1
2	1	2	3	4
1	1	3	6	10
0	1	4	10	20

Da Tabela A.1 conclui-se que com $pp=3$ e $tse=3$ para uma subestação nova o número total de configurações factíveis é 20 e para uma subestação existente, com estado inicial 1, o número é 10. Com $pp=3$ e $tse=2$ para uma subestação nova o número total de

configurações factíveis é 10 e para uma subestação existente, com estado inicial 1, o número é 4.

O número total de combinações, considerando já não uma e sim todas as subestações, é calculado como o produto obtido tomando como fatores o número de combinações factíveis totais de cada subestação, assim:

$$n_{\text{factíveis}} = \prod_{i \in \Omega_{S/E}} S(0, e_{oi})$$

Assim para $pp=3$ e $tse=2$, com 4 subestações iniciais e 2 novas o número de combinações factíveis é: $4 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 10 \cdot 10 = 25600$ e para $p=3$ e $tse=3$, com 4 subestações iniciais e 2 novas o número de combinações factíveis é: $10 \cdot 10 \cdot 10 \cdot 10 \cdot 20 \cdot 20 = 4 \times 10^6$. Os valores calculados concordam com os valores correspondentes da Tabela 6.3.

A tabela obtida está relacionada com o triângulo de Pascal e a geração de combinações factíveis pode ser feita empregando uma ordem relacionada com coeficientes desse triângulo.

B. Dados dos sistemas testados.

B.1. Sistema de 54 barras.

Tabela B.2. Dados das subestações do sistema de 54 barras.

Barra	tipo inicial	tipo 1		tipo 2	
		cap [MVA]	custo [10^3 R\$]	cap [MVA]	custo [10^3 R\$]
51	1	16.7	0	33.4	1000
52	1	16.7	0	33.4	1000
53	0	22.0	2000	30.0	3000
54	0	22.0	2400	30.0	3400

Tabela B.3. Dados dos cabos do sistema de 54 barras.

Tipo	R [Ω /km]	X [Ω /km]	Imax [A]	custo [10^3 R\$/km]
1	0.3655	0.2520	150	20
2	0.2921	0.2466	200	30
3	0.2359	0.2402	250	40
4	0.1932	0.2279	300	50
5	0.1827	0.1260	350	60
6	0.1460	0.1233	400	70
7	0.1180	0.1201	500	80
8	0.0966	0.1140	600	90

Tabela B.4. Dados das linhas do sistema de 54 barras.

linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]
1	51	1	2	1.405	22	54	21	0	1.25	43	38	39	0	1.715
2	51	3	2	1.09	23	54	22	0	1.875	44	39	32	0	2.03
3	3	4	1	1.56	24	9	22	0	2.34	45	39	33	0	1.405
4	4	7	1	1.25	25	22	23	0	1.715	46	33	8	0	2.34
5	4	5	1	1.56	26	23	24	0	1.405	47	33	34	0	0.935
6	7	8	1	1.56	27	24	25	0	1.09	48	34	35	0	1.09
7	5	6	1	1.25	28	25	8	0	1.405	49	35	36	0	1.09
8	1	9	1	1.715	29	8	27	0	1.875	50	53	36	0	1.25
9	1	2	1	1.56	30	27	26	0	1.715	51	53	28	0	1.56
10	9	10	1	3.59	31	27	28	0	1.56	52	53	41	0	1.56
11	52	14	1	1.875	32	6	28	0	2.5	53	41	40	0	1.25
12	14	15	1	1.875	33	54	30	0	1.405	54	40	16	0	1.25
13	15	16	1	1.405	34	30	29	0	1.56	55	41	42	0	1.875
14	52	11	1	1.405	35	30	43	0	2.03	56	42	48	0	1.25
15	11	12	1	1.56	36	43	37	0	1.25	57	48	49	0	1.875
16	12	13	1	2.185	37	37	31	0	0.935	58	49	50	0	1.09
17	19	20	0	1.56	38	31	10	0	1.56	59	42	47	0	1.56
18	18	19	0	1.25	39	13	43	0	1.875	60	47	46	0	1.56
19	17	18	0	2.03	40	12	45	0	1.25	61	46	14	0	1.715
20	9	17	0	2.15	41	45	44	0	1.09					
21	18	21	0	1.56	42	44	38	0	1.56					

Tabela B.5. Dados das cargas do sistema de 54 barras.

barra	P [kW]			Q [kVAr]			barra	P[kW]			Q[kVAr]		
	1	2	3	1	2	3		1	2	3	1	2	3
1	2970	3420	3780	1650	1900	2100	28	360	450	630	200	250	350
2	990	1170	1350	550	650	750	29	540	810	1260	300	450	700
3	360	450	630	200	250	350	30	1800	2070	2340	1000	1150	1300
4	1260	1710	990	700	950	550	31	540	630	630	300	350	350
5	1800	2070	2340	1000	1150	1300	32	0	1350	1530	0	750	850
6	540	630	630	300	350	350	33	1620	2070	2610	900	1150	1450
7	180	450	900	100	250	500	34	810	900	1080	450	500	600
8	1350	1530	1710	750	850	950	35	0	0	810	0	0	450
9	1710	1800	1080	950	1000	600	36	180	180	270	100	100	150
10	1800	2160	2610	1000	1200	1450	37	900	1440	1890	500	800	1050
11	180	270	270	100	150	150	38	0	0	990	0	0	550
12	900	1440	1620	500	800	900	39	720	810	900	400	450	500
13	810	900	990	450	500	550	40	900	1080	1260	500	600	700
14	720	810	900	400	450	500	41	270	450	810	150	250	450
15	900	1080	1260	500	600	700	42	0	0	1080	0	0	600
16	1170	1350	1710	650	750	950	43	0	0	1170	0	0	650
17	450	540	630	250	300	350	44	450	900	1260	250	500	700
18	810	900	1080	450	500	600	45	450	450	720	250	250	400
19	900	1080	1260	500	600	700	46	0	1440	1620	0	800	900
20	450	630	720	250	350	400	47	450	450	900	250	250	500
21	450	1440	1620	250	800	900	48	450	540	720	250	300	400
22	450	900	990	250	500	550	49	0	540	450	0	300	250
23	450	810	900	250	450	500	50	0	0	720	0	0	400
24	450	360	450	250	200	250	51	0	0	0	0	0	0
25	540	720	810	300	400	450	52	0	0	0	0	0	0
26	0	720	1080	0	400	600	53	0	0	0	0	0	0
27	0	1080	1350	0	600	750	54	0	0	0	0	0	0

B.2. Sistema de 417 barras.

Tabela B.6. Dados das subestações do sistema de 417 barras.

barra	tipo inicial	tipo 1		tipo 2	
		cap [MVA]	custo [10^3 R\$]	cap [MVA]	custo [10^3 R\$]
415	2	0.0	0	40.0	0
416	0	8.0	2000	40.0	6000
417	2	0.0	0	40.0	0

Tabela B.7. Dados das linhas do sistema de 417 barras.

linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]
1	415	415	1	0	2	383	383	0	0.085	3	88	88	0	0.295
4	224	224	0	0.19	5	20	20	0	0.53	6	65	65	0	0.095
7	2	2	0	1.67	8	223	223	0	0.19	9	71	71	0	0.06
10	69	69	0	0.085	11	19	19	0	0.24	12	221	221	0	0.24
13	75	75	0	0.15	14	381	381	0	0.09	15	50	50	0	0.19
16	220	220	0	0.23	17	74	74	0	0.23	18	58	58	0	0.147
19	51	51	0	0.32	20	416	416	0	0.039	21	80	80	0	0.145
22	67	67	0	0.08	23	55	55	0	0.26	24	416	416	0	0.316
25	73	73	0	0.29	26	67	67	0	0.23	27	26	26	0	0.28
28	273	273	0	0.229	29	71	71	0	0.27	30	59	59	0	0.03
31	30	30	0	0.29	32	274	274	0	0.382	33	72	72	0	0.2
34	64	64	0	0.195	35	39	39	0	0.25	36	274	274	0	0.317
37	72	72	0	0.21	38	68	68	0	0.085	39	50	50	0	0.15
40	275	275	0	0.315	41	76	76	0	0.14	42	58	58	0	0.058
43	53	53	0	0.2	44	262	262	0	0.188	45	78	78	0	0.66
46	62	62	0	0.3	47	23	23	0	0.26	48	261	261	2	0.216
49	81	81	0	0.2	50	70	70	0	0.062	51	28	28	0	0.315
52	260	260	2	0.13	53	77	77	0	0.06	54	60	60	0	0.12
55	33	33	0	0.475	56	258	258	2	0.175	57	82	82	0	0.331
58	57	57	0	0.354	59	46	46	0	0.23	60	256	256	2	0.188
61	76	76	0	1.06	62	63	63	0	0.123	63	19	19	0	0.04
64	371	371	2	0.091	65	122	122	3	0.07	66	66	66	0	0.236
67	43	43	0	0.35	68	263	263	0	0.198	69	119	119	3	1.076

linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]
70	61	61	0	0.165	71	24	24	0	0.35	72	368	368	0	0.36
73	119	119	3	1.25	74	57	57	0	1.62	75	34	34	0	0.22
76	368	368	0	0.57	77	113	113	0	0.13	78	417	417	1	1.064
79	37	37	0	0.285	80	369	369	0	0.325	81	114	114	0	0.11
82	91	91	1	0.933	83	40	40	0	0.32	84	382	382	0	0.03
85	93	93	0	0.09	86	91	91	2	0.044	87	42	42	0	0.22
88	382	382	0	0.05	89	112	112	0	0.21	90	1	1	0	0.24
91	47	47	0	0.2	92	207	207	0	0.184	93	105	105	0	0.23
94	5	5	0	0.11	95	19	19	0	0.18	96	276	276	0	0.09
97	94	94	0	0.09	98	6	6	0	0.142	99	83	83	1	0.115
100	276	276	0	0.132	101	93	93	0	0.18	102	17	17	0	0.335
103	27	27	0	0.25	104	278	278	0	0.094	105	110	110	0	0.18
106	4	4	0	0.135	107	35	35	0	0.36	108	279	279	0	0.17
109	118	118	2	0.035	110	16	16	0	0.32	111	48	48	0	0.12
112	280	280	0	0.135	113	93	93	1	0.29	114	1	1	0	0.045
115	54	54	0	0.21	116	280	280	0	0.147	117	117	117	1	0.11
118	7	7	0	0.26	119	22	22	0	0.19	120	234	234	0	0.228
121	118	118	1	0.14	122	8	8	0	0.04	123	32	32	0	0.12
124	234	234	0	0.115	125	121	121	1	0.55	126	15	15	0	0.43
127	20	20	0	0.1	128	207	207	0	0.21	129	103	103	2	0.17
130	18	18	0	0.06	131	31	31	0	0.7	132	231	231	2	0.26
133	83	83	1	0.2	134	13	13	0	0.27	135	36	36	0	0.29
136	348	348	2	0.11	137	104	104	2	0.18	138	1	1	2	0.11
139	41	41	0	0.185	140	379	379	2	0.141	141	108	108	2	0.17
142	3	3	2	0.23	143	45	45	0	0.07	144	228	228	2	0.216
145	83	83	1	0.13	146	11	11	2	0.36	147	45	45	0	0.1
148	231	231	2	0.265	149	109	109	0	0.12	150	14	14	2	0.455
151	20	20	0	0.37	152	231	231	0	0.205	153	102	102	0	0.21
154	12	12	2	0.155	155	38	38	0	0.32	156	292	292	0	0.19
157	106	106	0	0.15	158	10	10	2	0.12	159	48	48	0	0.24
160	220	220	0	0.08	161	83	83	0	0.18	162	85	85	0	0.26
163	52	52	0	0.11	164	303	303	0	0.19	165	96	96	0	0.12
166	9	9	2	0.16	167	29	29	0	0.15	168	377	377	0	0.305
169	83	83	0	0.36	170	2	2	0	0.295	171	25	25	0	0.275
172	303	303	0	0.161	173	100	100	0	0.29	174	9	9	2	0.375
175	21	21	0	0.12	176	308	308	0	0.27	177	99	99	0	0.16

linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]
178	87	87	0	0.22	179	20	20	0	0.59	180	313	313	0	0.223
181	101	101	0	0.15	182	98	98	0	0.14	183	186	186	2	0.29
184	313	313	0	0.198	185	137	137	0	0.035	186	95	95	0	0.215
187	166	166	2	0.31	188	300	300	0	0.12	189	154	154	0	0.19
190	116	116	0	0.11	191	174	174	2	0.29	192	309	309	0	0.168
193	125	125	0	0.08	194	97	97	0	0.11	195	159	159	0	0.12
196	309	309	0	0.226	197	415	415	1	0.62	198	115	115	0	0.17
199	179	179	0	0.15	200	128	128	0	0.716	201	415	415	1	0.62
202	56	56	0	0.43	203	168	168	0	0.21	204	89	89	0	0.432
205	349	349	1	0.064	206	152	152	2	0.25	207	161	161	0	0.23
208	381	381	0	0.411	209	350	350	1	0.064	210	146	146	0	0.29
211	182	182	0	0.09	212	65	65	0	0.528	213	202	202	2	0.175
214	141	141	0	0.22	215	159	159	2	0.25	216	383	383	0	0.622
217	203	203	0	0.17	218	131	131	0	0.24	219	180	180	0	0.16
220	84	84	0	0.383	221	202	202	2	0.354	222	135	135	0	0.41
223	170	170	2	0.22	224	351	351	0	0.193	225	378	378	2	0.354
226	56	56	0	0.19	227	162	162	2	0.26	228	413	413	0	0.197
229	205	205	2	0.205	230	56	56	0	0.25	231	159	159	2	0.78
232	413	413	0	0.199	233	416	416	0	0.03	234	126	126	0	0.08
235	128	128	2	0.11	236	400	400	0	0.162	237	207	207	0	0.105
238	127	127	0	0.74	239	130	130	0	0.1	240	400	400	0	0.194
241	208	208	0	0.32	242	124	124	0	0.06	243	129	129	0	0.15
244	401	401	0	0.155	245	208	208	0	0.153	246	199	199	0	0.21
247	140	140	2	0.16	248	401	401	0	0.163	249	210	210	0	0.154
250	199	199	0	0.02	251	156	156	0	0.31	252	402	402	0	0.228
253	374	374	0	0.41	254	157	157	0	0.06	255	132	132	0	0.29
256	402	402	0	0.187	257	201	201	0	1.32	258	123	123	0	0.28
259	139	139	0	0.42	260	367	367	0	0.315	261	372	372	0	0.285
262	198	198	0	0.04	263	128	128	2	0.12	264	344	344	0	0.16
265	351	351	0	0.311	266	198	198	0	0.19	267	136	136	0	0.26
268	344	344	0	0.145	269	351	351	0	0.585	270	158	158	0	0.74
271	143	143	0	0.26	272	399	399	0	0.13	273	352	352	0	0.55
274	196	196	0	0.03	275	153	153	2	0.11	276	403	403	0	0.11
277	352	352	0	0.137	278	158	158	3	1	279	155	155	0	0.23
280	404	404	0	0.161	281	415	415	1	0.951	282	158	158	0	0.23
283	142	142	0	0.27	284	404	404	0	0.196	285	214	214	1	0.29

linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]
286	160	160	0	0.24	287	149	149	0	0.06	288	405	405	0	0.124
289	215	215	2	0.34	290	171	171	0	0.25	291	133	133	2	0.41
292	405	405	0	0.2	293	215	215	1	0.18	294	187	187	0	0.25
295	138	138	0	0.17	296	403	403	0	0.228	297	217	217	1	0.008
298	175	175	0	0.18	299	153	153	2	0.27	300	406	406	0	0.215
301	218	218	1	0.22	302	167	167	0	0.31	303	147	147	0	0.4
304	406	406	0	0.134	305	219	219	2	0.243	306	160	160	0	0.36
307	128	128	0	0.09	308	407	407	0	0.183	309	222	222	2	0.28
310	184	184	0	0.25	311	144	144	0	0.09	312	408	408	0	0.202
313	236	236	2	0.213	314	163	163	0	0.09	315	145	145	0	0.15
316	408	408	0	0.189	317	236	236	2	0.184	318	164	164	0	0.38
319	151	151	0	0.21	320	407	407	0	0.151	321	238	238	2	0.02
322	172	172	0	0.31	323	134	134	0	0.39	324	409	409	0	0.18
325	238	238	2	0.286	326	178	178	0	0.19	327	134	134	0	0.025
328	409	409	0	0.176	329	242	242	0	0.015	330	158	158	0	0.28
331	150	150	0	0.15	332	410	410	0	0.163	333	354	354	0	0.35
334	181	181	0	0.25	335	417	417	3	0.6	336	410	410	0	0.185
337	353	353	0	0.05	338	185	185	0	0.16	339	189	189	0	0.2
340	411	411	0	0.155	341	353	353	0	0.2	342	165	165	0	0.16
343	188	188	0	0.3	344	411	411	0	0.196	345	242	242	0	0.025
346	169	169	0	0.1	347	197	197	0	0.1	348	411	411	0	0.239
349	355	355	0	0.14	350	173	173	0	0.27	351	188	188	0	0.064
352	412	412	0	0.193	353	356	356	0	0.035	354	158	158	1	0.62
355	148	148	0	0.35	356	412	412	0	0.19	357	356	356	0	0.015
358	183	183	2	0.12	359	137	137	0	0.29	360	289	289	0	0.172
361	242	242	2	0.125	362	245	245	0	0.144	363	264	264	0	0.295
364	288	288	0	0.128	365	305	305	0	0.346	366	246	246	0	0.199
367	265	265	0	0.272	368	287	287	0	0.511	369	309	309	0	0.035
370	242	242	2	0.167	371	266	266	0	0.428	372	299	299	0	0.3
373	309	309	0	0.198	374	248	248	0	0.118	375	267	267	0	0.233
376	415	415	0	0.076	377	313	313	0	0.191	378	357	357	0	0.015
379	268	268	0	0.3	380	299	299	0	0.222	381	308	308	0	0.215
382	358	358	0	0.055	383	364	364	0	0.07	384	299	299	0	0.255
385	312	312	0	0.187	386	358	358	0	0.385	387	365	365	0	0.275
388	300	300	0	0.152	389	316	316	0	0.338	390	250	250	0	0.515
391	365	365	0	0.045	392	301	301	0	0.124	393	318	318	0	0.182

linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]	linha	inicio	fim	cabo ini	comp [km]
394	250	250	0	0.27	395	364	364	0	0.205	396	302	302	0	0.534
397	317	317	0	0.19	398	359	359	0	0.136	399	362	362	0	0.08
400	303	303	0	0.57	401	314	314	0	0.228	402	252	252	2	0.157
403	362	362	0	0.72	404	304	304	0	0.138	405	310	310	0	0.288
406	253	253	0	0.161	407	361	361	0	0.045	408	307	307	0	0.607
409	295	295	0	0.131	410	360	360	0	0.11	411	361	361	0	0.125
412	315	315	0	0.288	413	259	259	0	0.098	414	253	253	0	0.075
415	416	416	0	0.78	416	311	311	0	0.198	417	259	259	0	0.295
418	253	253	2	0.27	419	363	363	0	0.285	420	306	306	0	0.214
421	323	323	0	0.015	422	256	256	0	0.29	423	363	363	0	0.16
424	333	333	0	0.195	425	323	323	0	0.284	426	256	256	2	0.184
427	380	380	0	0.847	428	335	335	0	0.15	429	323	323	0	0.132
430	282	282	2	0.227	431	267	267	0	0.105	432	335	335	0	0.177
433	323	323	0	0.24	434	281	281	2	0.19	435	326	326	0	0.15
436	336	336	0	0.08	437	322	322	0	0.185	438	233	233	2	0.095
439	267	267	0	0.138	440	337	337	0	0.115	441	321	321	0	0.26
442	232	232	2	0.04	443	296	296	0	0.138	444	338	338	0	0.186
445	320	320	0	0.192	446	229	229	2	0.156	447	295	295	0	0.203
448	264	264	0	0.024	449	298	298	0	0.104	450	229	229	2	0.09
451	295	295	0	0.103	452	366	366	0	0.003	453	321	321	0	0.086
454	227	227	2	0.16	455	294	294	0	0.062	456	339	339	0	0.075
457	328	328	0	0.073	458	370	370	2	0.135	459	293	293	0	0.251
460	340	340	0	0.31	461	329	329	0	0.114	462	373	373	0	0.01
463	267	267	0	0.27	464	333	333	0	0.153	465	330	330	0	0.075
466	373	373	2	0.008	467	291	291	0	0.046	468	340	340	0	0.49
469	328	328	0	0.16	470	225	225	0	0.075	471	289	289	0	0.015
472	375	375	2	0.095	473	332	332	0	0.114	474	367	367	0	0.025

Tabela- B.8. Dados dos cabos do sistema de 417 barras.

Tipo	R [Ω /km]	X [Ω /km]	Imax [A]	custo [10^3 R\$/km]
1	0.3655	0.252	200	20
2	0.2921	0.2466	300	30
3	0.2359	0.2402	400	40
4	0.1932	0.2279	500	50

Tabela B.9. Dados das cargas do sistema de 417 barras.

barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]
1	0	0	2	122	59	3	0	0	4	0	0
5	114	55	6	51	25	7	83	40	8	0	0
9	122	59	10	122	59	11	77	37	12	0	0
13	68	33	14	71	34	15	0	0	16	0	0
17	77	37	18	30	14	19	13	6	20	1	0
21	194	94	22	77	37	23	77	37	24	77	37
25	122	59	26	104	51	27	0	0	28	77	37
29	243	118	30	77	37	31	77	37	32	0	0
33	121	58	34	194	94	35	122	59	36	77	37
37	0	0	38	0	0	39	96	47	40	122	59
41	70	34	42	58	28	43	0	0	44	122	59
45	122	59	46	122	59	47	86	42	48	77	37
49	0	0	50	122	59	51	122	59	52	122	59
53	0	0	54	42	20	55	122	59	56	13	6
57	77	37	58	50	24	59	0	0	60	60	29
61	71	34	62	122	59	63	77	37	64	95	46
65	121	58	66	77	37	67	103	50	68	52	25
69	57	27	70	171	83	71	121	58	72	39	19
73	119	58	74	49	24	75	0	0	76	50	24
77	44	21	78	82	40	79	132	64	80	194	94
81	0	0	82	122	59	83	3	1	84	52	25
85	103	50	86	21	10	87	21	10	88	21	10
89	5	3	90	0	0	91	0	0	92	21	10
93	18	9	94	122	59	95	116	56	96	7	3
97	64	31	98	49	24	99	16	8	100	77	37

barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]
101	119	58	102	71	34	103	77	37	104	194	94
105	122	59	106	55	27	107	38	18	108	22	10
109	0	0	110	77	37	111	122	59	112	38	18
113	122	59	114	27	13	115	64	31	116	0	0
117	0	0	118	0	0	119	0	0	120	79	38
121	247	119	122	0	0	123	0	0	124	0	0
125	0	0	126	0	0	127	0	0	128	77	37
129	122	59	130	62	30	131	105	51	132	122	59
133	77	37	134	77	37	135	0	0	136	85	41
137	8	4	138	122	59	139	35	17	140	55	27
141	153	74	142	316	153	143	105	51	144	20	10
145	95	46	146	38	18	147	83	40	148	50	24
149	77	37	150	122	59	151	102	49	152	60	29
153	77	37	154	194	94	155	56	27	156	122	59
157	0	0	158	3	1	159	1	0	160	52	25
161	194	94	162	10	5	163	128	62	164	16	8
165	37	18	166	154	75	167	0	0	168	0	0
169	78	38	170	0	0	171	27	13	172	103	50
173	122	59	174	72	35	175	0	0	176	122	59
177	194	94	178	0	0	179	77	37	180	82	40
181	53	26	182	122	59	183	64	31	184	86	42
185	82	40	186	0	0	187	167	81	188	0	0
189	0	0	190	131	64	191	21	10	192	21	10
193	21	10	194	21	10	195	0	0	196	0	0
197	0	0	198	0	0	199	0	0	200	52	25
201	202	98	202	202	98	203	73	35	204	81	39
205	115	56	206	118	57	207	318	154	208	161	78
209	126	61	210	59	29	211	24	12	212	24	12
213	5	2	214	126	61	215	56	27	216	62	30
217	0	0	218	32	15	219	158	77	220	126	61
221	202	98	222	41	20	223	81	39	224	126	61
225	202	98	226	18	9	227	202	98	228	106	51
229	175	85	230	174	84	231	113	55	232	202	98
233	0	0	234	202	98	235	403	195	236	202	98
237	126	61	238	0	0	239	29	14	240	9	4
241	5	2	242	0	0	243	18	9	244	45	22

barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]
245	32	16	246	61	30	247	81	39	248	126	61
249	23	11	250	14	7	251	18	9	252	126	61
253	5	3	254	26	13	255	18	9	256	126	61
257	81	39	258	0	0	259	126	61	260	41	20
261	0	0	262	28	14	263	30	14	264	81	39
265	202	98	266	318	154	267	176	85	268	126	61
269	6	3	270	31	15	271	60	29	272	56	27
273	126	61	274	118	57	275	126	61	276	202	98
277	10	5	278	126	61	279	202	98	280	318	154
281	82	40	282	126	61	283	22	10	284	13	6
285	71	34	286	101	49	287	113	54	288	126	61
289	0	0	290	34	17	291	83	40	292	59	29
293	126	61	294	145	70	295	202	98	296	50	24
297	41	20	298	202	98	299	77	37	300	161	78
301	477	231	302	68	33	303	14	7	304	4	2
305	0	0	306	66	32	307	0	0	308	60	29
309	95	46	310	0	0	311	19	9	312	67	32
313	18	9	314	33	16	315	21	10	316	33	16
317	42	20	318	52	25	319	43	21	320	126	61
321	107	52	322	202	98	323	126	61	324	24	12
325	101	49	326	81	39	327	155	75	328	23	11
329	31	15	330	126	61	331	13	6	332	56	27
333	120	58	334	126	61	335	403	195	336	81	39
337	177	86	338	151	73	339	9	4	340	29	14
341	14	7	342	23	11	343	45	22	344	0	0
345	36	17	346	5	2	347	9	4	348	80	39
349	0	0	350	0	0	351	0	0	352	0	0
353	0	0	354	0	0	355	0	0	356	0	0
357	0	0	358	0	0	359	0	0	360	0	0
361	0	0	362	0	0	363	0	0	364	0	0
365	0	0	366	0	0	367	0	0	368	0	0
369	0	0	370	0	0	371	0	0	372	0	0
373	0	0	374	0	0	375	0	0	376	86	41
377	86	41	378	0	0	379	0	0	380	0	0
381	0	0	382	0	0	383	0	0	384	68	33
385	15	7	386	56	27	387	12	6	388	50	24

barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]	barra	P [kW]	Q [kVAr]
389	115	56	390	14	7	391	5	2	392	19	9
393	34	17	394	10	5	395	40	19	396	28	14
397	14	7	398	17	8	399	41	20	400	0	0
401	0	0	402	0	0	403	0	0	404	0	0
405	0	0	406	0	0	407	0	0	408	0	0
409	0	0	410	0	0	411	0	0	412	0	0
413	0	0	414	19	9	415	0	0	416	0	0
417	0	0									

C. Trabalhos correlatos.

Nesta seção são relacionados os trabalhos associados à pesquisa, apresentados em congressos e revistas. O seguinte foi publicado em revista internacional:

LAVORATO, M. ; FRANCO, JOHN F. ; RIDER, M. J. ; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. IEEE Transactions on Power Systems, New York; v. 27, p. 172-180, 2012.

Os seguintes trabalhos foram apresentados em congressos:

1. FRANCO, JOHN F.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. An Efficient implementation of tabu search in feeder reconfiguration of distribution systems. In: IEEE GENERAL MEETING 2012, San Diego, **Proceedings...** San Diego: [s.n.], 2012.
2. FRANCO, JOHN F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A set of linear equations to calculate the steady state operation of an electrical distribution system. In: IEEE PES: CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, n. 1, 2011, Medellín. **Proceedings...** Medellín: [s.n.], 2011, p. 1-5, 2011.
3. FRANCO, JOHN F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Optimal allocation of capacitors in radial distribution systems with distributed generation. In: IEEE PES: CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, 2011, Medellín. **Proceedings...** Medellín: [s.n.], 2011.

4. FRANCO, JOHN F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Un modelo linear entero mixto para la selección óptima de conductores y reconductoramiento. In: CONGRESO INTERNACIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE RAMAS AFINES- INTERCON, 2011, Lima. **Memorias...** Lima: [s.n.], 2011.
5. FRANCO, JOHN F.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Planejamento multiestágio de sistemas de distribuição usando busca tabu e uma estratégia de decomposição. In: T&D2010 LATIN AMÉRICA, São Paulo. **Anais...** São Paulo: [s.n.], 2010.
6. FRANCO, JOHN F.; ROMERO, R.; GALLEGO, R. Um método heurístico eficiente para a seleção ótima de condutores e o recondutoramento de alimentadores primários em sistemas de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 18., 2010, Bonito. **Anais...** Bonito: [s.n.], 2010.
7. FRANCO, JOHN F.; ROMERO, R. Planejamento da operação de sistemas de distribuição considerando a alocação ótima de capacitores e reguladores de tensão. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 3., 2010, Belém. **Anais...** Belém: [s.n.], 2010.