



UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

Este exemplar corresponde a redação final da tese
defendida por Marcelo Adorni Pereira
e aprovada pela Comissão
Julgada em 17 Abril 2000
Carla Adorni
Orientador

**Conjuntos Nebulosos e Algoritmos Genéticos Aplicados à
Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**

Por
Marcelo Adorni Pereira

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP como parte dos
requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Carlos Alberto Favarin Murari (Orientador) – FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Djalma Mosqueira Falcão – COPPE/UFRJ

Prof. Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro – DEIS/FEIS/UNESP

Prof. Dr. Fernando Antonio Campos Gomide - FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. André Luiz Morelato França - FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior - FEEC/UNICAMP (Suplente)

Prof. Dr. Fujio Sato - FEEC/UNICAMP (Suplente)

Campinas, abril de 2000.



200617122

UNIDADE	U.C.
N.º CHAMADA:	T/UNICAMP
	P414c
V.	Ex.
TOMBO BC/	43009
PROC.	16-278100
C	☐
D	☒
PREC.	R\$ 11,00
DATA	07/11/00
N.º CPD	

CM-00147202-B

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

P414c Pereira, Marcelo Adorni

Conjuntos nebulosos e algoritmos genéticos aplicados à restauração de redes de distribuição de energia elétrica / Marcelo Adorni Pereira.--Campinas, SP: [s.n.], 2000.

Orientador: Carlos Alberto Favarin Murari.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Topologia de redes elétricas. 3. Conjuntos difusos - Modelos matemáticos. 4. Algoritmos genéticos. 5. Processamento paralelo (Computadores). I. Murari, Carlos Alberto Favarin. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

A Deus,

“.....causa primeira de todas as coisas.....”

Agradecimentos

Agradeço a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta dissertação de Doutorado. Em especial, agradeço:

- ao professor Carlos Alberto Favarin Murari pelo empenho, incentivo, paciência, amizade e excelente orientação;
- aos demais professores do DSEE;
- aos amigos do DSEE, sempre prontos a ajudar e contribuir mutuamente;
- à Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP - pela eficiência e pelo excelente trabalho de apoio à pesquisa.
- aos amigos da CPFL do distrito de Itapira pelas orientações e incentivos;
- à minha família pelo apoio e em especial à minha esposa pela paciência.

Resumo

Este trabalho tem como principal objetivo o estudo de técnicas de inteligência artificial aplicadas ao problema da reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica.

O estudo da teoria de conjuntos nebulosos permitiu a inserção do conhecimento dos operadores e o tratamento de dados imprecisos. O custo de operação de chaves, quantificado e qualificado por uma função de pertinência, é proposto para simular as decisões dos operadores através de um algoritmo heurístico que busca a restauração da rede, com poucas operações de chaveamento. A definição de operadores algébricos com números nebulosos possibilitou o desenvolvimento de um estimador de estado que obtém o estado da rede através de números complexos nebulosos.

Uma análise teórica sobre os principais mecanismos que atuam e controlam um algoritmo genético e um estudo das práticas de operação de redes de distribuição permitiram: definir uma codificação para o problema; propor alternativas para gerar as soluções iniciais; inserir o conhecimento dos operadores para atender às restrições de rede radial e conexa; propor funções adequadas para classificar as soluções; realizar combinações e alterações nas soluções; compondo um algoritmo genético que, aplicado ao problema da reconfiguração de redes, sempre encontra uma solução ótima.

A inserção do custo nebuloso de operação de chaves, a utilização de um fluxo de carga específico e a aplicação de processamento paralelo, permitiram o desenvolvimento de um programa computacional para a reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica em tempo real.

Abstract

This work has as the main objective an analysis about artificial intelligence techniques applied to the electrical distribution system reconfiguration problem.

The study of fuzzy theory allowed the operators' knowledge insertion and the imprecision dates treatment. A fuzzy switch cost operation is proposed to simulate the operators' decision through a heuristic algorithm that searches the network restoration with minimum switch operations. The definition of algebraic operators with fuzzy numbers allowed the development of a state estimator that obtains the network state by fuzzy complex numbers.

A theoretical study about the main mechanisms that act and control the genetic algorithms and an investigation about the network distribution operation practices allowed: to define a codification to the problem; to propose alternatives to generate the initial solutions; to insert the operators' knowledge to attend the radial and connection network constraints; to propose an appropriate function to classify the solutions; and to apply combinations and alteration in the solutions; composing a genetic algorithm that, when applied to the network reconfiguration problem, always reaches an optimal solution.

The fuzzy switch cost insertion, a specific load flow utilisation, and the parallel processing implementation, allowed the development of a software to electrical distribution network reconfiguration in real time.

Índice

1. A Reconfiguração de Redes em Sistemas de Distribuição	1
1.1. Introdução	1
1.2. O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	1
2. Conjuntos Nebulosos – Conceitos Teóricos	9
2.1. Introdução	9
2.2. Conjuntos Nebulosos	9
2.3. Funções de Pertinência	10
2.4. Operações com Conjuntos Nebulosos	12
2.5. Números Nebulosos	14
2.5.1. Operações com Números Nebulosos	15
3. Conjuntos Nebulosos Aplicados em Redes de Distribuição	21
3.1. Introdução	21
3.2. Custo de Operação de Chaves	21
3.3. Estimação de Carga	26
3.3.1. Padrão Horário de Consumo	26
3.3.2. Classificação Lingüística do Padrão Horário	27
3.3.3. Estimação de Carga via Número Nebuloso	29
3.3.4. Heurística para Restauração de Redes	31
3.3.4.1. Restauração com uma rede de 11 barras	34
3.3.4.2. Restauração com uma rede de 40 barras	35
3.3.5. Determinação do Estado via Conjuntos Nebulosos	41
4. Algoritmo Genético Aplicado a Redes de Distribuição de Energia Elétrica	46
4.1. Introdução	46
4.2. Algoritmos Genéticos	46
4.2.1. <i>Schema Theorem</i>	48
4.2.2. Mecanismos de Codificação	50
4.2.3. Geração da População Inicial	52
4.2.4. Filtro de Topologia	53

4.2.5. Função Objetivo e Restrições	55
4.2.5.1. Fluxo de Carga	56
4.2.6. Seleção e <i>Fitness</i>	56
4.2.7. Elitismo	59
4.2.8. Cruzamento	59
4.2.9. Mutação	60
4.2.10. Critério de Parada	60
5. Algoritmo Genético Aplicado em Redes de Distribuição	62
5.1. Introdução	62
5.2. O algoritmo Passo a Passo	62
5.2.1. Rede de 10 Barras com a Função <i>Fitness-2</i>	62
5.2.2. Rede de 32 Barras com a Função <i>Fitness-3</i>	66
5.2.3. Rede de 32 Barras com a Função <i>Fitness-2</i>	70
5.3. Parâmetros de Controle do Algoritmo Genético	74
5.4. Aplicação de Algoritmo Genético na Restauração de Redes	76
5.5. Aplicação de Conjuntos Nebulosos no Algoritmo Genético	77
5.6. Algoritmo Genético em Ambiente de Programação Paralela	77
5.7. Simulações de Operações de Redes	80
6. Conclusões	84
Referências Bibliográficas	86
A. "A fuzzy heuristic algorithm for distribution systems' service restoration"	91
B. "A fast on-line three phase power flow for radial distribution systems"	92
C. "Electrical distribution system fuzzy load estimation"	93
D. "Genetic algorithm applied to distribution sytem network"	94
E. Bancos de Dados de Redes de Distribuição	95
E.1. Rede de 10 barras	96
E.2. Rede de 32 barras	97
E.3. Rede de 40 barras	100

E.4. Rede de 305 barras	102
F. Banco de Dados para Curva de Padrão Horário de Consumo	114

Lista de Figuras

1.1 Sistema de distribuição genérico	1
1.2 Topologias tipo radial e reticulada	2
1.3 Equipamentos típicos de um sistema de distribuição	2
2.1 Funções de pertinência para nível de tensão (p.u.)	11
2.2 Comparação entre dois conjuntos nebulosos	14
2.3 Módulo de um número complexo nebulosos	16
2.4 Erros percentuais para imprecisões entre as partes real e imaginária	20
3.1 Tipos de chaves seccionadoras	22
3.2 Curva de carga de consumidor tipo industrial	28
3.3 Rede teste de 11 barras	30
3.4 Rede teste de 40 barras	35
3.5 Rede teste para estimação de estado	42
3.6 Rede de 32 barras [4]	44
4.1 Função com diversos ótimos locais	47
4.2 Hiperplanos definidos por <i>schemata</i>	48
4.3 Exemplos de codificação	50
4.4 Codificação por blocos de carga	51
4.5 Algoritmo para geração da população inicial	53
4.6 Técnica heurística para restabelecer topologias	55
4.7 Relação linear da função <i>fitness-2</i>	58
4.8 Exemplos de cruzamento	60
5.1 Algoritmo Genético em paralelo	80
E.1 Rede teste com 10 barras	96
E.2 Rede teste de 32 barras [4]	98
E.3 Rede teste de 40 barras	100
E.4 Rede de distribuição de 305 barras	113

Lista de Tabelas

3.1	Grau de pertinência do conjunto “Muito Barato”	25
3.2	Exemplos de classificação de atividades industriais e comerciais	27
3.3	Valores normalizados para estimação de cargas [11]	29
3.4	Dados nominais da rede da figura 3.3	30
3.5	Magnitudes da tensão e corrente	30
3.6	Magnitudes da tensão e corrente para uma certa região da curva de carga	31
3.7	Parâmetros dos números nebulosos das cargas	31
3.8	Índice OP_i	34
3.9	Classificação de chaves da rede de 40 barras	36
3.10	Condição de operação no período das 17 às 19hs	36
3.11	Cargas estimadas	37
3.12	Dados dos consumidores	43
3.13	Carga, corrente e tensão de barra	43
3.14	Impedância, corrente e perdas nos ramos	43
3.15	Corrente estimada	43
3.16	Valores estimados e real das tensões nas barra	44
3.17	Valores estimados e real das cargas	44
3.18	Valores estimados e “reais” da rede de 32 barras [4]	45
4.1	Codificação de topologias por <i>strings</i>	52
4.2	Aplicação da <i>fitness-1</i>	57
4.3	Aplicação da <i>fitness-2</i>	57
5.1	População inicial	62
5.2	Topologias restauradas da geração 1	63
5.3	Função <i>fitness-2</i> com inclinação de 10°	63
5.4	População intermediária de geração 1	63
5.5	População final da geração 1	64
5.6	Função <i>fitness-2</i> com inclinação de 20°	64
5.7	População intermediária da geração 2	64
5.8	População final da geração 2	65
5.9	Função <i>fitness-2</i> com inclinação de 30°	65
5.10	População intermediária da geração 3	65
5.11	População final da geração 3	64
5.12	Função <i>fitness-2</i> com inclinação de 40°	66
5.13	População intermediária da geração 4	66
5.14	População final da geração 4	66
5.15	População inicial	66
5.16	Função <i>fitness-3</i> com expoente 0,50	66
5.17	População intermediária da geração 1	67

5.18 População final da geração 1	67
5.19 Função <i>fitness</i> -3 com expoente 1,00	67
5.20 População intermediária da geração 2	67
5.21 População final da geração 2	67
5.22 Função <i>fitness</i> -3 com expoente 1,50	68
5.23 População intermediária da geração 3	68
5.24 População final da geração 3	68
5.25 Função <i>fitness</i> -3 com expoente 2,00	68
5.26 População intermediária da geração 4	69
5.27 População final da geração 4	69
5.28 Função <i>fitness</i> -3 com expoente 2,50	69
5.29 População intermediária da geração 5	69
5.30 População final da geração 5	70
5.31 População inicial	70
5.32 Função <i>fitness</i> -2 com inclinação de 10°	70
5.33 População intermediária da geração 1	70
5.34 População final da geração 1	71
5.35 Função <i>fitness</i> -2 com inclinação de 20°	71
5.36 População intermediária da geração 2	71
5.37 População final da geração 2	71
5.38 Função <i>fitness</i> -2 com inclinação de 30°	71
5.39 População intermediária da geração 3	72
5.40 População final da geração 3	72
5.41 Função <i>fitness</i> -2 com inclinação de 40°	72
5.42 População intermediária da geração 4	72
5.43 População final da geração 4	73
5.44 Função <i>fitness</i> -2 com inclinação de 50°	73
5.45 População intermediária da geração 5	73
5.46 População final da geração 5	73
5.47 Parâmetros de controle comuns	75
5.48 Faixa de variação para os controles	76
5.49 Melhores parâmetros de controle	76
5.50 Parâmetros de controle	76
5.51 Restauração de redes com limite de tempo (3,0 segs)	76
5.52 Restauração de redes com limite de gerações (30 gerações)	77
5.53 Custo nebuloso x custo por impedância - Rede de 32 barras	77
5.54 Custo nebuloso x custo por impedância - Rede de 40 barras	77
5.55 Custo nebuloso x custo por impedância - Rede de 305 barras	77
5.56 Comparação de custos entre máquinas	78

5.57 Processamento seqüencial no Pentium II 233 MHz	78
5.58 Processamento paralelo no Pentium II 233 MHz	78
5.59 Processamento seqüencial na Sun-Sparc	79
5.60 Processamento paralelo na Sun-Sparc	79
5.61 Acréscimo de demanda (15%) na rede de 32 barras	81
5.62 Acréscimo de demanda (15%) na rede de 40 barras	81
5.63 Acréscimo de demanda (15%) na rede de 305 barras	81
5.64 Restauração após falha no trecho 22-23-24	82
5.65 Restauração após falha no trecho 3-4-5	82
5.66 Restauração após falha no trecho A9-25-28	82
5.67 Restauração após falha no trecho A5-17-14	82
5.68 Restauração após falha no trecho A9-25-28 e A5-17-14	82
5.69 Restauração após falha no trecho 81-82-83 e 202-201-200	82
5.70 Restauração após falha e acréscimo de demanda	83
E.1 Características de condutores para redes aéreas	95
E.2 Dados de barras da figura E.1	96
E.3 Dados de linha da figura E.1	97
E.4 Estado da rede da figura E.1	97
E.5 Índice OP_i para custo de operação “caro”	97
E.6 Dados de barras da figura E.2	97
E.7 Dados de linha da figura E.2	98
E.8 Estado da rede da figura E.2	99
E.9 Índice OP_i para custo de operação “caro”	99
E.10 Dados de barras da figura E.3	100
E.11 Dados de linha da figura E.3	101
E.12 Estado da rede da figura E.3	101
E.13 Índice OP_i para custo de operação “caro”	102
E.14 Dados de barras da figura E.4	102
E.15 Dados de linha da figura E.4	104
E.16 Estado da rede da figura E.4	108
E.17 Índice OP_i para custo de operação “caro”	110
F.1 Dados da figura 3.2	115

Capítulo 1

A Reconfiguração de Redes Em Sistemas de Distribuição

1.1. Introdução

Este capítulo apresenta as principais características do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) e uma revisão bibliográfica de métodos que utilizam técnicas heurísticas e inteligência artificial para a solução do problema de reconfiguração de redes.

1.2. O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

A distribuição de energia elétrica é o elo final dos sistemas elétricos de potência e tem como objetivo principal fornecer, a partir de um sistema de subtransmissão ou de pequenas unidades geradoras, energia elétrica para cada tipo de consumidor, com índices de continuidade e qualidade os mais altos possíveis [1,2].

A figura 1.1 ilustra um sistema de distribuição genérico, a partir do qual pode-se descrever as suas principais características.

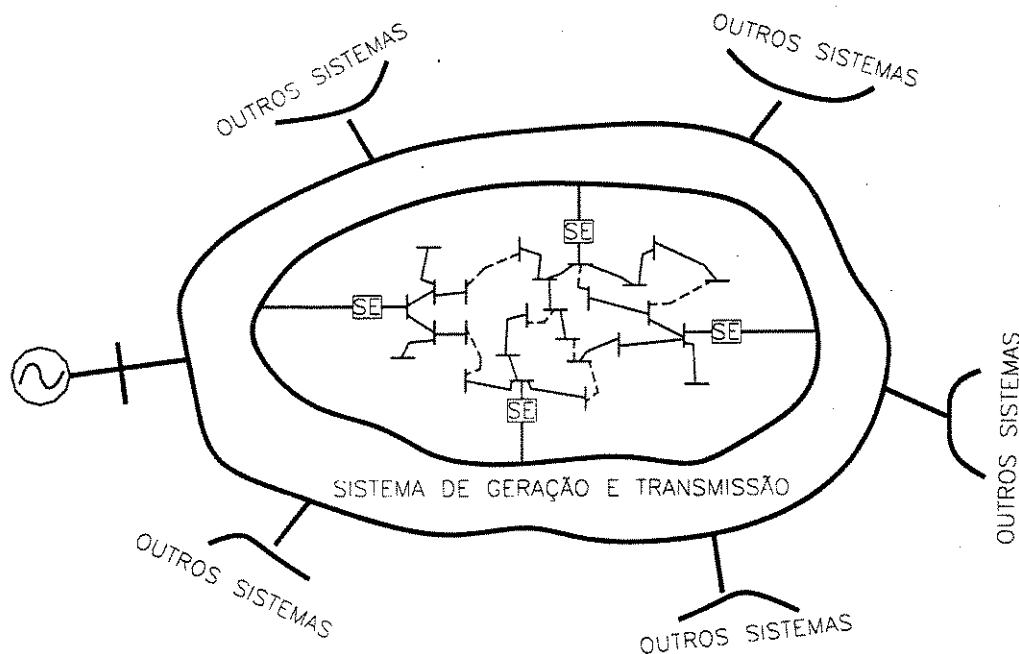


Figura 1.1 – Sistema de distribuição genérico

Supridos por uma rede que compreende a geração e a transmissão, os sistemas de distribuição de energia elétrica compõem-se de subestações rebaixadoras, pequenas unidades geradoras e de um conjunto de circuitos (alimentadores e ramaís), protegidos e operados por disjuntores, formando uma rede reticulada com as outras subestações.

Duas topologias são possíveis: radial e reticulada (figura 1.2).

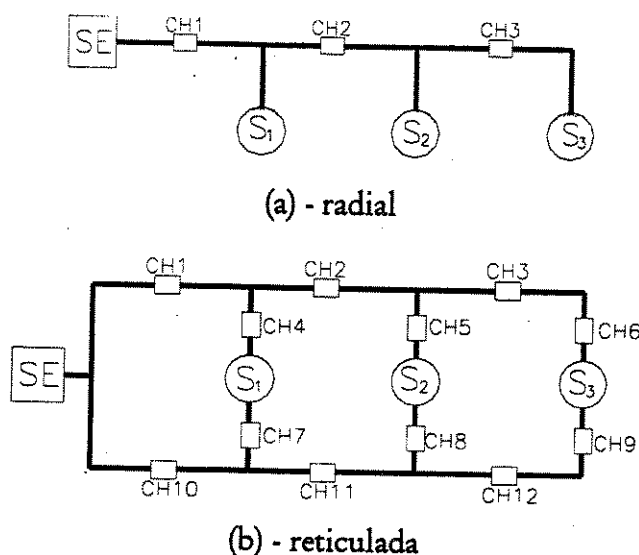
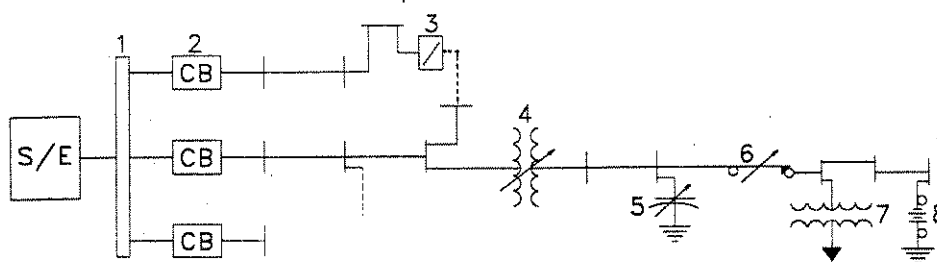


Figura 1.2 – Topologias tipo radial e reticulada

A topologia radial apresenta certas vantagens em relação à topologia malhada, tais como: menor nível de curto-circuito, simplicidade nas operações de chaveamento e facilidade no emprego de equipamentos de proteção. Por outro lado, uma estrutura radial é pouco confiável do ponto de vista operacional pois não garante alternativas de suprimento no caso de falhas ou sobrecargas, como por exemplo: se a chave CH2 da rede da figura 1.2(a) tiver que ser aberta, as cargas S_2 e S_3 ficam desligadas, enquanto que para a rede da figura 1.2(b), para o mesmo evento, as demais chaves podem compor uma alternativa para o suprimento de energia para estas cargas. Portanto, para agregar as vantagens da estrutura radial e malhada os sistemas de distribuição de energia elétrica são construídos como redes malhadas e operados, em sua maioria, como redes radiais.

Equipamentos tais como: reguladores automáticos de tensão, que mantêm níveis adequados de tensão, conforme a variação das cargas; bancos de capacitores para o suprimento de reativos; chaves religadoras para faltas de curta duração; transformadores de distribuição; equipamentos de medição etc., tornam o sistema complexo e de grande dimensão. A figura 1.3 ilustra a instalação destes equipamentos.



- 1- Barramento principal em média tensão;
- 2- Disjuntores;
- 3- Chave seccionadora para manobra;
- 4- Regulador automático de tensão;
- 5- Banco automático de capacitores;
- 6- Chave religadora automática;
- 7- Transformador de distribuição (média/baixa tensão);
- 8- Protetor de surto de tensão (para-raios).

Figura 1.3 – Equipamentos típicos de um sistema de distribuição

A eficiente utilização de todos estes equipamentos visa garantir o fornecimento de energia a todos os níveis de produção de bens materiais e de serviços, com alto nível de confiabilidade e qualidade e com um custo o menor possível, pois se reflete em toda a economia.

A otimização do planejamento e da operação, através de métodos eficientes e de fácil implementação, pode minimizar os efeitos do custo da energia elétrica e ainda retardar investimentos e reduzir o impacto ambiental evitando a construção de novas subestações, linhas de transmissão e unidades geradoras.

As publicações que tratam do problema de otimização do planejamento e da operação de sistemas de distribuição se intensificaram a partir da década de 80. Técnicas heurísticas mescladas com métodos de otimização e, posteriormente, técnicas de inteligência artificial com a aplicação de conjuntos nebulosos e algoritmos evolutivos têm sido aplicadas para contornar os problemas intrínsecos aos sistemas de distribuição, visando resultados práticos e com baixo esforço computacional.

O balanceamento de cargas nos transformadores da subestação e nos alimentadores, visando a minimização de perdas tanto em condições de operação normal quanto sob falta, é apresentado em [3], no qual os autores comentam a dificuldade de se obter uma solução ótima, em função da dimensão do sistema. O método procura chegar a soluções aproximadas e práticas para o sistema. O algoritmo aplica uma base de regras para manter a característica radial do sistema e para evitar repetições nas operações de chaveamento. Através de índices de carregamento de cargas e aplicando o método apenas entre dois alimentadores em cada iteração, ele é repetido entre os outros alimentadores até que os índices sejam tão semelhantes quanto possível. Os autores não explicam se o método é eficiente para aplicações em tempo real.

Em [4] a minimização de perdas é obtida através da reconfiguração e do balanceamento de cargas. É utilizado um algoritmo heurístico de busca que encontra uma configuração que seja relevante entre as outras conhecidas. Basicamente o processo tem início com uma solução conhecida e factível que será tomada como geradora de outros arranjos de topologia e que serão classificados através de um índice de ganho e assim, em função deste índice, uma topologia é escolhida como geradora de outras e o processo é reiniciado. Os autores destacam que a eficiência do método está no cálculo do fluxo de carga

e apresentam dois métodos: o *Simplified DistFlow Method* e o *Backward and Forward Update of DistFlow*. O método apresentado tem uma estrutura que lembra um algoritmo evolutivo, porém nenhuma técnica de controle explícita, tal como apresentada na busca tabu, algoritmo genético ou *simulated annealing* é apresentada.

Um dos primeiros trabalhos que trataram o problema da restauração de redes de distribuição, considerando problemas práticos e inserindo a experiência dos operadores foi apresentado em [5]. O problema é tratado como um problema híbrido - restauração, reconfiguração - visando restaurar o maior número possível de consumidores, após uma alteração na topologia, e ao mesmo tempo balancear as cargas. O método é uma busca heurística sobre uma árvore de decisão binária, evitando obter árvores infactíveis através de uma base de dados formada a partir da experiência dos operadores. A topologia da rede é representada por um vetor, denominado vetor de decisão, composto por variáveis binárias que definem o estado das chaves (0 = aberta, 1 = fechada). A busca na árvore de decisões parte do nó raiz (subestação) até os nós que não possuem mais sequência e, em cada nó, as variáveis não declaradas ($x_i = 0$ ou $x_i = 1$) são definidas segundo critérios heurísticos, para evitar que o método se torne uma busca exaustiva.

Uma metodologia para a minimização das perdas de energia na rede de distribuição, via reconfiguração, apresentada em [6], está fundamentada no conceito de caminho de fluxo ótimo, que é determinado pelas leis de Kirchhoff. Com o fechamento de uma chave, que forma um laço na topologia radial, outra chave deve ser escolhida para abrir este laço e esta escolha é orientada de tal forma a estabelecer mínimas perdas. Para formar o laço pode-se implementar, entre outros, o critério da escolha da chave que apresenta o melhor nível de tensão e, para a abertura, o ramo que apresentar o menor fluxo. Os autores comentam que os resultados são melhores quando comparados com outros. Embora esta metodologia seja interessante, nem sempre a rede permite tanta flexibilidade de manobras que permita abrir o laço no ramo com menor fluxo e até mesmo pode ser inviável a sua aplicação se for considerado que não se pode instalar chaves em todos os ramos e, ainda, o cálculo do fluxo para cada operação de chaveamento pode inviabilizar aplicações em tempo real.

Em [7] uma metodologia heurística é aplicada com o objetivo de restabelecer regiões fora de serviço com mínimas operações de chaveamento. A metodologia empregada é muito semelhante ao apresentado em [6] e, como a minimização das operações de chaveamento é o objetivo, as chaves que normalmente ficam abertas são primeiramente examinadas para viabilizar a restauração e, dependendo do tempo de duração da falta, até mesmo determinados níveis de violação nas restrições são tolerados e sempre que uma topologia factível é obtida, o processo pára. O método apresentado é prático se considerarmos que o objetivo é restabelecer o serviço o mais rápido possível, dentro das possibilidades existentes, e que o procedimento utilizado é temporário.

A aplicação de uma base de regras, que é montada a partir de consultas a operadores do sistema, foi utilizada em um algoritmo heurístico em [8], visando a restauração do sistema após uma falta. Com o intuito de evitar o cálculo do fluxo de carga, em cada estágio da restauração, as cargas são estimadas proporcionalmente à corrente medida na subestação. O algoritmo tenta primeiramente reconectar uma região desligada, através de uma chave que a conecte a um outro alimentador, e, se não for possível, tenta-se reconectar via ramais e em trechos menores. Embora o plano de restauração seja orientado segundo a experiência dos operadores, simulando suas decisões, os autores não deixam claro como escolher os pontos de conexão, como seccionar as regiões desligadas para que suas partes

sejam reconectadas e nem como implementar cortes de cargas para viabilizar a restauração de cargas prioritárias.

O problema da coordenação entre as proteções dos alimentadores e ramais, utilizando um algoritmo heurístico, é apresentado em [9]. A escolha do tipo de proteção e a sua localização na rede são elaboradas simultaneamente com o plano de restauração. O procedimento é efetuado durante o planejamento da rede, para permitir que as operações de manobra não comprometam a proteção da rede e a sua coordenação. Este tipo de consideração é fundamental para que as soluções apresentadas sejam viáveis do ponto de vista operacional.

Em [10], a oscilação que as cargas apresentam em função do período do dia, dia da semana e do tipo de consumidor é contemplada no algoritmo de minimização de perdas via reconfiguração. O problema formulado tem como função objetivo minimizar as perdas sujeito às restrições de tensão e corrente obtidas através de um fluxo de carga. Uma metodologia para a estimação de estado é implementada, utilizando informações como: tipo de consumidor, dados de medição, dados estatísticos, etc. Este artigo demonstra que a operação ótima também é obtida através da alteração da topologia em função do nível de carga atual. Porém, a implementação desta técnica somente é possível em sistemas que apresentem uma quantidade suficiente de chaves com operação remota, cujo custo de implementação nem sempre é viável.

Utilizando os mesmos princípios apresentados em [8], conjuntos nebulosos foram aplicados em [11] para a estimação de estado. Os autores mostram que a grande maioria dos sistemas de distribuição não possuem suficiente quantidade de equipamentos de telemetria e portanto a estimação de estado, por métodos convencionais, fica inviável. Os consumidores são agrupados em categorias afins, considerando o seu comportamento padrão, o histórico do sistema e, sob certas aproximações, as cargas são definidas como um número nebuloso, o que traz uma flexibilidade ainda maior ao algoritmo apresentado em [8].

Quando a rede está sob condição de falta, em [12] desenvolveu-se uma técnica de obtenção de um sistema equivalente, reduzido, que representa apenas pontos de interesse, ou seja, subestações, cargas e trechos considerados importantes. Este sistema equivalente, chamado grafo de interesse, deve ser conexo e conter apenas pontos de interesse. Um algoritmo especialista é utilizado para formar os grafos de interesse e para encontrar uma topologia para a rede na condição de falta e sob restrições de violação de corrente e tensão. Os grafos de interesse são escolhidos, classificados e validados por um fluxo de carga. Os autores não comentam a sua aplicação em tempo real, não referenciam o estado da rede e nem deixam claro se a topologia obtida é um ótimo global ou local.

Em [13] a topologia da rede é determinada a partir do nó raiz - subestação - escolhendo-se o melhor caminho de fluxo para cada possibilidade, a partir de um índice de desempenho PI que representa as perdas. O método apresentado é uma alternativa de busca exaustiva, com diversas simplificações e aproximações para o cálculo do fluxo de carga e do índice PI, obtendo uma configuração ótima.

Para encontrar uma solução ótima e minimizar o tempo computacional, em [14] os autores apresentam uma inferência nebulosa que simula um processamento intuitivo, quando comparado com um processamento lógico convencional. Após uma falha na rede as opções de chaveamento são definidas a partir de uma inferência que utiliza um índice chamado “índice de suprimento adequado”, que é obtido a partir da capacidade de reserva do alimentador candidato a suprir energia às cargas desligadas. Os autores comentam que a eficiência do método pode ser melhorada através da sua combinação com outros métodos. A

definição dos índices que orientam as decisões de chaveamento não levam em consideração o conhecimento dos operadores tal como em [5,15], o que poderia tornar o método ainda mais eficiente.

Em [16], para abordar a redução de perdas via reconfiguração de redes, foi implementado um algoritmo genético que utiliza *simulated annealing* para alterar a taxa de mutação durante o processamento. Os autores comentam que a solução deste algoritmo híbrido pode alcançar o ótimo global ou ficar muito próximo a este, em um curto período de tempo. Um conjunto de equações simplificadas possibilita o cálculo dos fluxos de potência com uma certa aproximação, porém com um tempo de processamento rápido. A representação decimal das soluções – *strings* – é uma alternativa interessante quando comparada com a representação binária, pois ocupa menor espaço de memória e menor esforço computacional durante as operações de cruzamento; em síntese, apenas as chaves que interligam alimentadores, normalmente abertas, são representadas. A operação de cruzamento é realizada segundo o método da roleta [17], porém os autores mantêm os quatro melhores indivíduos entre as gerações sem alteração e a operação de cruzamento é efetuada aleatoriamente entre as posições da *string*, semelhante ao cruzamento com múltiplas posições na representação binária. Quando uma topologia resulta em laços ou ilhas, a solução é abandonada. A mutação, cuja taxa de probabilidade é alterada a cada geração através de *simulated annealing*, opera uma alteração na topologia, escolhendo aleatoriamente uma chave para formar um laço e, também aleatoriamente, uma outra chave para abrir este laço. Exemplos de aplicação comprovam que o método converge muito rapidamente, em torno das primeiras vinte gerações.

Em [18] um método prático e semelhante ao apresentado em [5] foi desenvolvido com algumas diferenças, principalmente nas decisões heurísticas que se adaptam a sistemas cuja automação é muito precária ou inexistente. Os autores comentam que o controle heurístico *best-first search* é uma opção mais interessante que o método *depth-first* uma vez que apenas os nós dos alimentadores com menor sobrecarga são escolhidos para a expansão da árvore de decisões, reduzindo o número de tentativas. Para a determinação da melhor topologia os autores usam o método *breath-first* que faz a busca na árvore binária de decisões e, em cada ponto, uma heurística é aplicada para que caminhos que possam causar uma solução infactível sejam evitados. Um fluxo de carga linearizado (Fluxo DC) é utilizado para averiguar as restrições da topologia encontrada. Este método, que é aplicado em sistemas de grande porte, busca soluções rápidas para atender a maior quantidade possível de consumidores com o menor número de operações de chaveamento, permitindo até pequenas violações de tensão e corrente.

Um método de programação inteira (GINO - *Generalized Interactive Non-linear Optimizer*) é aplicado em [19] para a reconfiguração de redes. A função objetivo - perdas em cada alimentador - é definida por equações que incluem a resistência e a corrente nos ramos, ativadas através de variáveis inteiras que definem se o ramo está ($x=1$) ou não ($x=0$) conectado, sob as restrições de violação de tensão e corrente e da topologia radial. Todas as correntes, ramos e estado das chaves devem ser consideradas para a formulação. A solução ótima sempre é encontrada, porém não fica claro se o método é eficiente em relação ao esforço computacional.

A utilização de inteligência artificial é apontada em [20] como uma alternativa prática e eficiente para o problema da restauração de redes em um curto período de tempo. Uma rede neural com múltiplas camadas é utilizada para simular um algoritmo heurístico, semelhante ao proposto em [8]. Um vetor normalizado com valores entre 0,1 e 0,9 que

representa as cargas desligadas, é utilizado como dado de entrada e o estado das chaves é o resultado provido pela rede neural. Durante a fase de treinamento, os valores obtidos na camada de saída são levados a 0 ou a 1, através de um limitante definido pelos autores. O método de treinamento, para o reconhecimento de padrões, basicamente define critérios de soluções que são armazenados em um banco de dados, o qual sempre deve ser atualizado e a rede treinada a cada nova situação, conforme comentado pelos autores.

Um algoritmo genético com processamento paralelo do tipo *coarse-grain* – com baixa taxa de comunicação – é aplicado em [21] para o problema de restauração de redes de distribuição. As *strings* são representadas por números decimais com os tamanhos dependentes da quantidade de cargas do sistema, sendo que em cada posição da *string* associada ao identificador da carga, tem-se o número decimal que identifica o ramo ao qual está conectada a referida carga. Assim, por exemplo, se a carga (5) é suprida pelo ramo (9) então a posição 5 da *string* será codificada pelo número 9. A operação de cruzamento também é efetuada segundo o método da roleta e em um único ponto. As novas soluções são modificadas caso a topologia encontrada viole a restrição de topologia radial. A mutação altera o valor de uma posição, modificando o sentido do fluxo. Os autores não deixam claro como o problema de violação da topologia e das restrições de corrente e tensão é tratado. Uma característica interessante, decorrente da forma de codificação da *string*, é a não formação de regiões fora de serviço.

Para aplicações, com tempo de resposta da ordem de 10 minutos, e para sistemas que possuam um eficiente sistema de aquisição de dados (SCADA) um método é apresentado em [22]. Em síntese são nove procedimentos: 1) aquisição de dados; 2) análise do fluxo de carga; 3) definição de índices obtidos por um critério heurístico e em função das perdas nos trechos dos alimentadores; 4) particionamento do sistema utilizando os índices obtidos no passo três; 5) processo de reconfiguração para cada subsistema independente; 6) reconexão dos subsistemas; 7) análise do sistema como um todo; 8) teste de convergência (se não converge volte ao passo 3)) e 9) emissão das ordens de operação remota. Os objetivos principais da partição em subsistemas são: poder aplicar métodos de reconfiguração que apresentam problemas com a dimensão do sistema e permitir a paralelização do processamento. Os autores comentam a necessidade de um estudo para a implementação de equivalentes externos que melhorem a representação dos subsistemas.

Como pode ser observado, a literatura tem tratado o problema de reconfiguração da topologia de redes de distribuição, através da fusão de diferentes técnicas de otimização e procedimentos heurísticos, visando a minimização das perdas, sob condições de alteração de demanda, e/ou a minimização da quantidade de consumidores desligados, sob condição de falha no sistema.

A aplicação de uma metodologia para a reconfiguração de redes também deve levar em conta os custos da sua implementação e das condições do sistema, para que haja uma eficiente relação custo-benefício. Um sistema ideal de reconfiguração de redes necessita da instalação de equipamentos de telemetria e operação remota, de bancos de dados e de um eficiente sistema de *hardware* e *software* [23].

Durante qualquer evento, decisões tomadas por operadores são influenciadas por fatores subjetivos e práticos, tais como: decidir se a equipe de manutenção deve ser acionada imediatamente para “aquele” tipo de falha ou se deve ser retardada, atuando em outros pontos, evitando que outro tipo de falha e de maior intensidade possa ocorrer como consequência da primeira. O histórico do sistema também pode ser decisivo para tomadas de

decisões, por exemplo, se algum evento previsível ocorrer (feriados especiais, eventos esportivos etc.) uma operação de chaveamento poderá ser antecipada [24].

As imprecisões decorrentes de bancos de dados incompletos, erros nas leituras dos equipamentos de telemetria etc., podem comprometer os planos de manobra que são estabelecidos durante o período de planejamento [25,26]. Desta forma, a eficiência da operação depende de ajustes em tempo real para que as metas estabelecidas no planejamento possam ser alcançadas.

Visando minimizar estes fatores (custo, interferência humana e imprecisões), este trabalho analisa e concilia técnicas heurísticas, conjuntos nebulosos e algoritmos genéticos para compor uma ferramenta computacional eficiente e prática para a reconfiguração de redes de distribuição em um ambiente computacional de baixo custo.

Capítulo 2

Conjuntos Nebulosos – Conceitos Teóricos

2.1. Introdução

Este capítulo apresenta uma síntese dos principais conceitos teóricos sobre conjuntos nebulosos, aplicados neste trabalho. São apresentadas funções de pertinência, alguns métodos que permitem combinar estas funções, o conceito de número nebuloso, uma técnica aproximada para operações algébricas com números nebulosos e uma introdução ao conceito de número complexo nebuloso.

2.2. Conjuntos Nebulosos

A teoria sobre conjuntos nebulosos desenvolvida por L. A. Zadeh [27], faz uma união entre a precisão da matemática clássica com a imprecisão do “mundo real”. Ela nasceu a partir de questionamentos sobre os processos mentais que atuam através de aproximações abstratas, aptos a atuar em condições que até então seriam impossíveis para sistemas artificiais, tais como: o reconhecimento de imagens (fotos, caligrafia, desenhos etc.), a compreensão da linguagem, tomadas de decisões sob uma condição de incerteza e, acima de tudo, a generalização do conhecimento.

A noção de conjunto faz parte da natureza humana pois, intuitivamente, interpretamos as informações relacionando-as com os “conjuntos” de conhecimentos que foram adquiridos anteriormente. A informação recebida é comparada com a nossa base de conhecimento e classificada de acordo com o grau de semelhança e então assimilada ou rejeitada. Por exemplo, ao observarmos e identificarmos um alimento, comparamo-lo com os diversos subconjuntos de alimentos que já conhecemos, podendo ou não classificá-lo como fruta, legume etc. Esta classificação, no caso da mente humana, não necessariamente apresenta uma dicotomia entre pertencer ou não, pois podemos reconhecer que um alimento é uma fruta, sem nunca tê-lo visto antes, através da generalização do conhecimento, chegando a uma conclusão do tipo: “*eu acho que é uma fruta*”. A matemática clássica, necessariamente, identifica se um ponto pertence ou não a um conjunto preestabelecido. Por exemplo, seja um conjunto A definido em um universo X e $A(x)$ uma função, chamada função característica, definida pela expressão (2.1).

$$A(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } x \in A \\ 0 & \text{se } x \notin A \end{cases} \quad x \in X \quad (2.1)$$

$$A : X \rightarrow \{0; 1\}$$

Nestes termos, x pertence (1) ou não (0) ao conjunto A .

Conjuntos nebulosos trazem uma complementação a este tipo de representação e permitem ampliar as tomadas de decisões, introduzindo qualificadores aos quantificadores, como por exemplo: “alta temperatura”, “nível de tensão elevado”, “azul escuro” etc..

De um ponto de vista formal, conjuntos nebulosos foram definidos por Zadeh em 1965 [27] e têm o seguinte teor:

“Um conjunto nebuloso é caracterizado por uma função de pertinência que mapeia elementos de um universo X , que pode ser contínuo ou discreto, a um intervalo fechado $[0;1]$, ou $A : X \rightarrow [0;1]$ ”

Desta forma, o conjunto nebuloso A pode ser representado como um conjunto de pares ordenados de um elemento genérico $x \in X$ com o seu grau de pertinência:

$$A = \{(x, A(x)) | x \in X\}$$

O valor de $A(x)$ representa o grau com que x está contido em A . Por exemplo, se definirmos que o nível ideal de tensão em uma barra de uma rede de energia elétrica está no intervalo $[0,95; 1,5]$ p.u. e querendo qualificá-lo como “bom ou ruim”, podemos atribuir os seguintes valores a uma determinada função de pertinência: $V(1,225^1) = 1,0$ e $V(0,51) = 0,0$, ou seja, o valor 0,51p.u. é um bom nível de tensão com grau de 0% e o valor 1,225p.u. é um bom nível de tensão com grau de 100%.

2.3. Funções de Pertinência

Os valores obtidos a partir de uma função de pertinência, utilizados como base para as tomadas de decisões, devem refletir adequadamente o comportamento do sistema e, portanto, uma adequada definição de uma função de pertinência somente pode ser atingida através de um profundo conhecimento do sistema e da metodologia a ser empregada com esta função.

Métodos para a determinação de funções de pertinência são apresentados em [28] e, para uma aplicação em sistemas que necessitam de uma representação do conhecimento humano como, por exemplo, a definição de uma função de pertinência para qualificar o custo de operação de uma chave como “muito caro” ou “caro”, em função do seu tipo (automática, manual, sob carga etc.), recorre-se a métodos como o da estimação horizontal [28]. Este método é aplicado através de uma pesquisa que coleta dados dentro de um cenário muito bem estabelecido, como por exemplo em um centro de controle da distribuição, ao se estabelecer o período do mês e do dia, nível de carga, em condições de falha ou não etc.; apresenta-se uma determinada chave, cuja operação é possível sob aquele cenário e aplica-se, individualmente, a pergunta: “sob estas condições, você operaria esta chave?”, e registra-se a resposta “sim” ou “não”, de cada operador. Então, seja a variável x_i a representação do índice da chave, para a qual desejamos estabelecer um grau de pertinência para o custo de operação “muito caro”. Assim, a função de pertinência $A(x_i)$, definida pelo método da estimação horizontal, é dada pela expressão (2.2).

$$A(x_i) = \frac{P(x_i)}{N} \quad (2.2)$$

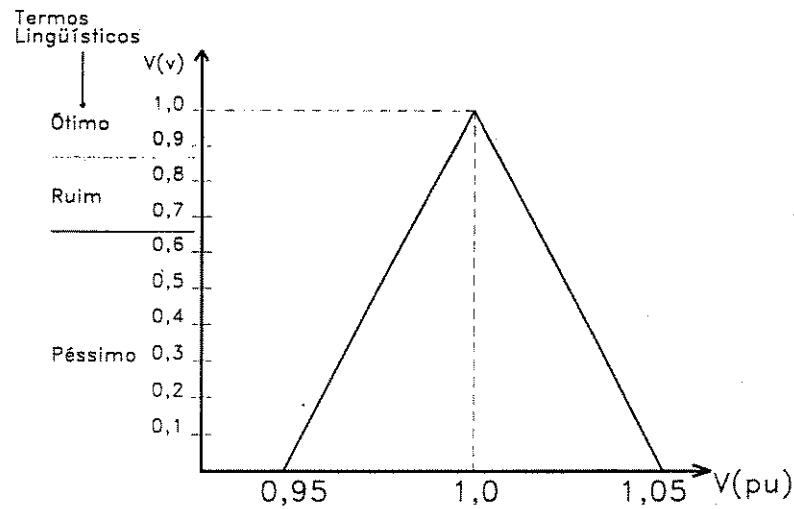
¹ Valor médio do intervalo $[0,95; 1,5]$.

onde: $P(x_i)$ é o número de respostas positivas “sim” e N o número total de respostas.

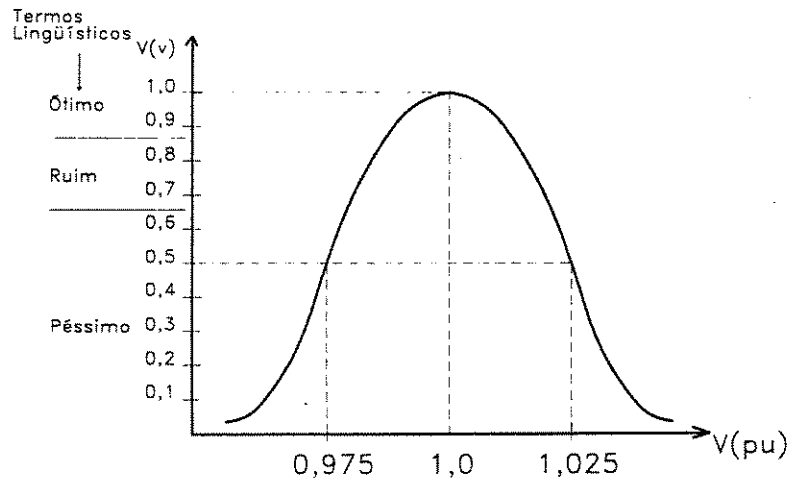
Este método estabelece um intervalo cujos limites são:

$$\left[A(x_i) - \sqrt{\frac{A(x_i)(1-A(x_i))}{N}}; A(x_i) + \sqrt{\frac{A(x_i)(1-A(x_i))}{N}} \right]$$

Uma outra maneira de se definir uma função de pertinência é utilizando funções padronizadas [28,29]. A figura 2.1 apresenta duas funções de pertinência para qualificar o nível de tensão em uma barra de um sistema de energia elétrica.



Função 2.1(a)



Função 2.1(b)

Figura 2.1 – Funções de pertinência para nível de tensão (p.u.)

As expressões (2.3) e (2.4) representam as funções 2.1(a) e 2.1(b) respectivamente.

$$V(v) = \begin{cases} 0 & \text{se } v \leq 0,95 \\ \frac{v-0,95}{0,05} & \text{se } 0,95 < v \leq 1 \\ \frac{1,05-v}{0,05} & \text{se } 1 \leq v < 1,05 \\ 0 & \text{se } v \geq 1,05 \end{cases} \quad (2.3)$$

$$V(v) = \frac{1}{1 + \left(\frac{v - m_v}{\alpha_v} \right)^2} \quad (2.4)$$

Na expressão (2.4) o parâmetro m_v representa o valor de maior grau, ou seja, $V(m_v) = 1,0$ e o parâmetro α_v o grau de incerteza da função, sendo $V(m_v + \alpha_v) = V(m_v - \alpha_v) = 0,50$.

Ambas satisfazem a uma condição de qualificação, ou melhor, para a tensão de 1,0 p.u. o grau de pertinência “ótimo” é de 100% para ambas as funções, sendo que os demais valores, embora apresentem diferenças numéricas, são equivalentes. Sob estas condições, a escolha da função deverá também levar em conta a metodologia que será empregada com esta função para tratar o problema e se a representação da função não trará dificuldades na sua aplicação. Nas sessões seguintes é mostrado que a função da figura 2.1(b) é a mais adequada para a metodologia aqui desenvolvida.

2.4. Operações com Conjuntos Nebulosos

As operações com conjuntos nebulosos são essenciais em situações que envolvem informação e processamento de dados [28], tendo como principais objetivos: combinar, comparar e agregar os conjuntos.

As operações de união, interseção e complemento, aplicadas na teoria clássica de conjuntos, formam a base de todas as operações com conjuntos nebulosos. Para os conjuntos nebulosos $A : X \rightarrow [0; 1]$ e $B : X \rightarrow [0; 1]$, por exemplo, as operações de união, interseção e complemento correspondem a:

$$(A \cup B)(x) = A(x) \oplus B(x) \quad (2.5)$$

$$(A \cap B)(x) = A(x) \otimes B(x) \quad (2.6)$$

$$\bar{A}(x) = 1 - A(x) \quad (2.7)$$

Os operadores $\oplus$ e $\otimes$ representam o conceito de “norma triangular” [30] que generaliza as operações de união e interseção. As definições de norma triangular para a interseção e a união, são:

Definição 2.4.1 – t-Norma (interseção).

É uma operação binária $\otimes : [0; 1]^2 \rightarrow [0; 1]$, satisfazendo as seguintes propriedades:

- comutativa: $A(x) \otimes B(x) = B(x) \otimes A(x)$
- associativa: $A(x) \otimes (C(x) \otimes B(x)) = (A(x) \otimes C(x)) \otimes B(x)$
- monotônica: se $A(x) \leq B(x)$ e $C(x) \leq D(x)$ então,

$$A(x) \otimes C(x) \leq B(x) \otimes D(x)$$
- condições de contorno: $0 \otimes A(x) = 0$ e $1 \otimes A(x) = A(x)$

Definição 2.4.2 – s-Norma (união).

Também conhecida como co-Norma, é uma operação binária $\oplus : [0; 1]^2 \rightarrow [0; 1]$, satisfazendo as seguintes propriedades:

- comutativa: $A(x) \oplus B(x) = B(x) \oplus A(x)$
- associativa: $A(x) \oplus (C(x) \oplus B(x)) = (A(x) \oplus C(x)) \oplus B(x)$
- monotônica: se $A(x) \leq B(x)$ e $C(x) \leq D(x)$ então,

$$A(x) \oplus C(x) \leq B(x) \oplus D(x)$$
- condições de contorno: $0 \oplus A(x) = A(x)$ e $1 \oplus A(x) = 1$

Em [28] é apresentada uma coleção de funções para t-Normas e s-Normas, cuja escolha depende essencialmente do conhecimento do problema, semelhante à escolha da função de pertinência.

As normas triangulares também são operadores de agregação entre diferentes conjuntos nebulosos [31]. Retomando o exemplo do custo de operação de uma chave, obtido pela expressão (2.2), observa-se que para cada chave deve existir a maior quantidade possível de informações, formulando perguntas com diferentes cenários (demanda, falha, carga prioritária etc.) e diferentes condições para a chave (automática, tempo de operação, qualidade da chave, sob carga, seca ou com fusível etc.). Estas informações, transformadas em conjuntos nebulosos, podem ser agregadas para formar uma única informação, através do operador expresso por (2.8) que atende à definição 2.4.2.

$$A(x) \oplus B(x) = A(x) + B(x) - A(x).B(x) \quad (2.8)$$

Para a comparação entre conjuntos nebulosos, existem expressões clássicas tais como: “Distância de Hamming”, “Distância Euclidiana” [29], “Distância de Minkowski”, “Distância de Tchebyshev” [28] etc., com a finalidade de estabelecer um indicador de

proximidade para os conjuntos. Medidas de Possibilidade e Necessidade, Índices de Igualdade e Medidas de Compatibilidade [32] são indicadores que basicamente quantificam a relação entre os conjuntos, ou melhor, estabelecem um grau de interseção entre eles. A seguir é apresentado um método [33] para comparar dois conjuntos nebulosos, que estabelece um critério para se determinar se um dos conjuntos é o maior ou não.

A função de pertinência escolhida é a mesma da figura 2.1(b) e a expressão (2.9) é uma maneira simplificada de representar a função (2.4).

$$A_i(v) = (m_i, \alpha_i) \quad (2.9)$$

Sejam dois conjuntos: $A_1(v) = (m_1, \alpha_1)$ e $A_2(v) = (m_2, \alpha_2)$, então $A_1 > A_2$ se as seguintes condições forem atendidas:

$$m_1 > m_2 \text{ e } A_1(I) = A_2(I) \leq \varepsilon \quad (2.10)$$

O ponto I é o ponto de interseção entre as duas funções e o valor de ε deve ser estabelecido em função do sistema, sendo que o valor mais usual para ε é 0,5 [33].

Para exemplificar, considere dois valores de carga expressos conforme (2.9), com os seguintes parâmetros: $A_1(p) = (300, 141)$ kW e $A_2(p) = (400, 141)$ kW. A figura 2.2 ilustra a comparação entre estes dois conjuntos.

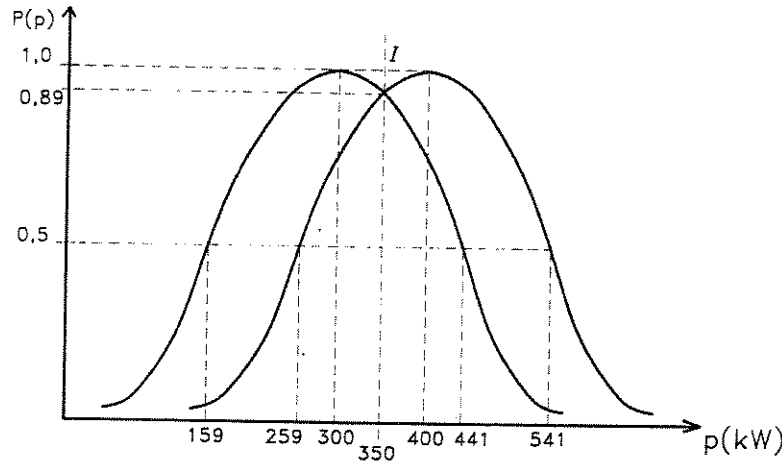


Figura 2.2 – Comparação entre dois conjuntos nebulosos

Embora $400 > 300$, A_2 não pode ser considerado maior que A_1 pois $A_1(350) = A_2(350) = 0,89 > 0,5$.

2.5. Números Nebulosos

Em certas aplicações, determinados dados não são nem determinísticos nem probabilísticos, como por exemplo: “A carga na barra 10, às 15:00, é *média*” ou “O fluxo no ramo 27-30 está *muito alto*”. Esta terminologia é utilizada com frequência pelos operadores dos sistemas de energia elétrica e a “quantificação” deste tipo de informação, através de números nebulosos, permite que dados imprecisos sejam tratados através de técnicas conhecidas, tais como o fluxo de carga e o estimador de estado.

Na literatura não há uma única definição de número nebuloso [28, 31, 34] e são apresentados diferentes tipos de funções de pertinência (triangular, trapezoidal, sinusoidal etc.).

A definição 2.5.1² caracteriza um número nebuloso do tipo triangular e sinusoidal.

Definição 2.5.1 – Um número nebuloso A é definido como um conjunto nebuloso, no espaço dos números reais $\mathbf{R}$, cuja função de pertinência é contínua ou contínua por partes e que satisfaz as seguintes condições:

$$A(x): (-\infty, +\infty) \rightarrow [0,1], x \in \mathbf{R}$$

$$\exists m \in \mathbf{R}, \text{ tal que, } A(m) = 1$$

$$A \text{ é não decrescente em } (-\infty, m]$$

$$A \text{ é não crescente em } [m, +\infty)$$

A função dada pela expressão (2.4) é um número nebuloso.

2.5.1. Operações com Números Nebulosos

Geralmente, na literatura são encontradas as operações de soma e subtração utilizando funções triangulares [28, 31, 34] e, para as operações de multiplicação e divisão, é comentado que a obtenção de uma função que represente estas operações nem sempre é possível [28]. Operações consecutivas com números nebulosos impõem restrições pois, da mesma maneira como ocorrem erros em processamentos iterativos com números decimais, o mesmo ocorre com os números nebulosos e com maior intensidade [28].

As definições 2.5.2 a 2.5.4 apresentam os operadores de soma, subtração e multiplicação para números nebulosos dados pela função (2.4).

Definição 2.5.2 – Soma [34]

$$C(m_C, \alpha_C) = A + B, \text{ tal que:}$$

$$m_C = m_A + m_B$$

$$\alpha_C = \alpha_A + \alpha_B$$

Definição 2.5.3 – Subtração

$$D(m_D, \alpha_D) = A - B, \text{ tal que:}$$

$$m_D = m_A - m_B$$

$$\alpha_D = | \alpha_A - \alpha_B |$$

² No congresso ISAP'99 – The International Conference on Intelligent System Application to Power System – realizado no Rio de Janeiro em abril de 1999, e no LESCOPE'99 – Large Engineering Systems Conference on Power Engineering – realizado em Halifax/Canadá em junho de 1999, foi constatada, entre os participantes, uma tendência de não utilizar como número nebuloso o do tipo trapezoidal, por não apresentar um único valor de maior possibilidade para a grandeza em estudo.

Definição 2.5.4 – Multiplicação

$E(m_E, \alpha_E) = A \times B$, tal que:

$$m_E = m_A \times m_B$$

$$\alpha_E = \min \{ |m_E - \beta|, |\eta - m_E| \}$$

onde:

$$\beta = \min \{ |(m_A - \alpha_A) \times (m_B - \alpha_B)|, |(m_A - \alpha_A) \times (m_B + \alpha_B)|, \\ |(m_A + \alpha_A) \times (m_B - \alpha_B)|, |(m_A + \alpha_A) \times (m_B + \alpha_B)| \}$$

$$\eta = \max \{ |(m_A - \alpha_A) \times (m_B - \alpha_B)|, |(m_A - \alpha_A) \times (m_B + \alpha_B)|, \\ |(m_A + \alpha_A) \times (m_B - \alpha_B)|, |(m_A + \alpha_A) \times (m_B + \alpha_B)| \}$$

A definição das variáveis β e η origina-se da teoria de cálculo intervalar, tal como em [28, 35].

Os operadores de subtração e multiplicação causam um estreitamento na forma da função resultante, tendo como objetivo preservar as características das funções originais para que a metodologia empregada trate de funções de pertinência bem definidas. Dependendo da aplicação, deve-se avaliar o grau de comprometimento desta aproximação, principalmente para as aplicações que utilizam valores da função de pertinência abaixo de 0,50.

A definição 2.5.5, desenvolvida neste trabalho, apresenta uma extensão das definições anteriores, tratando de números nebulosos no conjunto dos números complexos.

Definição 2.5.5 – Se Z é um número complexo nebuloso, definido pela expressão (2.4), então a sua representação é dada por:

$$Z = (m_r, \alpha_r) + j(m_i, \alpha_i) \quad (2.11)$$

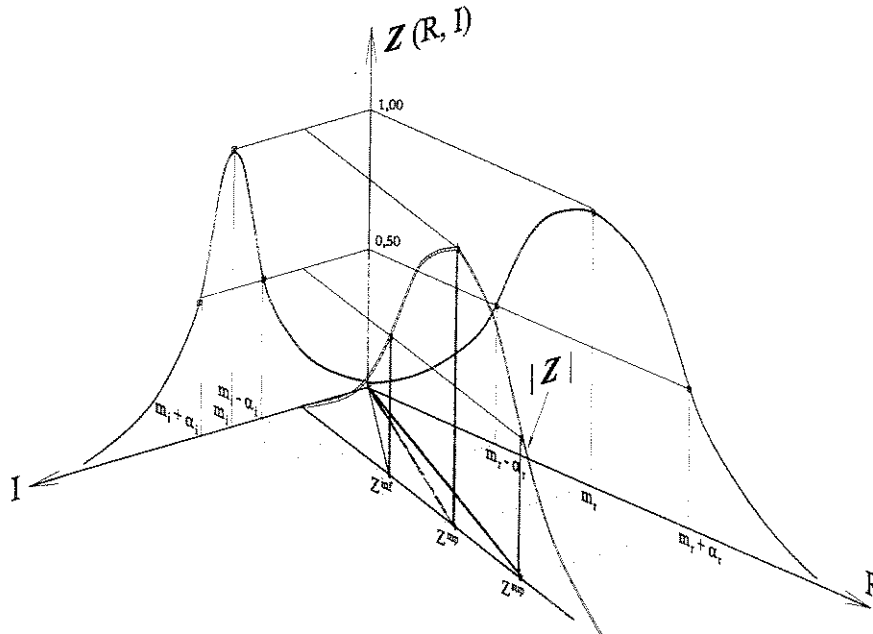


Figura 2.3 – Módulo de um número complexo nebuloso

A figura 2.3 ilustra esta definição, incluindo a representação gráfica de seu módulo. Observa-se que o módulo pode ser caracterizado pelos três pontos:

$$Z^{mp} = \sqrt{m_r^2 + m_i^2} \quad (2.12)$$

$$Z^{inf} = \sqrt{(m_i - \alpha_i)^2 + (m_r - \alpha_r)^2} \quad (2.13)$$

$$Z^{sup} = \sqrt{(m_i + \alpha_i)^2 + (m_r + \alpha_r)^2} \quad (2.14)$$

A figura 2.3, através dos pontos Z^{inf} , Z^{mp} e Z^{sup} , demonstra que nem sempre o módulo do número complexo nebuloso é simétrico em relação à origem.

Considerando-se que as distâncias entre Z^{mp} e Z^{inf} e entre Z^{mp} e Z^{sup} nem sempre são simétricas, a representação do módulo do número complexo nebuloso da expressão (2.11) não pode ser efetuada através da expressão (2.4). Contudo, a definição 2.5.6 apresenta uma aproximação para a representação do módulo de um número complexo nebuloso.

Definição 2.5.6 - Se Z é um número complexo nebuloso expresso por (2.11) então o seu módulo é dado por:

$$|Z| = m_z + j\alpha_z \quad (2.15)$$

onde:

$$m_z = \sqrt{m_r^2 + m_i^2} \quad \text{e} \quad \alpha_z = \sqrt{\alpha_r^2 + \alpha_i^2}$$

A variável m_z corresponde ao ponto Z^{mp} da figura 2.3 e a variável α_z é uma aproximação no valor da magnitude das distâncias entre os pontos Z^{mp} e Z^{inf} e entre Z^{mp} e Z^{sup} .

Considerando-se que Z^{inf} e Z^{sup} são definidos a partir de pontos, com respectivos valores na função de pertinência valendo 0,50 e que os pontos de maior interesse são aqueles compreendidos no intervalo $k1 = [Z^{inf}, Z^{sup}]$, a variável α_z pode ser considerada uma boa aproximação se o intervalo $k1$ estiver contido no intervalo $k2 = [(m_z - \alpha_z), (m_z + \alpha_z)]$ e se o erro existente, em função da aplicação, for suficientemente baixo.

Para que o intervalo $k1$ esteja contido em $k2$, as seguintes condições devem ser satisfeitas:

$$m_z - \alpha_z \leq \sqrt{(m_r - \alpha_r)^2 + (m_i - \alpha_i)^2} \quad (2.16)$$

$$m_z + \alpha_z \geq \sqrt{(m_r + \alpha_r)^2 + (m_i + \alpha_i)^2} \quad (2.17)$$

Considerando-se que o valor de m_z é maior que zero e maior que α_z , pode-se considerar que os valores das inequações (2.16) e (2.17) são positivos. Por estas razões, para o limite inferior tem-se:

$$m_z^2 - 2m_z\alpha_z + \alpha_z^2 \leq m_r^2 - 2m_r\alpha_r + \alpha_r^2 + m_i^2 - 2m_i\alpha_i + \alpha_i^2$$

$$m_z^2 + \alpha_z^2 - 2m_z\alpha_z \leq m_r^2 + m_i^2 + \alpha_r^2 + \alpha_i^2 - 2m_r\alpha_r - 2m_i\alpha_i$$

$$-2m_z\alpha_z \leq -2m_r\alpha_r - 2m_i\alpha_i$$

$$m_z\alpha_z \geq m_r\alpha_r + m_i\alpha_i$$

$$\sqrt{m_r^2 + m_i^2} \cdot \sqrt{\alpha_r^2 + \alpha_i^2} \geq m_r\alpha_r + m_i\alpha_i$$

$$(m_r^2 + m_i^2) \cdot (\alpha_r^2 + \alpha_i^2) \geq (m_r\alpha_r + m_i\alpha_i)^2$$

$$m_r^2\alpha_r^2 + m_i^2\alpha_i^2 + m_r^2\alpha_i^2 + m_i^2\alpha_r^2 \geq m_r^2\alpha_r^2 + 2m_r\alpha_r m_i\alpha_i + m_i^2\alpha_i^2$$

$$m_r^2\alpha_i^2 + m_i^2\alpha_r^2 \geq 2m_r\alpha_r m_i\alpha_i$$

$$m_r^2\alpha_i^2 + m_i^2\alpha_r^2 - 2m_r\alpha_r m_i\alpha_i \geq 0 \quad e$$

$$(m_r\alpha_i - m_i\alpha_r)^2 \geq 0$$

e para o limite superior tem-se:

$$m_z^2 + 2m_z\alpha_z + \alpha_z^2 \geq m_r^2 + 2m_r\alpha_r + \alpha_r^2 + m_i^2 + 2m_i\alpha_i + \alpha_i^2$$

$$m_z^2 + \alpha_z^2 + 2m_z\alpha_z \geq m_r^2 + m_i^2 + \alpha_r^2 + \alpha_i^2 + 2m_r\alpha_r + 2m_i\alpha_i$$

$$m_z\alpha_z \geq m_r\alpha_r + m_i\alpha_i$$

Esta desigualdade corresponde à mesma expressão encontrada na quarta linha da demonstração para o limite inferior. Portanto, conclui-se que o intervalo $k1$ está contido no intervalo $k2$.

Comparando o valor aproximado de α_z com as distâncias entre Z^{mp} e os limites Z^{inf} e Z^{sup} , obtém-se os seguintes erros de aproximação:

$$E^{inf} = \sqrt{\alpha_r^2 + \alpha_i^2} - (\sqrt{m_r^2 + m_i^2} - \sqrt{(m_i - \alpha_i)^2 + (m_r - \alpha_r)^2}) \quad (2.18)$$

$$E^{sup} = \sqrt{\alpha_r^2 + \alpha_i^2} - (\sqrt{(m_i + \alpha_i)^2 + (m_r + \alpha_r)^2} - \sqrt{m_r^2 + m_i^2}) \quad (2.19)$$

Considere uma potência aparente onde se tem a mesma imprecisão nas partes real e imaginária, como por exemplo, uma carga $S = 400 + j300$ kVA com imprecisão de 10% e cuja representação, através da expressão (2.11), corresponde a $S = (400, 40) + j(300, 30)$ kVA.

Atribuir a mesma imprecisão para as partes real e imaginária corresponde a:

$$\frac{\alpha_r}{m_r} = \frac{\alpha_i}{m_i} = k \quad (2.20)$$

Aplicando-se a expressão (2.20) na expressão (2.18) tem-se:

$$\begin{aligned} & \sqrt{k^2 m_r^2 + k^2 m_i^2} - \sqrt{m_r^2 + m_i^2} + \sqrt{(m_r - k m_i)^2 + (m_i - k m_r)^2} = \\ & k \sqrt{m_r^2 + m_i^2} - \sqrt{m_r^2 + m_i^2} + \sqrt{m_r^2 (1-k)^2 + m_i^2 (1-k)^2} = \\ & (k-1) \sqrt{m_r^2 + m_i^2} + (1-k) \sqrt{m_r^2 + m_i^2} = 0 \end{aligned}$$

e para a expressão (2.19):

$$\begin{aligned} & \sqrt{k^2 m_r^2 + k^2 m_i^2} - \sqrt{(m_r + k m_i)^2 + (m_i + k m_r)^2} + \sqrt{m_r^2 + m_i^2} = \\ & k \sqrt{m_r^2 + m_i^2} + \sqrt{m_r^2 + m_i^2} - \sqrt{m_r^2 (1+k)^2 + m_i^2 (1+k)^2} = \\ & (k+1) \sqrt{m_r^2 + m_i^2} - (1+k) \sqrt{m_r^2 + m_i^2} = 0 \end{aligned}$$

Conclui-se que para uma mesma imprecisão nas partes real e imaginária os erros são nulos.

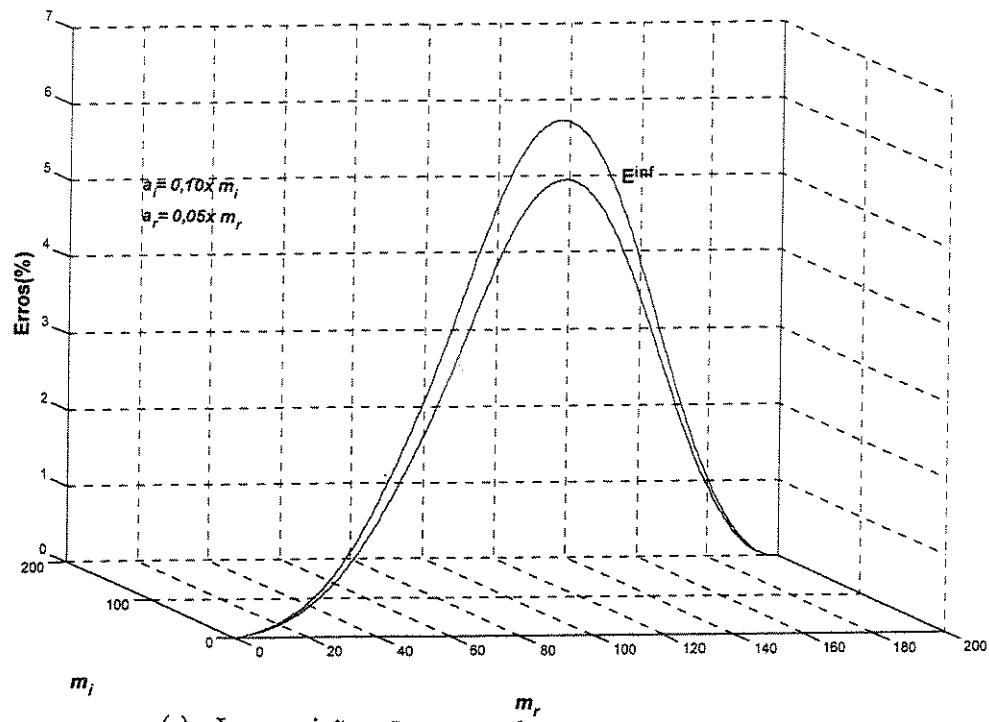
A figura 2.4 mostra os erros E^{inf} e E^{sup} obtidos a partir de dois diferentes números complexos nebulosos, formados pelas expressões (2.21) e (2.22)

$$Z_a = (m_r; 0,05 \times m_r) + j(m_i; 0,10 \times m_i) \quad (2.21)$$

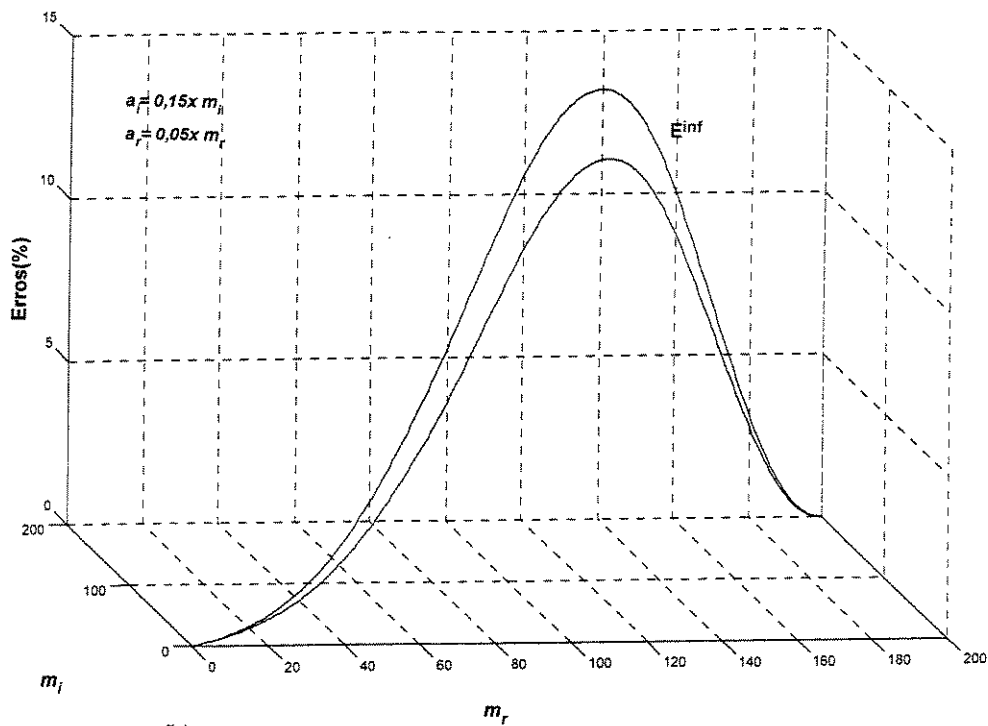
$$Z_b = (m_r; 0,05 \times m_r) + j(m_i; 0,15 \times m_i) \quad (2.22)$$

Os valores de m_r e m_i nas expressões (2.21) e (2.22) estão contidos no intervalo $[0; 200]$ e os valores de α correspondem às imprecisões de 5%, 10% e 15%.

O maior erro, em torno de 13%, encontrado na figura 2.4(b), demonstra que a expressão (2.11) representa uma boa estimativa para o módulo de um número complexo nebuloso.



(a) - Imprecisões: 5% na real e 10% na imaginária



(b) - Imprecisões: 5% na real e 15% na imaginária

Figura 2.4 - Erros percentuais para imprecisões diferentes nas partes real e imaginária

Capítulo 3

Conjuntos Nebulosos Aplicados em Redes de Distribuição

3.1. Introdução

Neste capítulo são apresentadas as principais características que envolvem a operação das chaves em redes de distribuição de energia elétrica, necessárias para compor um “custo de operação de chaves”, através de conjuntos nebulosos, para simular decisões humanas na operação destas redes.

A estimação de cargas através de números nebulosos e a aplicação do conceito de “custo de operação de chaves” permitiram o desenvolvimento de um algoritmo heurístico para a restauração da topologia da rede após uma falha no sistema.

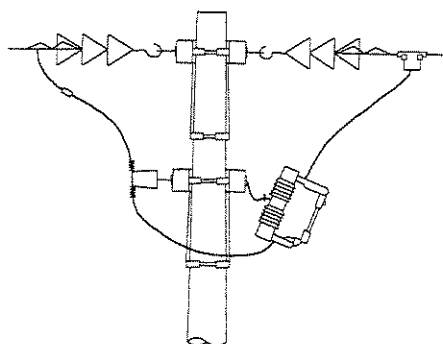
É apresentado também um estimador de estado que incorpora operações com números complexos nebulosos.

3.2. Custo de Operação de Chaves

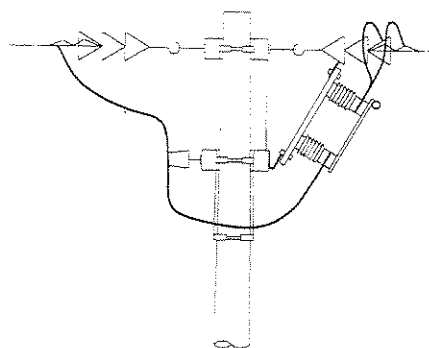
A necessidade da operação de uma chave de distribuição pode ter origem em procedimentos de manobra para manutenção; de reconfiguração para otimizar a operação ou de restauração no caso de falhas na rede. Os operadores tomam as decisões de operação com base na sua experiência e através de procedimentos definidos no planejamento, que também se fundamentam no histórico e nas características do sistema. Está associada à operação de cada chave do sistema, uma composição de custos que determinam quais são as melhores chaves e, de uma maneira geral, pode-se decompor estes custos pelo tipo da chave; dificuldade de sua operação; quantidade de consumidores que ela pode desligar; tipo de consumidor etc. e também em função do período do dia ou dia da semana. Esta decomposição depende do sistema e da filosofia de operação da empresa concessionária.

Basicamente há três tipos de chaves seccionadoras para a operação de redes de distribuição: chave fusível operada com carga (figura 3.1(a)), utilizada para o seccionamento e proteção de ramais de pequeno porte (região com carga instalada em torno de 1 MVA¹) ou para o seccionamento e proteção de transformadores de distribuição; chave faca operada sem carga (figura 3.1(b)), utilizada para o seccionamento de alimentadores, ramais e consumidores de médio porte (entre 1 MVA e 10 MVA¹); chave seccionadora imersa em fluido isolante para abertura sob carga (figura 3.1(c)) que pode ser manual ou automática, utilizada para o seccionamento de alimentadores, ramais e consumidores de grande porte (acima de 5 MVA¹)

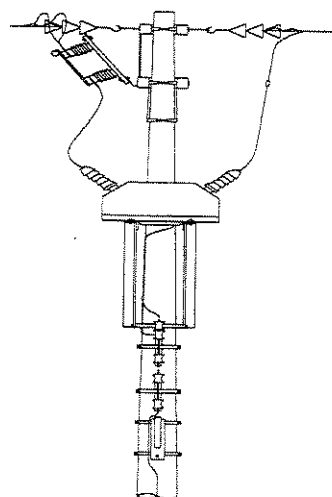
¹Padrão das Empresas CPFL e CESP - Comunicação Verbal e Normas NT-113 e PT122 (CPFL) e N9-(CESP).



(a) - Chave seccionadora com fusível



(b) - Chave seccionadora tipo faca



(c) - Chave seccionadora Imersa em fluído isolante

Figura 3.1 – Tipos de chaves seccionadoras

Em uma primeira análise, a operação de uma chave automática poderia ter preferência sobre a operação das demais chaves, porém as chaves automáticas, geralmente, são instaladas em trechos iniciais de alimentadores ou para cargas de grande porte e portanto,

a operação de uma chave automática poderá ser de alto custo, sob este ponto de vista. Entretanto, se durante o planejamento for prevista a instalação de uma chave automática especificamente para a interligação de ramais ou alimentadores, destinadas a manobras, então a sua operação será, sem dúvida, a melhor escolha. A operação de uma chave manual, instalada em um bairro residencial, durante um dia de semana e no período das 14:00h às 16:00h, pode ser considerada barata, mas a operação da mesma chave aos domingos às 20:00h pode ser considerada cara, pois podem existir dificuldades de disponibilidade de equipe de operação e ainda a demanda residencial neste horário é “alta”. Assim sendo, a quantidade de consumidores atendidos, o tipo de consumidor, a distância do centro de manutenção à chave (dificuldade de operação), o período do dia e o tipo do dia (dia de semana, domingo, feriado, etc.) são considerações que podem ser traduzidas por um grau de pertinência de um conjunto nebuloso do tipo $C = \{\text{“muito barato”}, \text{“barato”}, \text{“caro”}, \text{“muito caro”}\}$ que possibilita agregar a maior quantidade possível de informações, visando simular o “sentimento” que um operador tem quando toma a decisão de operar ou não uma chave.

Entre as técnicas de formação de valores de pertinência para um conjunto nebuloso está o método da aproximação vertical [28] que trata de um conjunto de informações, obtidas por questionários preenchidos pelos envolvidos com o sistema. Estas informações ficam contidas em um intervalo como por exemplo: a corrente entre [30A, 70A] é “alta”, e os valores de pertinência, que são obtidos para cada intervalo, são tratados pelo teorema da decomposição “ α -cortes” [29]. E o método de estimação entre pares de informação, proposto em [36], utiliza uma matriz formada pela razão entre estes pares de informação ($a_{ij} = a_i/a_j$) e ainda, seus autovalores e autovetores são utilizados para monitorar a qualidade dos dados obtidos durante a coleta de informações.

Em função das características do problema em estudo neste trabalho e também visando um menor esforço numérico no tratamento dos dados, sem comprometer a qualidade, o método de estimação horizontal, apresentado no capítulo 2, foi escolhido para obter os valores da função de pertinência para o custo de operação de chaves.

Para exemplificar a utilização do método, o grau de pertinência para custo “Muito Barato” de operação de uma chave, em função do respectivo tipo (Fusível, Faca ou Imersa em fluído isolante), tipo de consumidor, número de consumidores, dificuldade de operação, dia da semana, período do dia, pode ser obtido por:

C_1 - Em função do tipo de chave

Chave “Muito Barato”	CH_1	CH_2	CH_3	CH_4	CH_5
Número de Respostas Positivas	5	0	2	6	2

$$C_1(CH_1) = 5/15 = 0,33$$

$$C_1(CH_2) = 0/15 = 0,00$$

$$C_1(CH_3) = 2/15 = 0,13$$

$$C_1(CH_4) = 6/15 = 0,40$$

$$C_1(CH_5) = 2/15 = 0,13$$

C_2 - Em função do tipo de consumidor

Chave "Muito Barato"	CH ₁	CH ₂	CH ₃	CH ₄	CH ₅
Número de Respostas Positivas	3	1	3	4	2

$$C_2(CH_1) = 3/15 = 0,20$$

$$C_2(CH_2) = 1/15 = 0,07$$

$$C_2(CH_3) = 3/15 = 0,20$$

$$C_2(CH_4) = 4/15 = 0,27$$

$$C_2(CH_5) = 2/15 = 0,13$$

C_3 - Em função do número de consumidores

Chave "Muito Barato"	CH ₁	CH ₂	CH ₃	CH ₄	CH ₅
Número de Respostas Positivas	3	2	3	4	3

$$C_3(CH_1) = 3/15 = 0,20$$

$$C_3(CH_2) = 2/15 = 0,13$$

$$C_3(CH_3) = 3/15 = 0,20$$

$$C_3(CH_4) = 4/15 = 0,27$$

$$C_3(CH_5) = 3/15 = 0,20$$

C_4 - Em função da dificuldade de operação

Chave "Muito Barato"	CH ₁	CH ₂	CH ₃	CH ₄	CH ₅
Número de Respostas Positivas	6	1	4	5	3

$$C_4(CH_1) = 6/15 = 0,40$$

$$C_4(CH_2) = 1/15 = 0,07$$

$$C_4(CH_3) = 4/15 = 0,27$$

$$C_4(CH_4) = 5/15 = 0,33$$

$$C_4(CH_5) = 3/15 = 0,20$$

C_5 - Em função do período do dia (Período de Pico)

Chave "Muito Barato"	CH ₁	CH ₂	CH ₃	CH ₄	CH ₅
Número de Respostas Positivas	2	2	2	4	2

$$C_5(CH_1) = 2/15 = 0,13$$

$$C_5(CH_2) = 2/15 = 0,13$$

$$C_5(CH_3) = 2/15 = 0,13$$

$$C_5(CH_4) = 4/15 = 0,27$$

$$C_5(CH_5) = 2/15 = 0,13$$

C_6 - Em função do dia da semana (Segunda Feira)

Chave “Muito Barato”	CH ₁	CH ₂	CH ₃	CH ₄	CH ₅
Número de Respostas Positivas	4	1	3	4	1

$$C_6(CH_1) = 4/15 = 0,27$$

$$C_6(CH_2) = 1/15 = 0,07$$

$$C_6(CH_3) = 3/15 = 0,20$$

$$C_6(CH_4) = 4/15 = 0,27$$

$$C_6(CH_5) = 1/15 = 0,07$$

A união de todas as informações ($C_1, C_2, \dots, C_6$), de cada uma das chaves, para obter um único valor de pertinência para “Muito Barato” é obtido pelas expressões (2.8) e (3.1).

$$C = \bigoplus_{i=1}^N (C_i) \quad (3.1)$$

onde:

$$\bigoplus_{i=1}^N - \text{Somatória utilizando a expressão (2.8):}$$

$$C_i(CH_i) \oplus C_{i+1}(CH_i) = C_i(CH_i) + C_{i+1}(CH_i) - C_i(CH_i) \cdot C_{i+1}(CH_i)$$

N – Número de informações atribuídas ao conjunto de chaves.

A tabela 3.1 apresenta os valores do grau de pertinência das chaves ao conjunto “Muito Barato”.

Tabela 3.1 – Grau de pertinência do conjunto “Muito Barato”

Chave	CH ₁	CH ₂	CH ₃	CH ₄	CH ₅
C - “Muito Barato”	0,84	0,39	0,72	0,89	0,61

Assim é possível concluir que para a chave CH₄ tem-se custo de operação “Muito Barato” com grau de pertinência de 89% enquanto que para a chave CH₂ tem-se um grau de 39%.

Um refinamento do método é proposto com o objetivo de melhorar a qualidade da informação sem acréscimo no cálculo numérico. Este refinamento pode ser efetuado através da aplicação do mesmo questionário, com as mesmas chaves, mesmo cenário de operação, porém com a pergunta invertida: “o custo é muito caro?”. Aplica-se então uma composição entre “custo muito caro” e “custo muito barato” através das expressões (3.2) e (3.3).

$$C_{\text{BARATO}}(CH_i) = C_{\text{BARATO}}(CH_i) \otimes (\bar{C}_{\text{CARO}}(CH_i)) \quad (3.2)$$

$$C_{\text{CARO}}(CH_i) = C_{\text{CARO}}(CH_i) \otimes (\bar{C}_{\text{BARATO}}(CH_i)) \quad (3.3)$$

A t-norma $\otimes$ aplicada nas expressões (3.2) e (3.3), é uma operação algébrica de multiplicação.

Os valores das funções de pertinência determinados para cada chave, são subdivididos e indexados para cada cenário de operação e armazenados em bancos de dados correspondentes. Estes bancos de dados devem ser atualizados periodicamente, quer pela instalação de novas chaves, alteração de consumo ou por um período de atualização predefinido pelo planejamento.

O nível de tensão em um determinado ponto da rede, reflete a qualidade do serviço, pois quanto mais próximo de 1,0 p.u. melhores são as condições de fornecimento. A função (2.1), com os parâmetros da figura 2.1(b), foi escolhida para qualificar o nível de tensão em cada chave.

$$V_i(v) = \frac{1}{1 + \left(\frac{v - 1,0}{0,025} \right)^2}$$

Como o estado da rede nem sempre é determinado com precisão e para simplificar a aplicação, os níveis de tensão utilizados neste método são obtidos considerando-se a rede operando com demanda proporcional à curva de carga característica do período atual de operação.

Para agregar a informação do nível de tensão que caracteriza a qualidade de operação da rede ao custo de operação de uma chave que reflete o conhecimento dos operadores do sistema foi utilizado o critério nebuloso dado pela expressão (3.4).

$$OP_i = (\overline{V_i}) \otimes C_{CARO}(CH_i) \quad (3.4)$$

O menor índice OP_i , que reflete a melhor opção de chaveamento, corresponde à chave de “menor custo” de operação e com nível de tensão “ótimo”.

Este procedimento originou-se da referência [15] e está reproduzido no anexo A.

3.3. Estimação de Carga

Em [11] é apresentado um método alternativo para a estimação de cargas em um sistema de distribuição de energia elétrica onde a quantidade de equipamentos de medição é reduzida e a imprecisão dos dados é elevada. O método também pode ser empregado para redes que possuam um sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados – SCADA – pois, por uma razão de custos, este sistema não monitora todos os pontos da rede e a estimação sempre estará sujeita a imprecisões. Este método foi utilizado como princípio para uma heurística de restauração de redes e de um estimador de estado, propostos neste capítulo.

3.3.1. Padrão Horário de Consumo

O primeiro passo para a estimação de cargas é a subdivisão dos consumidores segundo as suas características. As concessionárias utilizam como parâmetro de classificação de consumidores industriais e comerciais, os códigos padronizados da receita federal que classificam cada tipo de atividade. A tabela 3.2 apresenta alguns exemplos.

Tabela 3.2 – Exemplos de classificação de atividades industriais e comerciais

Atividade	Código da Receita
Restaurantes e lanchonetes	5221
Comércio varejista de carnes e peixes	6113
Rádio e televisão	5120
Fiação e tecelagem	2420
Construção civil	3210

Cada tipo de consumidor apresenta um comportamento típico que está associado ao tipo de atividade e, conseqüentemente, o consumo de energia elétrica é característico a cada um. Existe um padrão horário de consumo, ou curva de carga, que pode ser utilizado para estimar o consumo atual de cada tipo de consumidor. A obtenção das curvas de carga, para cada tipo de consumidor, é fundamental para que as empresas de distribuição de energia elétrica possam otimizar investimentos e estabelecer estratégias para o planejamento e a operação do sistema. A maioria das concessionárias utiliza equipamentos eletrônicos de medição (chamados RDTD²) que utilizam um período de 15 minutos, como intervalo de integração para obtenção da demanda. A potência média é obtida pela relação entre a demanda medida e o período de integração. O valor médio diário da potência é utilizado como valor de base para normalizar (valores em p.u.) as curvas de carga. Este valor é obtido pela média dos 96 valores de demanda obtidos nas 24 horas do dia.

Para empresas que ainda não utilizam o RDTD é necessário efetuar medições de campo, selecionando adequadamente a amostragem de dados. Porém, este tipo de coleta de dados pode não ser eficiente pois a precisão está relacionada à quantidade de medições e isto pode se tornar mais oneroso que a instalação dos RDTDs.

As diferenças que existem entre as curvas obtidas entre diferentes consumidores de uma mesma categoria, podem ser utilizadas para a determinação de um erro padrão que determina o grau de imprecisão para uma estimativa.

3.3.2. Classificação Lingüística do Padrão Horário

Como o objetivo é simular o conhecimento dos operadores que tomam decisões do tipo: “Se a Carga C_i é *alta* então não opere a chave Ch_k ”, as cargas do sistema serão obtidas a partir de termos lingüísticos que representem um nível de consumo característico.

Os níveis de potência das curvas de carga, obtidas no item anterior, são associados a termos lingüísticos que definem um comportamento de consumo, tal como: Carga = {“Muito Baixa”(MB), “Baixa”(BA), “Média”(ME), “Alta”(AL), “Muito Alta”(MA)}.

A figura 3.2 apresenta uma curva de carga de um consumidor cuja atividade é mineração e engarrafamento de água mineral. Os dados foram obtidos a partir de um relatório emitido pela CPFL, oriundos de um RDTD já instalado na empresa. O anexo F apresenta os dados do relatório.

² Registrador Digital de Tarifa Diferenciada

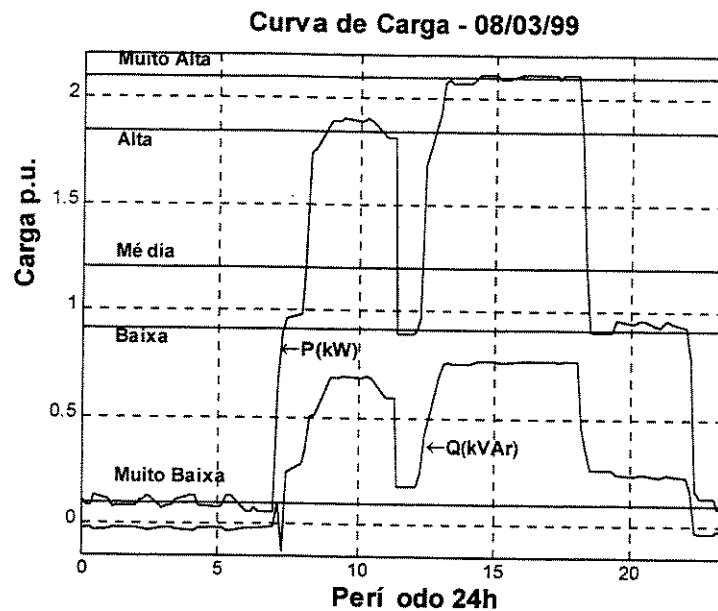


Figura 3.2 – Curva de carga de consumidor tipo industrial

Para cada subdivisão do gráfico são estabelecidos um valor de máxima possibilidade, que é o valor médio do intervalo, e um fator de incerteza dado pelo desvio padrão do intervalo, que possibilitam obter um número nebuloso dado pela expressão (2.9).

$$C_i(c) = (m_i, \alpha_i)$$

Para o exemplo da figura 3.2 tem-se:

“Muito Baixa”	$C_{MB}(0,0998; 0,0224)$
“Baixa”	$C_{BA}(0,9136; 0,0674)$
“Média”	$C_{ME}(1,2024; 0,0185)$
“Alta”	$C_{AL}(1,8429; 0,0676)$
“Muito Alta”	$C_{MA}(2,0944; 0,0145)$

Sabendo-se que a potência de base do consumidor da figura 3.2 é 270 kW, então os valores das cargas do consumidor da figura 3.2, como números nebulosos, para cada nível de classificação, são os seguintes:

$$C_{MB}(26,946; 6,048) \text{ kW}$$

$$C_{BA}(247,401; 18,198) \text{ kW}$$

$$C_{ME}(324,648; 4,995) \text{ kW}$$

$$C_{AL}(497,583; 18,252) \text{ kW}$$

$$C_{MA}(565,488; 3,915) \text{ kW}$$

Este tipo de representação pode ser interpretado como uma concentração de informações, pois toda a análise da curva de carga pode ser efetuada através destes números e ainda eles podem ser manipulados em cálculos, conforme exposto adiante (item 3.3.5).

Na referência [11] é apresentada uma tabela normalizada que apresenta valores de C_{MB} a C_{MA} , de uma forma mais genérica, com apenas três categorias: residencial, comercial e industrial. A tabela 3.3 reproduz estes valores.

Tabela 3.3 – Valores Normalizados para Estimação de Cargas [11]

Parâmetros		Variáveis Linguísticas				
		MB	BA	ME	AL	MA
m	comercial	0,130	0,280	0,570	0,740	0,850
	industrial	0,150	0,350	0,540	0,720	0,900
	residencial	0,120	0,220	0,450	0,680	0,860
α	comercial	0,022	0,056	0,092	0,096	0,243
	industrial	0,024	0,062	0,057	0,073	0,176
	residencial	0,015	0,033	0,048	0,069	0,135

3.3.3. Estimação de Carga via Número Nebuloso

A estimação de carga, como um número nebuloso, proposta em [11], tem a seguinte metodologia:

- Medir a corrente I_{AL} do alimentador, na subestação;
- Classificar os consumidores em residencial, comercial e industrial;
- Para qualquer ponto do alimentador (ponto k) obtém-se um número nebuloso, em função da tabela 3.3 e pelas expressões (3.5) e (3.6).

$$m_{I_k} = I_{AL} \frac{m_k C_k}{\sum_{j=1}^N (m_j C_j)} \text{ (Ampères)} \quad (3.5)$$

$$\alpha_{I_k} = m_{I_k} \frac{\alpha_k}{m_k} \text{ (Ampères)} \quad (3.6)$$

m_{I_k} = maior possibilidade para o valor da corrente no ponto k ,

α_{I_k} = grau de incerteza para a corrente no ponto k ,

C_k = capacidade nominal da carga no ponto k ,

N = número de cargas supridas a partir do ponto k ,

I_{AL} = corrente do alimentador na subestação.

A rede da figura 3.3 foi utilizada para exemplificar o método da referência [11]. Esta rede opera com tensão nominal de 13,8 kV, potência de base 500 kVA e as capacidades de cada alimentador são: $C_{AL1} = 48$ A, $C_{AL2} = 43$ A, $C_{AL3} = 82$ A e $C_{AL4} = 29$ A.

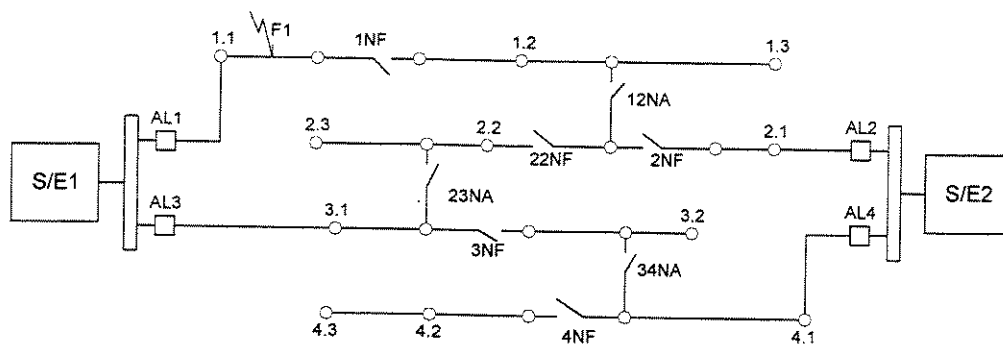


Figura 3.3 – Rede teste de 11 barras

Os pontos 1.1, 1.2 etc., chamados aqui de barras, representam uma concentração de consumidores.

A tabela 3.4 apresenta os dados nominais da rede; a tabela 3.5 as magnitudes das tensão e corrente para os valores nominais da rede; a tabela 3.6 as magnitudes da tensão e corrente para uma determinada região da curva de carga³ e a tabela 3.7 os parâmetros dos números nebulosos obtidos a partir das expressões (3.5) e (3.6). A tabela 3.7 também apresenta os valores da função de pertinência obtidos a partir dos valores da tabela 3.6. Os valores de tensão e corrente, das tabelas 3.5, 3.6 e 3.7 respectivamente, foram obtidos a partir de fluxo de carga específico (anexo B).

Tabela 3.4 – Dados nominais da rede da figura 3.3

Barra	S. Nominal		Impedância do Ramo que incide na Barra	
	P(kW)	Q(kVAr)	r(Ω)	x(Ω)
1.1	100,0	60,0	0,0922	0,0470
1.2	90,0	40,0	0,4930	0,2511
1.3	120,0	80,0	0,3660	0,1864
2.1	200,0	100,0	0,1872	0,6188
2.2	60,0	35,0	1,4680	1,5500
2.3	90,0	40,0	1,5042	1,3554
3.1	500,0	370,0	0,0922	0,0470
3.2	250,0	150,0	0,2030	0,1034
4.1	120,0	70,0	0,8042	0,7006
4.2	150,0	70,0	0,9744	0,9630
4.3	60,0	20,0	0,8190	0,7070

Tabela 3.5 - Magnitudes da tensão e corrente

Barra	V(p.u.)	I(A)	Barra	V(p.u.)	I(A)
1.1	0,99981	8,45	3.1	0,99951	45,00
1.2	0,99910	7,14	3.2	0,99916	21,15
1.3	0,99879	10,46	4.1	0,99801	10,00
2.1	0,99908	16,21	4.2	0,99648	12,00
2.2	0,99731	5,00	4.3	0,99614	04,60
2.3	0,99631	7,16			

³ Por se tratar de uma rede teste, a curva de carga foi estimada a partir de valores aleatórios.

Tabela 3.6 – Magnitudes da tensão e corrente para uma certa região da curva de carga

Barra	P(kW)	Q(kVAr)	V(p.u.)	Nível	m	α	Tipo	I(A)
1.1	50,0	30,0	0,99987	BA	0,350	0,062	Indus.	4,22
1.2	20,0	8,9	0,99935	MB	0,120	0,015	Resid.	1,57
1.3	132,0	88,0	0,99901	AL	0,740	0,096	Com.	11,51
2.1	300,0	150,0	0,99894	MA	0,850	0,176	Indus.	24,32
2.2	6,0	3,5	0,99765	MB	0,120	0,015	Resid.	0,50
2.3	110,0	45,0	0,99646	AL	0,720	0,073	Indus.	8,64
3.1	40,0	35,0	0,99972	MB	0,150	0,024	Indus.	3,80
3.2	400,0	240,0	0,99916	MA	0,850	0,176	Indus.	33,80
4.1	60,0	35,0	0,99950	BA	0,350	0,062	Indus.	5,00
4.2	15,0	7,0	0,99936	MB	0,130	0,022	Com.	1,20
4.3	5,0	0,9	0,99934	MB	0,120	0,015	Resid.	0,37

Tabela 3.7 - Parâmetros dos números nebulosos das cargas

$I_{AL}(A)$	Barra	m_{I_i}	i_i	Pertinência para I da Tabela 3.6
17,30	1.1	4,41	0,60	$C(04,22) = 0,909$
	1.2	1,28	0,16	$C(01,57) = 0,233$
	1.3	11,54	1,50	$C(11,51) = 0,999$
33,36	2.1	23,45	4,30	$C(24,32) = 0,961$
	2.2	1,02	0,13	$C(00,50) = 0,059$
	2.3	8,77	0,89	$C(08,64) = 0,979$
37,63	3.1	4,17	1,17	$C(03,80) = 0,910$
	3.2	33,32	6,12	$C(33,80) = 0,994$
6,60	4.1	4,62	0,62	$C(05,00) = 0,727$
	4.2	1,26	0,50	$C(01,20) = 0,986$
	4.3	0,72	0,09	$C(00,37) = 0,062$

Justifica-se os baixos valores de pertinência para os pontos 1.2, 2.2 e 4.3 porque os parâmetros m e α são genéricos e os dados foram aleatórios. Os demais resultados demonstraram que o método pode fornecer uma boa estimativa. Para um sistema real, os parâmetros m e α são mais específicos, conforme exposto no item 3.3.2, permitindo melhorar sensivelmente o valor estimado. Para redes elétricas com cargas especiais e com trechos muito longos é de se esperar que o método possa apresentar problemas e, neste caso, a instalação de equipamentos de telemetria para melhorar a estimação será necessária. No item 3.3.5 tem-se o caso de uma estimação onde a locação de outros equipamentos de telemetria é necessária.

3.3.4. Heurística para Restauração de Redes

Restabelecer o fornecimento de energia o mais rápido possível, após a ocorrência de uma falta, é fundamental para que as empresas atinjam os níveis de qualidade de fornecimento exigidos. Conforme comentado no capítulo 1, técnicas que envolvem o conhecimento do operador têm sido aplicadas como alternativa para otimizar os problemas de restauração e reconfiguração de redes de distribuição, visando resultados rápidos e práticos.

O plano heurístico apresentado em [11] fundamentou o desenvolvimento da técnica apresentada em [15], descrita pelos seguintes passos:

- P.1 Elaborar uma lista com índices (OP_i) de prioridade de chaveamentos.
Calcular o fluxo de carga para a atual topologia da rede, com demanda correspondente à curva de carga do atual período de operação e aplicar os valores de tensão na expressão (2.4). Obter os valores de custo de operação das chaves do banco de dados referente ao atual cenário de operação e calcular os índices de prioridade de operação pelo critério (3.4).
Este passo permanece em operação, atualizando os índices de prioridade, enquanto o sistema está em estado normal de operação.
- P.2 Se na subestação ou em um outro ponto específico da rede, for detectada uma variação na corrente, estimar o estado das cargas conforme item 3.3.3.
- P.3 Se não existem áreas desligadas, devido a uma falha no sistema, retornar ao passo P.1.
A supervisão "on-line" do sistema pode ser efetuada através de uma combinação entre a detecção de anomalias na subestação, sinais remotos de chaves seccionalizadoras, chamadas dos consumidores etc..
- P.4 Identificar as regiões desligadas que podem ser reconectadas a alimentadores adjacentes, bem como as chaves que podem efetuar esta operação. Se não existem mais regiões desligadas ir para o passo P.19.
Mais de uma região desligada pode ser encontrada, ou pela ocorrência de faltas múltiplas ou quando o passo P.9 é executado.
- P.5 Por algum critério, escolher uma das regiões identificadas no passo P.4. Esta região é candidata a ser reconectada. Se não existem mais regiões desligadas, ir para o passo P.21.
- P.6 Se não existem mais chaves, identificadas no passo P.4, que possam reconectar a região escolhida no passo P.5, ir para o passo P.20.
- P.7 Entre as chaves identificadas no passo P.4, selecionar a próxima com o menor índice OP_i . Se a chave tem capacidade de reserva (CR), ir para o passo P.10.
A capacidade de reserva é determinada através da comparação entre números nebulosos, utilizando a expressão (2.10).
- P.8 Se existir uma chave fechada na região fora de serviço, ir para o passo P.9, caso contrário ir para o passo P.6.
Quando uma região tem um grande número de cargas para serem transferidas através de uma única chave, a possibilidade desta região ser subdividida deve ser verificada.
- P.9 Abrir a chave com menor OP_i e ir para o passo P.4.
- P.10 Se o alimentador candidato a receber as cargas desligadas tem capacidade de reserva, ir para o passo P.19.
A capacidade de reserva é suficiente se a expressão (2.10) for satisfeita.

- P.11 Identificar as chaves que podem conectar o atual alimentador (candidato a receber as cargas desligadas) a outros alimentadores adjacentes.
Se um alimentador não possuir capacidade de reserva suficiente, verificar a possibilidade de aliviar o seu carregamento, transferindo algumas de suas cargas para outros alimentadores.
- P.12 Entre as chaves definidas no passo P.11, selecionar a próxima com o menor OP_i . Se não existem mais chaves de transferência, ir para o passo P.8.
- P.13 Se a chave escolhida no passo P.12 e a chave escolhida no passo P.7 conectam o mesmo ponto de carga, retornar para o passo P.12.
- P.14 Computar a capacidade de reserva total das chaves identificadas no passo P.11, utilizando a definição 2.5.2. Se 50% de toda esta reserva é maior que a soma de todas as cargas que aliviam o alimentador candidato, ir para o passo P.15, caso contrário vá para o passo P.8.
O valor de 50% pode ser alterado em função do sistema e das condições de operação.
- P.15 Selecionar a próxima chave, das que foram definidas no passo P.11. Se o seu índice OP_i for maior que um limitante $\overline{OP}$, desfazer todas as operações efetuadas depois do passo P.11 e ir para o passo P.8.
O limitante $\overline{OP}$ pode ser alterado para conectar mais ou menos cargas durante este passo. Contudo, para um $\overline{OP}$ elevado, o algoritmo pode se tornar ineficiente ao permitir testes de transferências que podem ser desnecessários. O valor de $\overline{OP}$ deve ser definido a partir do conhecimento do sistema e através de simulações.
- P.16 Se a chave ou o alimentador não possuir mais reserva, ir para o passo P.15.
- P.17 Transferir a carga do alimentador candidato através da chave definida no passo P.15 e abrir a outra chave que estava conectada à carga. Atualizar a reserva dos alimentadores.
- P.18 Se a atual capacidade de reserva do alimentador candidato ainda é insuficiente, ir para o passo P.15.
- P.19 Atualizar a topologia da rede e, se ainda existem regiões desligadas que possam ser reconectadas, ir para o passo P.5. Caso contrário ir para o passo P.21.
- P.20 Desligar a próxima carga, a partir de uma lista de prioridades, e ir para o passo P.4. No caso de não existirem mais cargas que possam ser desligadas, ir para o passo P.5.
A lista de prioridades para desligamento de cargas deve ser definida no planejamento.
- P.21 Listar a sequência de operações de chaveamento e ir para o passo P.1.

Para ilustrar a utilização deste algoritmo, duas redes foram escolhidas: as redes das figuras 3.3 e 3.4.

3.3.4.1. Restauração com uma rede de 11 barras

A simulação do algoritmo de restauração para a rede da figura 3.3 ocorreu para o cenário de operação da tabela 3.6 sendo que a tabela 3.8 apresenta a classificação das chaves, conforme expressão (3.4). A obtenção da tabela 3.8 corresponde ao passo P.1 do algoritmo.

Tabela 3.8 - Índice OP_i

Chave	OP_i	Chave	OP_i
4NF	0,00012	2NF	0,01080
1NF	0,00370	3NF	0,01530
12NA	0,00592	23NA	0,03400
22NF	0,00864	34NA	0,13600

É simulada uma falha no ponto F1, indicado na figura 3.3, e o algoritmo continua no passo P.3.

[P.3] – Áreas desligadas 1.2 e 1.3;

[P.4] – As áreas do passo P.3 podem ser religadas pela chave 12NA;

[P.5] – As duas áreas serão religadas;

[P.6] – A chave 12NA pode reconectar a área escolhida;

[P.7] – Considera-se que a chave 12NA tem capacidade de reserva;

[P.10] – A partir da tabela 3.7 obtém-se a carga a ser transferida:

$$C_{1.2} + C_{1.3} = C(m_t, \alpha_t)$$

$$m_t = 1,28 + 11,54 = 12,82 \text{ A e}$$

$$\alpha_t = 0,16 + 1,50 = 1,66$$

somando-se $C(m_t, \alpha_t)$ com as atuais cargas do alimentador tem-se:

$$m = 46,06 \text{ e } \alpha = 6,98.$$

Sabendo-se que a capacidade do alimentador AL2 é de 48 A, esta transferência não pode ser efetuada, pois, pela expressão (2.10):

$$48 > 46,06 \text{ mas } C(48) = 0,928;$$

[P.11] – A chave 23NA pode conectar o alimentador AL2 ao alimentador AL3;

[P.12] – A única chave é a 23NA;

[P.13] – A chave escolhida no passo P.7 é diferente;

[P.14] – Considera-se que a chave tem capacidade;

[P.15] – O índice OP_i de 23NA é um dos piores e para $\overline{OP} = 0,01$ todas as operações de transferência que foram efetuadas a partir do passo P.11 devem ser desfeitas;

[P.8] – Não existe chave NF;

[P.6] – Não há mais chaves;

[P.20] – A região 1.3 é desligada;

[P.4] – A região 1.2 ainda pode ser religada por AL2;

[P.5] – A região 1.2;

[P.6] – A chave 12NA;

[P.7] – Considera-se que a chave 12NA tem reserva;

[P.10] – A carga atual que AL2 suprirá é de:

$C(34,52; 5,48)$ A e como $CR_1 = 48 > 34,52$ e $C(48) = 0,14$ a transferência pode ser efetuada;

[P.19] – A chave 12NA é fechada;

[P.21] – Desligar a carga 1.3 e fechar a chave 12NA;

A principal diferença entre este algoritmo e o proposto na referência [11] é que ele evita operações desnecessárias, através de uma técnica que simula o conhecimento do operador, enquanto que o algoritmo apresentado em [11] pode apresentar inúmeras opções de manobras que são escolhidas aleatoriamente.

Para demonstrar o algoritmo com uma rede maior, foi escolhida uma rede de 40 barras que corresponde a uma situação real.

3.3.4.2. Restauração com uma rede de 40 barras

Os dados das barras e linhas da rede da figura 3.4 estão no anexo E e a tabela 3.9 apresenta a classificação das chaves, definida pela expressão (3.4), cuja condição de operação escolhida foi o período das 17 às 19h (“carga alta”) de uma segunda-feira típica e os valores de pertinência para o custo de operação das chaves foram definidos com o auxílio do operador Peres do COD da CPFL do Distrito de Itapira-SP.

Para simular a estimação de cargas, segundo o método [11], os valores de carga foram gerados aleatoriamente e o nível lingüístico definido através da comparação destes valores com o valor nominal da carga. A tabela 3.10 apresenta a condição de operação da rede para o horário de pico.

As correntes I_{AL} foram determinadas a partir do fluxo de carga, simulando valores de medição. A tabela 3.11 apresenta os parâmetros dos números nebulosos das correntes de carga, obtidos pelas expressões (3.5) e (3.6).

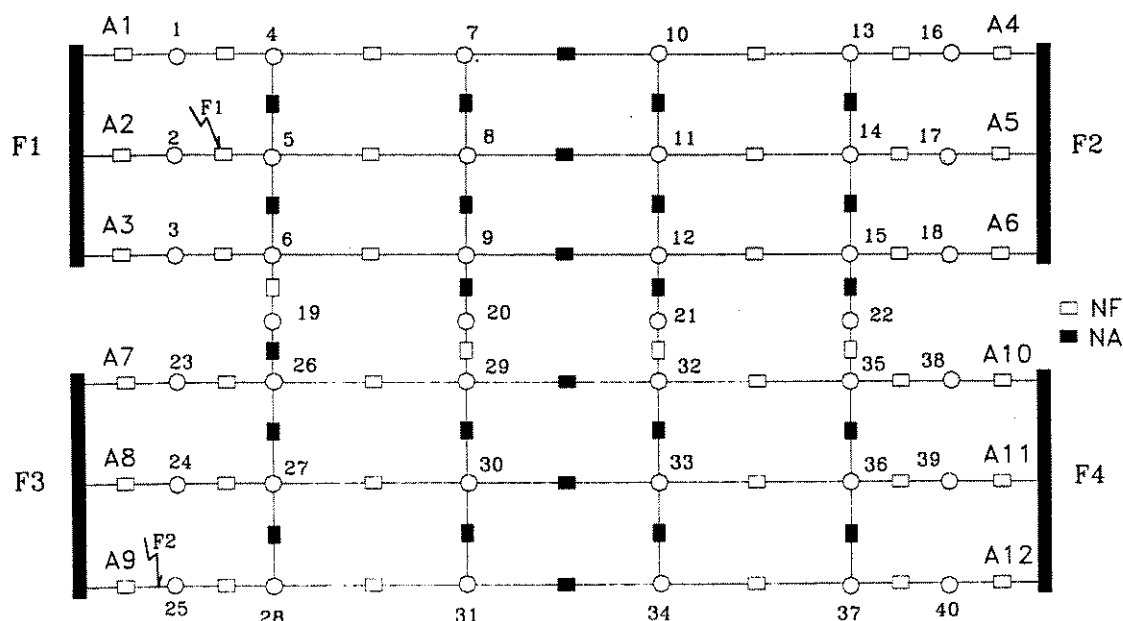


Figura 3.4 – Rede teste de 40 barras

Tabela 3.9 – Classificação das chaves da rede de 40 barras

Chave	$10xOP_i$	Chave	$10xOP_i$	Chave	$10xOP_i$
F3 – 25	0,21520	37 – 34	0,90649	35 – 32	1,44856
F1 – 02	0,24399	25 – 28	0,90976	01 – 04	1,52397
02 – 05	0,24539	23 – 26	0,92018	30 – 31	1,54161
F4 – 38	0,29325	38 – 35	0,96285	13 – 10	1,81187
F2 – 16	0,29493	31 – 34	0,97575	06 – 09	1,81463
F3 – 24	0,30519	04 – 05	1,01580	08 – 09	1,93560
F2 – 17	0,31664	40 – 37	1,02816	04 – 07	1,98720
F4 – 39	0,35316	39 – 36	1,06533	09 – 12	2,39769
F3 – 23	0,36945	17 – 14	1,07797	15 – 12	2,53090
F2 – 18	0,42147	27 – 30	1,11339	32 – 21	2,61621
05 – 08	0,44020	18 – 15	1,11614	07 – 10	2,64960
F4 – 40	0,45433	05 – 06	1,12572	08 – 11	2,69221
F1 – 03	0,45441	03 – 06	1,12572	14 – 11	2,69221
13 – 14	0,47148	14 – 15	1,18179	11 – 12	2,69221
F1 – 01	0,47565	26 – 19	1,19596	12 – 21	2,76156
26 – 27	0,55211	36 – 33	1,25063	09 – 20	2,78958
06 – 19	0,56651	33 – 34	1,33400	10 – 11	2,80016
36 – 37	0,65104	35 – 22	1,34121	07 – 08	2,81520
27 – 28	0,74921	15 – 22	1,34121	29 – 30	3,95586
24 – 27	0,78432	33 – 32	1,35803	26 – 29	3,95586
16 – 13	0,88403	30 – 33	1,37032	29 – 32	4,17563
35 – 36	0,89866	28 – 31	1,37439	29 – 20	4,18437

Tabela 3.10 – Condição de operação no período das 17 às 19hs

Carga	Nível	kW	kVAr	m	α	Carga	Nível	kW	kVAr	m	α
01	AL	850	540	0,72	0,073	04	ME	385	269	0,57	0,092
07	AL	420	175	0,68	0,069	02	MA	500	320	0,90	0,176
05	AL	76	52	0,68	0,069	08	ME	90	63	0,57	0,092
03	ME	525	365	0,54	0,057	06	MA	72	51	0,86	0,135
19	MA	90	63	0,86	0,135	09	AL	600	405	0,72	0,073
16	ME	1020	660	0,54	0,057	13	AL	76	53	0,74	0,096
10	MA	940	657	0,90	0,176	17	AL	810	525	0,72	0,073
14	AL	675	460	0,72	0,073	11	AL	660	445	0,72	0,073
18	MA	425	307	0,90	0,176	15	AL	525	380	0,72	0,073
12	AL	500	360	0,72	0,073	23	MA	485	315	0,85	0,243
26	AL	760	532	0,72	0,073	29	AL	1020	715	0,72	0,073
24	ME	560	390	0,54	0,057	27	AL	675	460	0,72	0,073
30	AL	440	320	0,72	0,073	25	MA	1350	890	0,90	0,176
28	MA	640	445	0,85	0,243	31	MA	445	302	0,86	0,135
38	ME	320	230	0,54	0,057	35	AL	77	55	0,68	0,069
22	MA	530	330	0,85	0,243	32	ME	540	348	0,54	0,057
21	MA	320	225	0,85	0,243	39	AL	75	50	0,68	0,069
36	MA	990	685	0,90	0,176	33	AL	715	490	0,72	0,073
40	AL	1180	825	0,72	0,073	37	AL	640	446	0,68	0,069
34	AL	75	49	0,68	0,069	20	ME	320	225	0,54	0,057

Tabela 3.11 – Cargas estimadas

$I_{AL}(A)$	Barra	$m_I(A)$	α_I	$I_{AL}(A)$	Barra	$m_I(A)$	α_I
170	1	80,063	8,349	279	23	52,006	14,526
	4	46,128	7,445		26	80,240	8,368
	7	43,808	4,318		20	43,946	4,639
70	2	52,358	10,016		29	102,808	10,721
	5	7,661	0,755	180	24	60,609	6,398
	8	9,981	1,611		27	73,945	7,711
138	3	58,152	6,138		30	45,446	4,739
	6	7,423	1,165	258	25	145,767	27,886
	9	63,371	6,609		28	70,406	19,665
	19	9,053	1,421		31	41,827	6,566
218	16	105,123	11,096	158	18	47,918	9,167
	13	8,336	1,081		15	55,822	5,821
	10	104,541	19,999		12	54,260	5,659
228	17	78,368	8,173	191	39	7,259	0,716
	14	74,276	7,746		36	110,652	21,168
	11	75,357	7,859		33	73,089	7,672
190	38	31,043	3,277	203	40	115,312	12,025
	35	7,644	0,753		37	78,911	7,778
	22	60,724	16,961		34	8,777	0,865
	32	54,918	5,797				
	21	35,671	9,963				

A primeira simulação foi para uma falha no ramal 2-5 que coloca as regiões 5 e 8 fora de serviço. A tabela 3.9 corresponde ao passo [P.1] e a tabela 3.11 ao passo [P.2].

[P.3] – As regiões 5 e 8 estão desligadas;

[P.4] – Ambas as regiões podem ser religadas e as chaves são:

Chave	$10 \times OP_i$
4-5	1,01580
5-6	1,12572
8-9	1,93560
8-11	2,69221
7-8	2,81520

[P.5] – As regiões 5 e 8 podem ser reconectadas em conjunto;

[P.6] – Existem 5 chaves;

[P.7] – A chave 4-5, conforme anexo E, tem capacidade de 400 A, sendo mais que suficiente para reconectar as regiões;

[P.10] – A capacidade do alimentador A1 é de 395 A e, conforme tabela 3.11, a corrente I_{AL} no alimentador é de 170 A, portanto tem-se uma reserva de 225 A. Através da expressão (2.10) compara-se esta reserva com a carga candidata a ser transferida $C(17,642; 2,366)$ A:

$$225 \text{ A} > 17,642 \text{ A e } C(225) = 1,3 \cdot 10^{-11}.$$

Conclui-se que a transferência pode ser efetuada;

[P.19] – Fechar a chave 4-5;

[P.21] – Abrir a chave 2-5 e fechar a chave 4-5.

A segunda simulada, um pouco mais severa, implicou na aplicação de todos os passos do algoritmo. Foram considerados para os passos [P.14] e [P.15] a proporção de 50% e o limitante $\overline{OP} = 1,5$.

[P.1] – Lista conforme tabela 3.9;

[P.2] – Cargas estimadas conforme tabela 3.11;

[P.3] – Falha no trecho F3-25, deixando as regiões 25, 28 e 31 fora de serviço;

[P.4] – As regiões 25, 28 e 31 podem ser religadas juntas, formando uma região única. As chaves que podem efetuar a ligação são:

Chave	$10xOP_i$
27 - 28	0,74921
31 -34	0,97575
30 -31	1,54161

[P.5] – Religar as regiões 25, 28 e 31 simultaneamente;

[P.6] – Existem três chaves;

[P.7] – A chave 27-28, conforme anexo E, tem capacidade de 395 A.

As cargas a serem transferidas têm o seguinte valor:

$$m_t = 145,767 + 70,406 + 41,827 = 258,0 \text{ A}$$

$$\alpha_t = 27,886 + 19,665 + 6,566 = 54,117$$

E, pela expressão (2.10), $395 > 258$ e $C(395)=0,135$, portanto a chave pode efetuar a transferência;

[P.10] – A capacidade do alimentador candidato A8 é de 395 A e, conforme a tabela 3.11, a corrente atual é de 180 A, então:

$$m_R = 395 - 180 = 215 \text{ A}$$

Verifica-se que o alimentador não tem reserva para mais 258 A;

[P.11] – As chaves que interligam o alimentador candidato A8 a outros alimentadores adjacentes são:

Chave	$10xOP_i$
26 - 27	0,55211
30 -33	1,37032
29 - 30	3,95586

[P.12] – A chave com melhor OP_i é a chave 26-27;

[P.13] – A chave 26-27 conecta a mesma região que a chave do passo [P.7];

[P.12] – A chave 30-33 é escolhida;

[P.13] – Não há conflito;

[P.14] – O alimentador A8 deve ser aliviado em pelo menos $m_t - m_R = 43 \text{ A}$ e as chaves 30-33 e 29-30 possuem juntas uma capacidade de 586 A. Dado que 50% de $586 = 293 \text{ A}$ que é $> 43 \text{ A}$, o passo [P.15] é aplicado;

[P.15] – A chave 30-33 pode ser selecionada pois $1,37 < 1,5$;

[P.16] – A região 30 tem carga estimada de $C(45,45; 4,74)$ A e a capacidade da chave 30-33 é de 293 A, então há reserva na chave. O alimentador A11 está com reserva $m_{A11} = 395 - 191 = 204$ A, o que também permite a transferência;

[P.17] – A região 30 é transferida e os seguintes dados são atualizados:

$$I_{AL8} = 180 - C(45,45; 4,74) = C(134,55; 4,74) \text{ A}$$

$$I_{AL11} = 191 + C(45,45; 4,74) = C(236,45; 4,74) \text{ A}$$

[P.18] – Comparando a atual reserva do alimentador candidato A8 com as cargas a serem transferidas, verifica-se:

$$\text{Reserva de A8} = 395 - C(134,55; 4,74) = C(260,45; 4,74) \text{ A}$$

Comparando-se com a soma das cargas 25, 28 e 31 $C(258,00; 54,12)$ A constata-se que ainda não há reserva suficiente;

[P.15] – A próxima chave possui um índice OP_i muito maior que o limitante $\overline{OP}$. Desta forma todas as operações e atualizações de valores são desconsideradas;

[P.8] – Existem duas chaves fechadas na atual região, as chaves 28-31 e 25-28;

[P.9] – A chave 25-28 é aberta;

[P.4] – As regiões 28 e 31 podem ser reconectadas com as chaves 27-28, 31-34 e 31-30;

[P.5] – Religar as regiões 28 e 31 simultaneamente;

[P.6] – Existem chaves que podem reconectar as regiões 28 e 31;

[P.7] – A chave 26-27 tem capacidade de 395 A e a carga a ser transferida é de: $m_t = 70,406 + 41,827 = 112,24$ A e $\alpha_t = 19,665 + 6,566 = 26,24$ A, e como $395 > 112,24$ e $C(395) = 0,009$ a chave pode efetuar a transferência.

[P.10] – Sabendo-se que a atual reserva do alimentador candidato é de 215 A e que $C(215) = 0,061 < 0,5$, as regiões 28 e 31 podem ser transferidas.

[P.19] – As regiões 28 e 31 são transferidas pela chave 27-28 e a região 25 não pode ser religada;

[P.21]₍₁₎ – Abrir as chaves F3-25 e 25-28 e fechar a chave 27-28.

Como resultado, o algoritmo determinou três operações de chaveamento, sendo que a região 25 ficou fora de serviço.

Analisando uma outra possibilidade, a escolha da chave 28-31 no passo [P.9], resulta no seguinte:

[P.9] – A chave 28-31 é aberta;

[P.4] – As regiões 25, 28 e 31 podem ser religadas com as chaves 27-28, 30-31 e 31-34;

[P.5] – A região 31 é escolhida;

[P.6] – Existem duas chaves;

[P.7] – A chave com menor OP_i é a chave 31-34,

Sendo a capacidade da chave 31-34 de 293 A e o valor da carga 31 de $C(41,83; 6,57)$ A, há reserva suficiente;

[P.10] – A atual reserva do alimentador A12 é de $395 - 203 = 192$ A e $192 > 41,83$ e $C(192) = 0,002$. Há reserva suficiente;

[P.19] – A carga 31 é transferida, a chave 28-31 é aberta e a chave 31-34 é fechada e a reserva do A12 passa a ser: $192 - C(41,83; 6,57) = C(150,17; 6,57)$ A;

[P.5] – A regiões 25 e 28 são candidatas a serem religadas;

[P.6] – A chave 27-28 pode religar essas regiões;

[P.7] – A chave 27-28 tem capacidade de 395 A e as regiões 25 e 28 têm carga de $C(216,17; 47,56)$ A. $395 > 216,17$ e $C(395) = 0,07$, portanto a chave tem capacidade;

[P.10] – O alimentador AL8 tem reserva de $395 - 180 = 215$ A

A carga total das regiões 25 e 28 é de $C(216,17; 47,56)$ A e portanto não há capacidade de transferência;

[P.11] – O alimentador A8 pode ser aliviado pelas chaves

Chave	$10 \times OP_i$
26 - 27	0,55211
30 - 33	1,37032
29 - 30	3,95586

[P.12] – A chave com melhor OP_i é a chave 26-27;

[P.13] – A chave 26-27 conecta a mesma região que a chave do passo [P.7];

[P.12] – A chave 30-33 é escolhida;

[P.13] – Não há conflito;

[P.14] – O alimentador A8 deve ser aliviado em pelo menos $C(216,17; 47,56) - (395-180) = (1,17; 47,56) \approx 50$ A e as chaves 30-33 e 29-30 possuem juntas uma capacidade de 586 A então, uma vez que 50% de 586 A = 293 A que é > 50 A o passo [P.15] é aplicado;

[P.15] – A chave 30-33 pode ser selecionada pois $1,37032 < 1,5$;

[P.16] – A região 30 tem carga estimada de $C(45,45; 4,74)$ A e a capacidade da chave 30-33 é de 293 A, então há reserva na chave. O alimentador A11 está com reserva $m_{A11} = 395 - 191 = 204$ A, o que também permite a transferência;

[P.17] – A região 30 é transferida e os seguintes dados são atualizados:

$$I_{AL8} = 180 - C(45,45; 4,74) = C(134,55; 4,74) \text{ A}$$

$$I_{AL11} = 191 + C(45,45; 4,74) = C(236,45; 4,74) \text{ A}$$

[P.18] – Comparando a atual reserva do alimentador candidato A8 com as cargas a serem transferidas verifica-se:

$$\text{Reserva de A8} = 395 - C(134,55; 4,74) = C(260,45; 4,74) \text{ A}$$

Comparada-a com a região (25, 28) com $C(216,17; 47,56)$ A, constata-se que $260 > 216$ e $C(260,45; 4,75) \cap C(216,17; 47,56) = 0,5$ e portanto a transferência não pode ser efetuada;

[P.15] – A próxima chave possui OP_i muito alto. Todas a operações são desconsideradas;

- [P.8] – Existe a chave 25-28;
- [P.9] – A chave 25-28 é aberta;
- [P.4] – A região 28 pode ser religada através das chaves 27-28 e 28-31;
- [P.5] – Apenas a região 28;
- [P.6] – Existem duas chaves;
- [P.7] – A chave 27-28 tem o menor OP_i e como já foi verificado, esta chave tem capacidade;
- [P.10] – A reserva do alimentador A8 é de 215 A e a carga 28 é de $C(70,41; 19,67)$; verifica-se facilmente que há reserva;
- [P.19] – A carga 28 é transferida e a região 25 não pode ser religada;
- [P.21]₍₂₎ – Abrir as chaves 25-28 e 28-31 e fechar as chaves 27-28 e 31-34.

Verifica-se que, embora as regiões 28 e 31 tenham sido ligadas e a região 25 tenha ficado fora de serviço exatamente igual ao resultado [P.21]₍₁₎, o número de operações de chaveamento foi maior (4 operações de chaveamento). Portanto, se existisse alguma diferença na definição do custo de operação da chave 25-28 isto resultaria no acréscimo de duas operações de chaveamento, comparando [P.21]₍₁₎ com [P.21]₍₂₎, demonstrando a sensibilidade e a importância na determinação dos custos nebulosos de operação.

3.3.5. Determinação do Estado via Conjuntos Nebulosos

É proposto nesta seção um estimador de estado, utilizando conjuntos nebulosos, visando complementar as informações do estimador de cargas proposto em [11], através de informações de tensão, corrente, perdas e carga em kVA do tipo: “tensão ótima”, “alto carregamento” etc., que possam vir a compor outras técnicas de análise de redes. Estas informações permitem dar um tratamento holístico ao sistema, auxiliando tomadas de decisão que dependam dos conhecimentos dos operadores, através de alguma técnica heurística que utilize alguma inferência com conjuntos nebulosos.

No capítulo 2 foram apresentadas algumas definições de operadores com números nebulosos utilizados nesta seção para, a partir das correntes estimadas pelas expressões (3.5) e (3.6), obter as quedas de tensão, as tensões, as perdas nos ramos e as cargas. Estes valores são obtidos através dos seguintes passos:

- i.) Correntes nos ramos ou corrente que incide na barra i
São obtidas a partir das expressões (3.5), (3.6) e da definição 2.5.2.

$$I_{R_i} = I(m_{IR_i}, \alpha_{IR_i}) \quad (3.7)$$

onde:
$$m_{IR_i} = \sum_{j=1}^{\Omega} m_{I_j} \quad \text{e} \quad \alpha_{IR_i} = \sum_{j=1}^{\Omega} \alpha_{I_j}$$

Ω é o conjunto de todas as barras que recebem energia a partir da barra i

- ii.) Quedas de tensão

$$\Delta V_{R_i} = \Delta V(m_{\Delta V_i}, \alpha_{\Delta V_i}) \quad (3.8)$$

onde: $m_{\Delta V_i} = m_{IR_i} \cdot z_{R_i}$, sendo z_{R_i} a impedância do ramo R_i

e $\alpha_{\Delta V_i} = \min(|m_{\Delta V_i} - \beta|, |\eta - m_{\Delta V_i}|)$,

β e η são aplicados com $(m_{IR_j}, \alpha_{IR_j})$ e z_{R_i} na definição 2.5.4.

iii.) Tensão nas barras

$$V_{B_i} = V(m_{VB_i}, \alpha_{VB_i}) \quad (3.9)$$

onde $m_{VB_i} = m_{VB_{i-1}} - m_{\Delta V_i}$ e $\alpha_{VB_i} = |\alpha_{VB_{i-1}} - \alpha_{\Delta V_i}|$

Os valores de m_{VB_i} e α_{VB_i} na subestação podem valer 1,0 e 0,0, respectivamente, ou o valor de medição é atribuído a m_{VB_i} com a imprecisão α_{VB_i} .

iv.) Perdas nos ramais

$$PS_i = PS(m_{PS_i}, \alpha_{PS_i}) \quad (3.10)$$

onde $m_{PS_i} = m_{\Delta V_i} \cdot m_{IR_i}^{*(conjugado)}$ e $\alpha_{PS_i} = \min\{|m_{PS_i} - \beta|, |\eta - m_{PS_i}|\}$

β e η são obtidos aplicando $(m_{IR_i}, \alpha_{IR_i})$ e $(m_{\Delta V_i}, \alpha_{\Delta V_i})$ na definição 2.5.4.

v.) Cargas

$$S_i = S(m_{S_i}, \alpha_{S_i}) \quad (3.11)$$

onde $m_{S_i} = m_{VB_i} \cdot m_{I_i}^* - m_{PS_i}$ e

$$\alpha_{S_i} = |\min\{|m_{S_i} - \beta|, |\eta - m_{S_i}|\} - \alpha_{PS_i}|$$

β e η são obtidos aplicando $(m_{VB_i}, \alpha_{VB_i})$ e (m_{I_i}, α_{I_i}) na definição 2.5.4.

Um exemplo numérico (figura 3.5) é apresentado para demonstrar a implementação deste estimador. A tabela 3.12 apresenta os dados dos consumidores em um determinado ponto da curva de carga; a tabela 3.13 mostra os valores calculados de tensão e corrente para as cargas correspondentes ao período definido na tabela 3.12; a tabela 3.14 os dados dos ramos correspondentes à tabela 3.12 e a tabela 3.15 as correntes, como números nebulosos, estimadas pelo método proposto em [11].

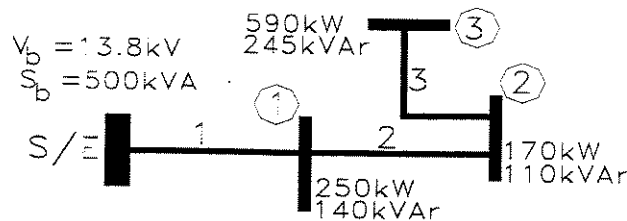


Figura 3.5 – Rede teste para estimação de estado

Tabela 3.12 – Dados dos Consumidores

Barra	Tipo	nível	m	α
1	Comercial	MA	0,850	0,243
2	Residencial	MA	0,860	0,135
3	Industrial	AL	0,720	0,073

Tabela 3.13 – Carga, corrente e tensão de barra

Barra	P(kW)	Q(kVAr)	I(A)	V(p.u.)/ θ°
1	300	170	21,76 – j12,35	0,999/ -3,74 10^{-2}
2	210	140	15,26 – j10,22	0,996/ -11,25 10^{-2}
3	600	250	43,95 – j18,47	0,988/ -17,23 10^{-2}

Tabela 3.14 – Impedância, corrente e perda nos ramos

Ramo	r(Ω)	x(Ω)	I(A)	Perdas(kVA)
S/E-1	0,10404	0,16656	80,97 – j41,04	1,61 – j0,12
1-2	0,49446	0,53856	59,21 – j28,69	3,16 + j0,24
2-3	1,92465	1,13365	43,95 – j18,47	4,90 + j1,32

Tabela 3.15 – Corrente estimada

Barra	m_i	α_i
1	23,06 – j10,31	6,59 + j2,95
2	16,93 – j6,31	2,66 + j0,99
3	40,98 – j24,42	4,16 + j2,48

i) Fluxo de corrente nos ramos

$$I_{S/E-1} = (80,97; 13,41) + j(-41,04; 6,42)A$$

$$I_{1-2} = (57,91; 06,82) + j(-30,73; 3,47)A$$

$$I_{2-3} = (40,98; 04,16) + j(-24,42; 2,48)A$$

ii) Queda de tensão

$$\Delta V_1 = I_{S/E-1} \times Z_{S/E-1} = (015,26; 0,33) + j(09,22; 2,90)V$$

$$\Delta V_2 = I_{1-2} \times Z_{1-2} = (045,18; 1,50) + j(15,99; 5,39)V$$

$$\Delta V_3 = I_{2-3} \times Z_{2-3} = (106,56; 5,19) + j(-0,54; 9,49)V$$

iii) Tensão nas barras

$$V_1 = V_{S/E} - \Delta V_1 = (13784,74; 689,17) + j(-09,22; 0,05)V$$

$$V_2 = V_1 - \Delta V_2 = (13739,56; 688,17) + j(-25,21; 2,54)V$$

$$V_3 = V_2 - \Delta V_3 = (13633,00; 682,98) + j(-24,67; 6,95)V$$

iv) Perdas nos ramos

$$I_{S/E-1} \times \Delta V_1^* = (1613,99; 305,37) + j(-120,27; 401,87)VA$$

$$I_{1-2} \times \Delta V_2^* = (3107,00; 496,67) + j(462,40; 350,97)VA$$

$$I_{2-3} \times \Delta V_3^* = (4353,89; 891,25) + j(2623,91; 472,25)VA$$

v) Cargas

$$S_1 = (316,17; 99,04) + j(142,45; 31,27)kVA$$

$$S_2 = (229,34; 42,80) + j(086,66; 08,66)kVA$$

$$S_3 = (553,72; 76,86) + j(331,30; 17,75)kVA$$

A tabela 3.16 compara o valor estimado com o valor calculado para as magnitudes das tensões e a tabela 3.17 o valor real das cargas com o estimado. Os módulos dos números complexos nebulosos são obtidos a partir da expressão (2.15).

Tabela 3.16 – Valores estimado e real das tensões nas barras

Barra	Tensão estimada $ V_i $ kV	Tensão calculada $ V_i $ kV	$ V_i (V_i)$
1	(13,785; 0,690)	13,785	0,9999
2	(13,739; 0,688)	13,740	0,9999
3	(13,633; 0,683)	13,634	0,9999

Tabela 3.17 – Valores estimado e real das cargas

Barra	Carga estimada S _i kVA	Carga real S _i kVA	S _i (S _i)
1	(346,78; 103,86)	344,82	0,9996
2	(245,17; 043,67)	252,39	0,9734
3	(645,26; 078,88)	650,00	0,9964

A rede de 32 barras da referência [4] (figura 3.6), cujos dados estão no anexo E, também foi utilizada para aplicar este método de estimação de estado com números nebulosos. Neste caso, as cargas utilizadas como “real” foram as cargas nominais e o termo lingüístico para o nível de carga foi “Muito Alto” e todas as cargas foram consideradas como industriais. Estas considerações foram necessárias para que se pudesse efetuar uma comparação entre o estimado e o calculado, conforme os resultados apresentados em [4].

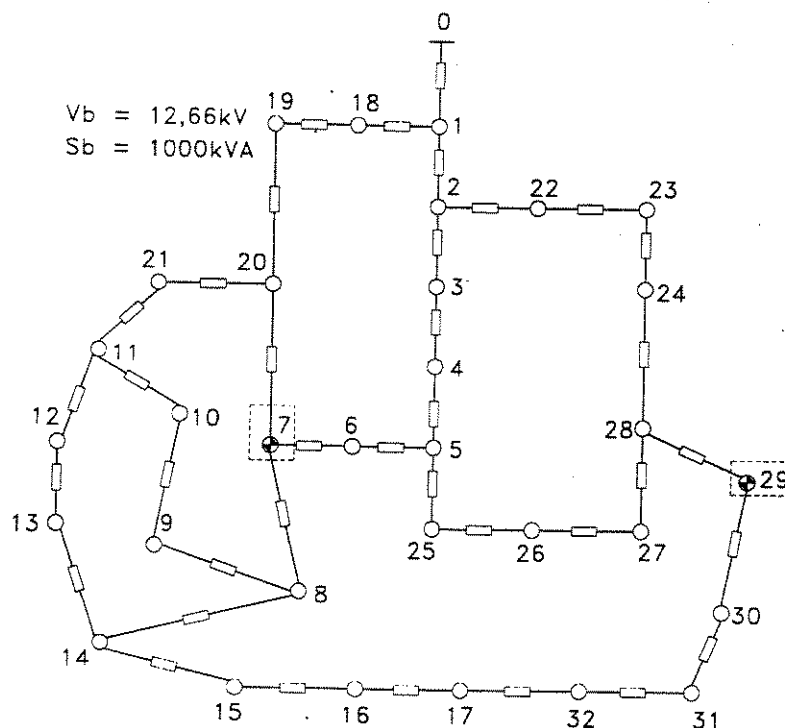


Figura 3.6 – Rede de 32 barras [4].

O método de estimação de [11] divergiu muito para as cargas 28, 29, 30, 31 e 32 pois a carga 29 apresenta um valor muito superior a qualquer outra do sistema. Os trechos entre as barras 7 e 17 apresentam valores de impedância muito elevados, que correspondem a trechos muito longos, que também apresentaram problemas na estimação. Para melhorar a estimação de estado, foi necessário simular a instalação de dois medidores, nos pontos 29 e 7. Desta forma, a estimação de estado foi efetuada em duas etapas:

- 1- Retirou-se da rede as cargas de 29 a 32 e de 7 a 17 e a corrente aplicada na expressão (3.5) foi a corrente medida na subestação menos as correntes medidas nos pontos 29 e 7.
- 2- As cargas 29 a 32, não estimadas na primeira etapa, são estimadas com as expressões (3.5) e (3.6) utilizando a corrente medida no ponto 29, o mesmo ocorrendo com as cargas de 7 a 17, utilizando a corrente medida no ponto 7.

Através da rede da referência [4] pode-se avaliar que a eficiência da aplicação do método da referência [11] depende do tipo de rede e da quantidade de equipamentos de medição e se é ou não homogênea em termos de carga e extensão dos ramais. Sendo assim, uma outra aplicação seria o desenvolvimento de um método que, a partir de simulações do estimador de estado, possibilite determinar uma quantidade suficiente (ótimo) de equipamentos de medição.

A tabela 3.18 apresenta a comparação entre os valores nominais das cargas, em módulo, e os valores estimados também em módulo.

Tabela 3.18 – Valores estimados e “reais” da rede de 32 barras [4]

Barra	$ S_i ^4$	$ S_i $	$ S_i (S_i)$	Barra	$ S_i ^4$	$ S_i $	$ S_i (S_i)$
1	(119,720; 27,029)	116,619	0,9870095	17	(97,568; 18,991)	98,489	0,9976556
2	(100,445; 21,915)	98,489	0,9920908	18	(93,937; 28,424)	98,489	0,9749941
3	(146,807; 33,453)	144,222	0,9940625	19	(93,601; 28,366)	98,489	0,9711674
4	(65,146; 12,039)	67,082	0,9747890	20	(93,534; 28,331)	98,489	0,9703276
5	(64,054; 13,509)	63,246	0,9964277	21	(93,474; 28,299)	98,489	0,9695533
6	(226,182; 49,940)	223,607	0,9973473	22	(97,358; 30,023)	102,956	0,9664002
7	(225,937; 49,866)	223,607	0,9978213	23	(462,580; 101,759)	465,188	0,9993437
8	(59,313; 6,559)	63,246	0,7355383	24	(460,993; 101,187)	465,188	0,9982845
9	(59,692; 7,167)	63,246	0,8026412	25	(64,395; 13,919)	65,000	0,9981145
10	(53,956; 10,473)	54,083	0,9998533	26	(64,378; 13,912)	65,000	0,9980023
11	(69,006; 13,084)	69,462	0,9987873	27	(62,603; 13,190)	63,246	0,9976330
12	(66,115; 9,918)	69,462	0,8977705	28	(128,265; 16,970)	138,924	0,7170675
13	(142,708; 27,856)	144,222	0,9970550	29	(629,934; 133,973)	632,456	0,9996459
14	(60,128; 10,174)	60,828	0,9952898	30	(163,522; 34,482)	165,529	0,9966218
15	(62,544; 11,493)	63,246	0,9962912	31	(232,056; 52,129)	232,594	0,9998933
16	(62,378; 11,359)	63,246	0,9941977	32	(68,795; 13,425)	72,111	0,9424978

O anexo C apresenta uma cópia de um artigo produzido a partir desta aplicação.

⁴ Módulo obtido pela expressão (2.15)

Capítulo 4

Algoritmo Genético Aplicado a Redes de Distribuição de Energia Elétrica

4.1. Introdução

Neste capítulo dá-se uma visão geral sobre os mecanismos e os fundamentos teóricos dos algoritmos genéticos e são propostas algumas adaptações para a aplicação na operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE).

4.2. Algoritmos Genéticos

São classificados como algoritmos evolucionários todos os tipos de técnicas computacionais que usam algum tipo de mecanismo evolutivo¹ como princípio de modelamento para a solução de problemas combinatoriais complexos, ocorrendo, em geral, através de três processos básicos: seleção, reprodução e mutação [37].

Dentre os algoritmos evolucionários, os algoritmos genéticos aplicam mecanismos de busca aleatória e probabilística com controles que direcionam um conjunto de soluções para o ótimo global ou ótimos locais. O tipo de seleção que ocorre na natureza, onde os melhores indivíduos e as melhores espécies sobrevivem, é utilizado como princípio pelos algoritmos genéticos para, a partir de um conjunto de pontos iniciais, realizar uma adequada seleção de pontos, combiná-los, alterá-los e convergir para soluções melhores que as iniciais.

Para ilustrar a atuação dos algoritmos genéticos, considere a figura 4.1 que representa uma função com vários ótimos locais dentro de um universo de 10^4 pontos.

Se por um método qualquer, a partir do ponto $z = (35, 35)$, um algoritmo finalizasse no ótimo local $z^* = (40, 40)$, outros ótimos locais não seriam investigados. Para evitar este tipo de problema, um algoritmo genético utiliza uma população de pontos $Z = \{z_1, z_2, \dots, z_n\}$, para serem tratados simultaneamente e assim encontrar um conjunto de soluções Z^* , possibilitando a escolha do melhor ponto de acordo com a aplicação desejada.

Genericamente, para chegar a uma solução ótima, um algoritmo genético realiza operações conhecidas como cruzamento e mutação, em uma população gerada pelo próprio algoritmo, a qual é, essencialmente, um conjunto de soluções (na literatura técnica: *strings*).

A população inicial é gerada aleatoriamente ou predefinida de acordo com a aplicação [38] e cada uma das *strings* possui um valor, chamado *fitness*, associado a uma função objetivo e que determina o grau de probabilidade de uma solução continuar existindo ou contribuir para a formação de outras.

¹ O termo evolutivo refere-se ao princípio que trata dos mecanismos de evolução das espécies (Biologia).

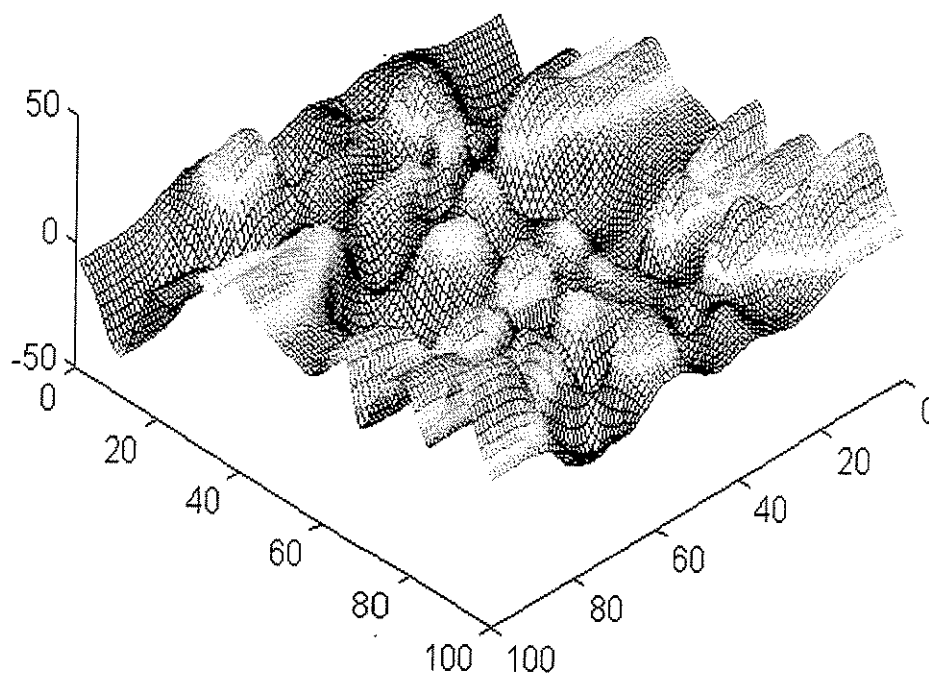


Figura 4.1 - Função com diversos ótimos locais

O cruzamento é um processo que realiza uma combinação entre duas soluções existentes, escolhidas aleatoriamente. Porém, em função do valor do *fitness*, as melhores soluções terão maior probabilidade que as piores de participarem desta combinação, sendo que a escolha é efetuada através do método conhecido como roleta [17] que simula o processo que ocorre na natureza, onde os melhores indivíduos ou as melhores espécies têm mais chances de sobreviverem.

Ainda no contexto biológico, a mutação é um processo que, em geral, resulta em melhorias ou possibilita a adaptação das espécies sob determinadas condições. Neste mesmo raciocínio, um procedimento aleatório que altera determinadas variáveis de uma solução, é aplicado para evitar que o conjunto de soluções se torne homogêneo e que o processo investigue um único ótimo local. Para ilustrar este processo, considere que uma população inicial esteja distribuída entre os pontos 0 e 100 da figura 4.1 e após uma certa quantidade de cruzamentos, esta população venha a se concentrar entre os pontos 75 e 85. Nesse caso, o operador mutação deve redistribuir ou colocar uma parte destas soluções em outros pontos próximos a outros ótimos locais.

Para cada aplicação deve ser estudada uma maneira apropriada para gerar a população inicial; escolher a função objetivo; representar as variáveis envolvidas no problema; escolher o tipo de cruzamento (múltiplo, simples, etc.) e o tipo de operador de mutação; definir valores para as taxas de probabilidade utilizadas nas operações de cruzamento e mutação; alterar estas taxas no decorrer do processo; etc.. Isto torna a aplicação de algoritmos genéticos um tanto complexa, sendo fundamental, para as definições destes procedimentos, o conhecimento de seus mecanismos e do sistema.

4.2.1. Schema Theorem

Para entender o comportamento de um algoritmo genético, Holland [39] desenvolveu a expressão (4.1), para explicar a importância de cada mecanismo do algoritmo genético, em sua forma canônica.

$$P(H, t+1) \geq P(H, t) \frac{f(H, t)}{\bar{f}} \left[1 - p_c \frac{\Delta(H)}{L-1} \left(1 - P(H, t) \frac{f(H, t)}{\bar{f}} \right) \right] (1 - p_m)^{O(H)} \quad (4.1)$$

Para entender o significado de cada componente da expressão (4.1) é necessário definir o termo *schema*, representado por H .

Schema é uma representação da codificação de uma solução e que descreve um subconjunto de *strings* que apresentam as mesmas características, em determinadas posições. Um *schema* H pode também ser descrito como a concatenação de L valores montados a partir de um alfabeto ternário 0, 1, *. O símbolo * significa que a posição pode assumir um dos valores: 0 ou 1. Em um conjunto de soluções, o subconjunto definido por um *schema* H na iteração t , é representado por $P(H, t)$. Por exemplo, a figura 4.2 ilustra os subconjuntos de *strings* existentes em cada hiperplano.

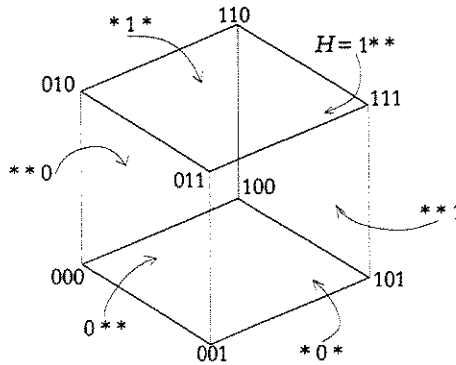


Figura 4.2 – Hiperplanos definidos por *schemata*²

Define-se $O(H)$ como a ordem da *schema* em um hiperplano, que no caso da figura 4.2 é igual a 1 para qualquer hiperplano, pois apresenta uma única posição fixa.

Se existem dois *schemata* H e G , ambos com excelente valor de *fitness*, então para que a combinação entre eles preserve ou melhore o valor de *fitness* é necessário que os operadores de cruzamento e mutação não destruam os *schemata* H e G , ou seja, não alterem as posições que determinam as características de cada *schema*. Por exemplo, se $H = 1*0**1**0$ e $G = ***110***$, então o *schema* G tem menor probabilidade de ser destruído, pois as informações (110) estão mais concentradas que em H . Para isto define-se $\Delta(H)$, chamada distância de definição, que quantifica a diferença entre os *schemata* e, neste caso, $\Delta(H) = 8$ e $\Delta(G) = 2$, que é a distância entre o primeiro e o último bit fixo.

² *schemata* é o plural de *schema* (inglês).

Um conjunto composto de *schemata* com baixos valores de $\Delta(H)$ e que determinem um excelente valor para a função objetivo, é denominado *building blocks* ou blocos construtivos [40, 41].

Sendo $f(H, t)$ o valor médio da função *fitness* de todas as *strings* contidas no subconjunto formado por H na iteração t e $\bar{f}$ o valor médio da função *fitness* para a população P na iteração t , a relação entre estas variáveis define o grau de participação de H para a formação da próxima população [17]. Portanto, o termo

$$P(H, t) \frac{f(H, t)}{\bar{f}}$$

corresponde ao efeito da seleção.

Na expressão 4.1, a variável p_c é uma taxa de probabilidade que define se o cruzamento ocorre ou não, sendo que ele pode ocorrer entre duas *strings*, uma que pertença à *schema* H e outra que não pertença.

O grau de participação na operação de cruzamento de uma *string* que não pertence à H é dado por:

$$\left(1 - P(H, t) \frac{f(H, t)}{\bar{f}}\right)$$

O termo:

$$\frac{\Delta(H, t)}{L - 1}$$

define a proporção com que a operação de cruzamento pode destruir H em uma dimensão L .

Finalmente, a probabilidade da operação de cruzamento não destruir H é:

$$1 - p_c \frac{\Delta(H, t)}{L - 1} \left(1 - P(H, t) \frac{f(H, t)}{\bar{f}}\right)$$

Na operação de mutação, cada posição na *string* é alterada independentemente, sujeita a uma taxa de probabilidade p_m . Então, a probabilidade da mutação não causar destruição em H é a probabilidade de não alterar as $O(H)$ posições fixas de H , o que corresponde a:

$$(1 - p_m)^{O(H)}$$

Conclui-se que a preservação e a propagação de blocos construtivos, necessárias para que um algoritmo genético sempre encontre soluções melhores, depende de parâmetros probabilísticos, do tipo de *schema* e da sensibilidade da função *fitness*.

Na literatura [17, 39] justifica-se que os algoritmos genéticos sempre encontram um ponto de ótimo, tomando como hipótese que a expressão (4.1) evita que os blocos construtivos sejam destruídos nas operações de cruzamento e mutação. Contudo, em [40, 41] apresenta-se uma interpretação um pouco mais minuciosa que em [17, 39], mostrando que a expressão (4.1) pode não satisfazer a hipótese de blocos construtivos ao assumir que um algoritmo genético é estocástico, não determinístico e, dependendo do sistema, aplicado de diferentes formas. Consequentemente, é difícil determinar a performance de um algoritmo

genético genericamente. Em [41] mostra-se que quando um algoritmo genético, em sua forma canônica, é comparado com outro algoritmo de busca local, a conclusão é sempre do tipo: “...em algumas aplicações o algoritmo genético tem uma performance melhor e em outras pior....”.

Portanto, a eficiência de um algoritmo genético está diretamente relacionada com a definição da função *fitness*, dos parâmetros p_c e p_m e da forma com que se aplica o algoritmo ao problema, inserindo algum mecanismo que preserve os blocos construtivos, semelhante ao mostrado em [38].

A seguir são apresentados alguns exemplos de como codificar o problema; gerar a população inicial; estabelecer uma função objetivo e uma função de classificação; definir operadores de cruzamento e mutação; e fixar critérios de parada para a aplicação em SDEE.

4.2.2. Mecanismos de Codificação

A codificação é um procedimento que trata uma solução através de *strings*, simulando o cromossomo biológico. Basicamente tem-se três tipos de codificação: binária, por bits independentes e por números inteiros.

Além do problema da dimensão na representação de números decimais, a representação binária também apresenta o problema do Penhasco de Hamming [38] que ocorre, por exemplo, entre os números 3 e 4 (011 e 100), onde são necessárias três alterações nos cromossomos para alterar de um número para outro. As codificações por bits e números inteiros são mais adequadas para a análise de redes de distribuição de energia [38, 42], pois possibilitam representar diretamente o estado de uma chave.

A codificação por bits independentes é uma maneira natural de se representar a topologia da rede, uma vez que o estado das chaves traduz diretamente a condição de operação da rede. Os operadores de cruzamento e mutação são facilmente aplicados e não há a necessidade de conversão de bases como ocorre na codificação binária.

Na codificação por números inteiros, os números das chaves que estão abertas são inseridos na *string*.

A figura 4.3 ilustra os dois tipos de codificação.

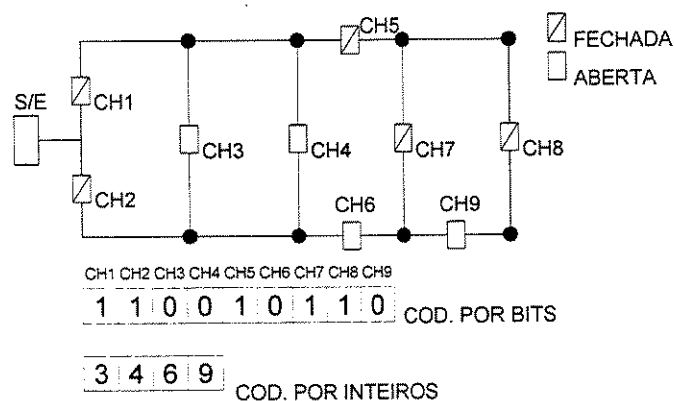


Figura 4.3 – Exemplos de codificação

Na codificação com números inteiros, o tamanho da *string* é variável, pois certas configurações apresentam diferentes quantidades de chaves abertas. Para contornar este

problema, posições fantasmas podem ser inseridas na *string*, definindo um tamanho específico para a codificação.

Aliando as vantagens da codificação por números inteiros e bits independentes e visando evitar a formação de laços e desconectar regiões em redes radiais de distribuição de energia elétrica, uma técnica alternativa de codificação é apresentada em [42]. A técnica é denominada “bloco de carga” e tem como princípio considerar que uma barra, em uma rede de distribuição radial, apresenta sempre um único ramo incidente, estendendo-se este princípio a blocos de cargas que são regiões delimitadas por chaves seccionadoras. A figura 4.4 ilustra esta técnica.

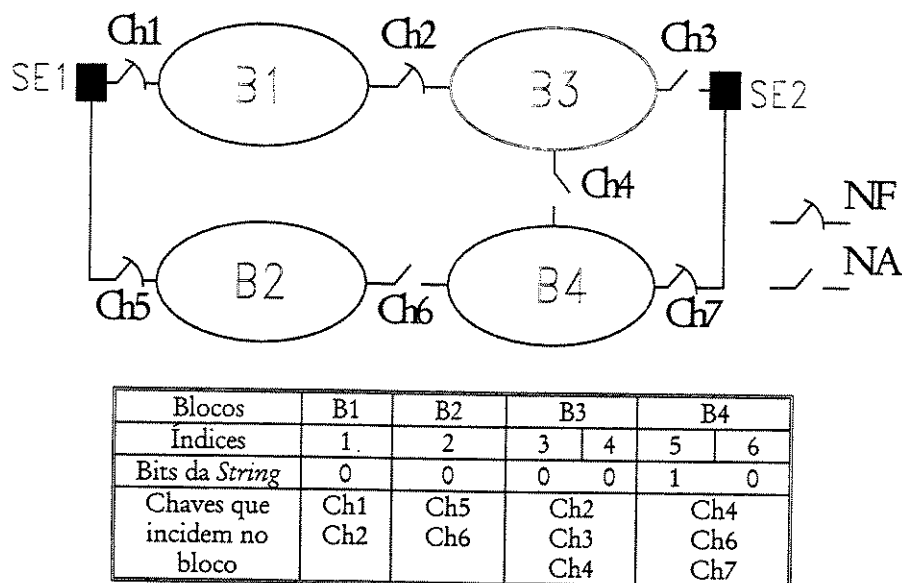


Figura 4.4 – Codificação por blocos de carga

São necessárias as identificações dos blocos e de seus índices, dos bits da *string* e das chaves que incidem no bloco. Os autores comentam que esta codificação por si só não garante uma configuração radial e conexa, sendo necessário utilizar um algoritmo que faz uma análise sequencial de cada bloco para escolher, desde que possível, uma chave incidente que não forme laço nem desconecte uma região.

Quando é utilizado o operador de cruzamento, espera-se que novas e diferentes soluções sejam encontradas, visando atingir o maior número possível de ótimos locais, sendo que este objetivo é melhor atendido quando se utiliza a codificação por bits, pois pode-se operar quase todas as chaves do sistema, durante cada cruzamento, enquanto que na codificação por números inteiros, apenas as chaves abertas, codificadas naquela operação. Portanto, dependendo do sistema, problemas de convergência prematura podem ocorrer com a codificação com números inteiros.

A codificação por bits, que apresenta uma maior dinâmica durante as operações de cruzamento e mutação, pode apresentar dois problemas: quantidade elevada de posições de memória e obtenção de topologias não radiais e/ou desconexas. Contudo, a utilização de memória computacional pode não ser um problema tão relevante, pois cada posição da *string* ocupa apenas 1 *byte* e técnicas de alocação dinâmica de memória aliadas às atuais configurações de *hardware* e *software*, permitem a resolução de sistemas de grande porte em

máquinas do tipo PC. O problema de topologias ineficazes pode ser contornado aplicando-se metodologias heurísticas [43, 44], restabelecendo-se a topologia com as vantagens que essas técnicas apresentam.

A codificação por bits independentes foi implementada neste trabalho, por representar diretamente o estado de todas as chaves e apresentar uma maior diversificação de soluções durante os processos de cruzamento e mutação, sendo que para solucionar o problema da topologia ineficaz, desenvolveu-se uma técnica heurística baseada em conjuntos nebulosos, de fácil implementação. Esta técnica preserva os *schemata* que apresentam excelentes resultados para a função objetivo, evitando a destruição de blocos construtivos. A tabela 4.1 apresenta a codificação utilizada neste trabalho.

Tabela 4.1 – Codificação de Topologia por *strings*

Chave/Status	Codificação
Fechada	1
Aberta	-1
Fixa(Fechada)	0

4.2.3. Geração da População Inicial

A população inicial é um conjunto de soluções, codificadas por *strings*, cuja quantidade deve atender a duas restrições ambíguas: evitar problemas computacionais devido às dimensões do sistema, e obter soluções diversas. Na figura 4.1, por exemplo, uma população inicial ideal teria pontos próximos a cada um dos ótimos locais.

Para a aplicação em redes de distribuição, uma população inicial deverá ser tratada sob três enfoques diferentes:

- 1) Estado transitório, após a ocorrência de uma falta: a população inicial será gerada a partir da topologia obtida por um algum método eficiente que identifique e isole a região com problema.
- 2) Alteração na topologia devida à alteração de demanda: o conjunto de soluções deve partir do estado atual de operação;
- 3) No caso do planejamento da expansão, diversas configurações podem ser analisadas em função do estudo em questão (locação de banco de capacitores, construção de novas subestações, novos alimentadores, etc.).

Para os dois primeiros enfoques é desejável que a rede esteja operando próxima de um ponto correspondente a uma solução ótima e assim, se for necessário iniciar um processo de reconfiguração, a população inicial será composta de configurações próximas a este estado. Este tipo de consideração permite obter soluções rápidas pois qualquer configuração melhor, igual ou próxima ao estado anterior é encontrada facilmente e com poucas operações de chaveamento.

No caso de planejamento de sistemas de transmissão, a geração da população inicial pode utilizar técnicas aproximadas tais como mínimo esforço, mínimo corte de cargas ou modelo de transportes de Garver [38]. Este tipo de aplicação não se faz necessário quando se trata de redes de distribuição e quando o objetivo é restabelecer um ponto de ótimo durante a operação. Além do que, o esforço computacional poderia comprometer o tempo de solução e, como alternativa simples, a composição de cada *string* pode ser efetuada através de alterações aleatórias na atual topologia. A quantidade de posições a serem alteradas

é proporcional ao tamanho da *string* e pode estar entre 10% e 50%, garantindo configurações mais (10%) ou menos (50%) semelhantes.

A figura 4.5 apresenta um algoritmo para a geração da população inicial a partir de uma condição inicial.

Alterações aleatórias na topologia da rede, conforme o algoritmo da figura 4.5, podem causar laços e regiões desconexas. Uma técnica heurística que utiliza conjuntos nebulosos, é apresentada a seguir para tratar destes problemas.

```
POPSIZE: Número de strings
LINES: Número de linhas do sistema
string[POPSIZE][LINES]: Matriz de status
string[m][LINES]: Condição inicial.

naltera=inteiro(randomico(0,1; 0,5)*POPSIZE);
for(j=1; j ≤ POPSIZE; j++)
{
    for(i=0; i < naltera; i++)
    {
        k=randomico(1,LINES);
        string[j][k]= - string[m][k];
    }
}
```

Figura 4.5 – Algoritmo para geração da população inicial

4.2.4. Filtro de Topologia

Com a mesma metodologia apresentada no capítulo 3 (item 3.2), é estabelecido um custo para a operação de cada chave a partir do conhecimento dos operadores. Os laços e regiões fora de serviço, surgidos após a execução do algoritmo da figura 4.5 ou das operações de cruzamento e mutação, são abertos e reconectadas por uma heurística que determina estas operações através das chaves de “menor custo”.

Este procedimento pode delimitar um conjunto de soluções próximas a um único ótimo local pois, para configurações infactíveis e semelhantes, os laços serão abertos e as regiões reconectadas sempre no mesmo ponto, devido à escolha direta da chave de menor custo. Porém, se o objetivo é operar próximo à região da condição anterior à falta ou alteração de demanda e assim, obter um plano de reconfiguração com mínimas operações de chaveamento, esta restrição representa uma vantagem para o método. Além disso, como o processo é aleatório, diferentes configurações podem ser formadas de tal forma que, em função da quantidade e dos tipos de laços formados, ainda é possível obter uma configuração localizada em um outro ótimo local ou global, permitindo a diversidade de soluções. Caso a configuração ótima obtida apresente um plano de restauração com uma quantidade de manobras considerada elevada, o operador poderá optar por outros planos, uma vez que o algoritmo genético trabalha com um conjunto de soluções.

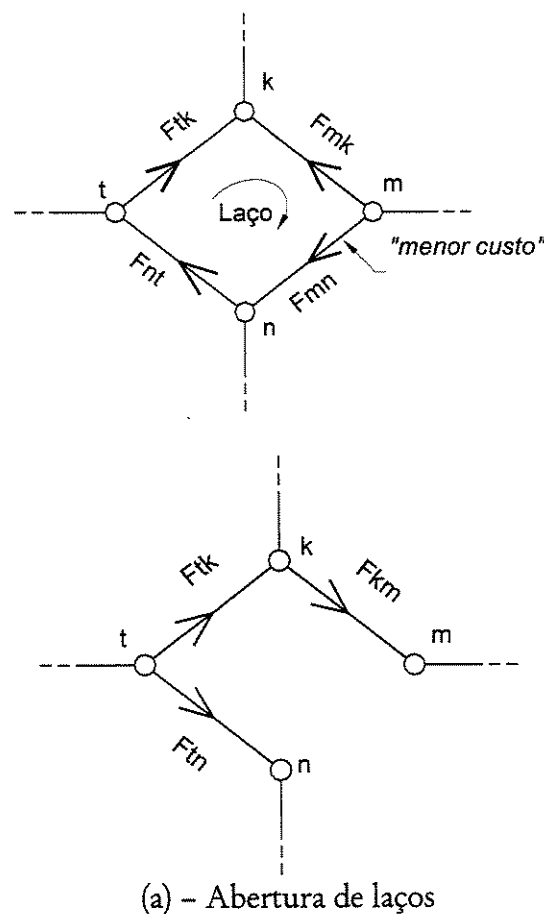
Este tipo de procedimento é semelhante à técnica desenvolvida em [38], na implementação de blocos construtivos por caminhos novos, pois evita as possíveis destruições na *schema* [39] que os operadores de cruzamento e mutação podem causar.

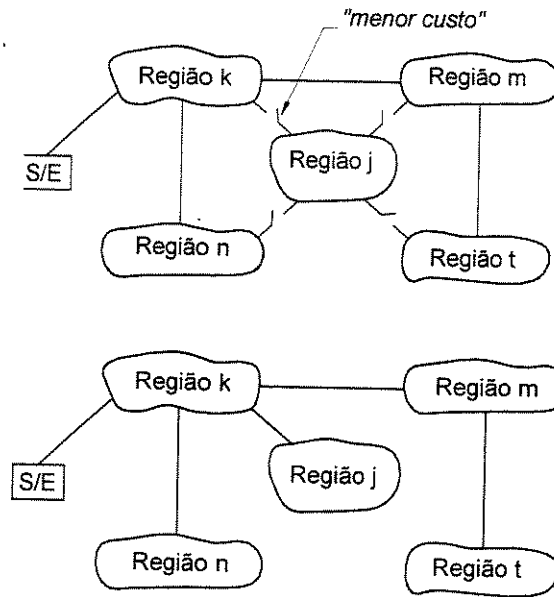
A heurística empregada no filtro de topologia é flexível pois contempla, através de conjuntos nebulosos (capítulo 3), as decisões dos operadores e que podem ser alteradas dependendo do contexto.

A figura 4.6 ilustra o algoritmo utilizado para implementar esta heurística, que opera como um filtro de topologia ou um restaurador de *schemata*.

Observe na figura 4.6(a) que ao se abrir o laço, os sentidos dos fluxos de potência devem ser redirecionados e isto é efetuado através do critério que estabelece que cada nó possui apenas um ramo incidente.

Embora na composição do custo de operação de uma chave, conforme item 3.2, sejam considerados os níveis de tensão, capacidade do ramal etc., a escolha da chave, conforme figura 4.5(b), pode causar sobrecarga ao ramal ou ao alimentador. A heurística desenvolvida no capítulo 3, item 3.3.4, poderia ser empregada para evitar ou minimizar este problema, contudo, devido às características do algoritmo genético e para minimizar o esforço computacional adicional, caso sejam constatadas violações em tensão e corrente, a topologia será apenas penalizada, conforme descrito no item 4.2.5.





(b) – Reconexão de áreas

Figura 4.6 – Técnica heurística para restabelecer topologias

4.2.5. Função Objetivo e Restrições

Uma rede que opera com todas as cargas atendidas e com mínimas perdas, sem violação em tensão ou corrente, corresponde a um cenário ideal. No caso de uma reconfiguração devida a uma alteração de demanda por exemplo, pressupõe-se que todos os consumidores estejam sendo atendidos e, desta forma, a função objetivo pode ser representada apenas pelas perdas do sistema sob as restrições de tensão e corrente. Para a reconfiguração sob uma condição de falha no sistema, deve ser considerada a possibilidade de cortes de cargas para atender a consumidores prioritários (hospitais, centrais de comunicação, etc.) em detrimento de outros menos importantes. Neste caso, a função objetivo deverá compor um fator que penalize a função objetivo pela quantidade de cargas desligadas. Este tratamento da função objetivo em função do tipo de reconfiguração, simplifica o processo computacional.

A expressão (4.2) mostra a função objetivo, sujeita à penalização, utilizada neste algoritmo.

$$FO = \text{Perdas_do_Sistema} \cdot f \quad (4.2)$$

onde:

$$f = 1 + \begin{cases} \text{NC} + \text{RV sob falha} \\ \text{RV sob alteração de demanda} \end{cases}$$

NC = Número de Cargas desligadas

$$V_i = \begin{cases} 0 & \text{se } 0,95 \leq v_i \leq 1,05 \\ -10,53v_i + 10,00 & \text{se } v_i < 0,95 \\ 10,53v_i - 11,06 & \text{se } v_i > 1,05 \end{cases} \quad (4.3)$$

$$RV = \sum_{i=1}^{\text{número de barras}} V_i$$

v_i - magnitude da tensão na barra i em p.u.

4.2.5.1. Fluxo de Carga

Uma vez obtida uma topologia radial e conexa, através do método descrito no item 4.2.4, o estado da rede é determinado através de um fluxo de carga. O fluxo de carga deverá ser rápido e específico para sistemas de distribuição, minimizando o tempo de processamento e evitando problemas de convergência [45]. O fluxo de carga utilizado neste método está descrito no anexo B, o qual é parte integrante de uma dissertação de mestrado [46].

Mesmo que as cargas do sistema sejam obtidas a partir de um estimador de estado, conforme capítulo 3, são utilizados os valores de maior possibilidade – valor da função de pertinência igual a 1,0 – para o cálculo do fluxo de carga. A utilização de um fluxo de carga nebuloso contribuiria com uma maior flexibilidade ao sistema, mas aumentaria o esforço computacional.

4.2.6. Seleção e *Fitness*

A função *fitness* deve ter uma boa sensibilidade para classificar cada configuração da população em estudo para que, na próxima geração, os indivíduos considerados muito bons possam influenciar mais que os ruins. Ou ainda, que haja um aumento na probabilidade dos blocos construtivos serem preservados.

Dependendo do sistema, da aplicação e de como a população inicial é gerada, as configurações podem ser muito semelhantes e os valores da função objetivo também. A função *fitness* deve classificar estes valores de uma forma eficiente para que o processo evolutivo não tenha problemas de convergência.

Para demonstrar o processo de seleção, são apresentadas três alternativas para a função *fitness*.

$$(\text{fitness-1}) \quad f(x) = 1/(x - k)^{1/2} \quad (4.4)$$

onde:

x = valor da função objetivo.

k = parte inteira do atual valor ótimo da função objetivo.

Esta função é aplicada apenas para problemas cujo ótimo é o ponto de mínimo.

$$(fitness-2) \quad f(w) = aw + b \quad (4.5)$$

onde:

w = valor inteiro entre 1 e $POPSIZE^3$, sendo que o valor de $w=1$ é atribuído à solução com a melhor função objetivo e para a solução com a pior função objetivo $w=POPSIZE$.

a = coeficiente angular da reta.

b = constante.

$$(fitness-3) \quad f(w) = (POPSIZE - w)^p + 1 \quad (4.6)$$

onde:

$POPSIZE$ = Tamanho da população.

w = valor inteiro entre 1 e $POPSIZE$, como na expressão (4.5).

p = expoente com valores no intervalo $[0,1; 3]$.

Espera-se, através da função *fitness*, que as melhores configurações prevaleçam sobre as piores. O método da roleta de Goldberg [17] será tão eficiente quanto maior for a quantidade de cópias com que a melhor configuração participar na formação da nova população. As tabelas 4.2 e 4.3 demonstram a aplicação deste método, utilizando as funções (4.4) e (4.5), respectivamente.

Tabela 4.2 – Aplicação da *fitness-1*

Função Objetivo Perdas (kW)	7,1916	8,0817	7,3183	7,9710
$f(x)$	2,2850	0,9610	1,7720	1,0150
$f(x)/f(x)$ = número de cópias	$1,5 \Rightarrow 2$	$0,64 \Rightarrow 1$	$1,18 \Rightarrow 1$	$0,67 \Rightarrow 1$
$k = 7$ e $f(x) = 1,5081$ (valor médio de $f(x)$)				

Tabela 4.3 – Aplicação da *fitness-2*

Função Objetivo Perdas (kW)	7,1916	7,3183	7,9710	8,0817
$f(w)$	50	30	20	5
$f(w)/f(w)$ = número de cópias	$1,9 \Rightarrow 2$	$1,1 \Rightarrow 1$	$0,8 \Rightarrow 1$	$0,2 \Rightarrow 0$
$f(w) = 26,25$ (valor médio de $f(w)$)				

A aplicação da função *fitness-2* depende da definição dos parâmetros a e b , os quais estabelecem uma relação linear entre os valores numéricos da função objetivo com

³ $POPSIZE$ = quantidade de *strings* (configurações do sistema ou tamanho da população).

valores de classificação, permitindo obter uma melhor performance no método da roleta [17], sendo obtidos da seguinte maneira:

- 1) Ordenar os valores da função objetivo, atribuindo 1 ao melhor valor e POPSIZE ao pior valor;
- 2) Estabelecer uma pontuação: P1 para o número 1 e Pp para o número POPSIZE;
- 3) Encontrar o coeficiente angular da reta formada pelos pontos (1, P1) e (POPSIZE, Pp). A figura 4.7 ilustra este procedimento, através dos valores da tabela 4.3.

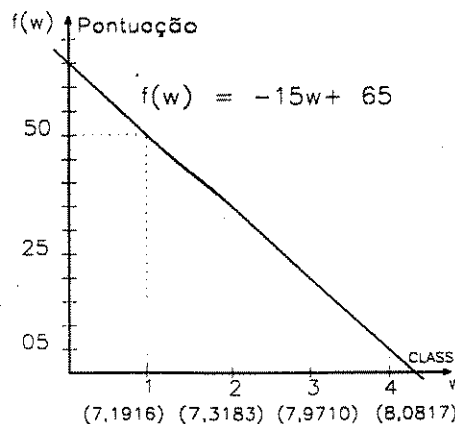


Figura 4.7 – Relação linear da função fitness-2

No exemplo, a pontuação escolhida foi de 50 para o melhor e 5 para o pior. A alteração destes valores causa uma variação na sensibilidade da função e esta alteração pode ser utilizada durante o processo para aumentar a probabilidade de combinação entre todas as soluções ou apenas entre as melhores.

Para a função *fitness-1* a melhor configuração terá o direito a duas cópias, sendo que a pior configuração ainda poderá participar do processo de cruzamento, sendo que para a função (4.5) o pior valor não irá participar da geração da próxima população.

As funções *fitness-2* e *fitness-3* podem ser aplicadas para qualquer tipo de sistema pois efetuam a seleção independentemente do valor numérico da função objetivo e se o problema é de maximização ou minimização. E ainda, após um certo número de iterações, os valores da função objetivo tendem a ficar muito próximos e o processo de classificação pode não ter efeito se a função objetivo não tiver boa sensibilidade. Então, além dessas funções possuírem uma boa sensibilidade de classificação, elas também são flexíveis, pois permitem alterar a sensibilidade de classificação durante o processamento, como por exemplo, permitir a combinação de todas as configurações no início do processo, para diversificar as soluções e selecionar apenas as melhores nas últimas iterações para agilizar a convergência. Isto é efetuado alterando-se a inclinação angular da reta na função *fitness-2* ou alterando o expoente na função *fitness-3*.

A função *fitness-3*, que possui as mesmas características da função *fitness-2*, apresenta um controle de sensibilidade muito mais dinâmico. Uma melhor avaliação destas duas funções é efetuada nos itens 5.2.2 e 5.2.3.

ser uma meta preestabelecida; no caso da condição pós-falta, o tempo de processamento seria o mais indicado e para o planejamento, o terceiro critério.

No próximo capítulo exemplos numéricos serão apresentados para demonstrar a sistemática deste algoritmo.

Capítulo 5

Algoritmo Genético Aplicado em Redes de Distribuição

5.1. Introdução

Este capítulo apresenta exemplos de aplicação do algoritmo genético para mostrar a sistemática evolutiva, a influência de cada parâmetro de controle e o seu desempenho quando aplicado em um único processador e, em paralelo, com mais de um processador.

5.2. O Algoritmo Passo a Passo

As redes de 10 e 32 barras, cujos dados estão no anexo E, são utilizadas para apresentar cada etapa do algoritmo genético e também mostrar o efeito das funções *fitness-2* e *fitness-3* nos processos de classificação e seleção. Em cada etapa de classificação e seleção, a inclinação angular, para a função *fitness-2*, e o expoente, para a função *fitness-3*, são alterados.

Nestes exemplos, para apresentar uma alternativa na aplicação do filtro de topologia do item 4.2.4, o critério utilizado para a determinação dos custos de abertura de chaves, foi o valor da impedância de cada ramo, ou seja, a abertura de um laço é efetuada através do ramo de maior impedância e a reconexão de uma região através do ramo com a menor impedância.

5.2.1. Rede de 10 Barras com a Função *Fitness-2*

A tabela 5.1 apresenta as *strings* que correspondem às dez diferentes configurações de topologia, formadas a partir de alterações aleatórias na configuração de número 1, que corresponde ao estado inicial da rede.

Tabela 5.1 - População inicial

Config.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
S T R I N G S	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1
	-1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1
	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	-1
	1	1	1	1	1	1	-1	1	1	-1
	1	-1	-1	-1	1	-1	1	1	1	1
	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	1
	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	1	1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1

A tabela 5.2 apresenta as *strings* após o filtro de topologia e o fluxo de carga terem sido aplicados.

Tabela 5.2 - Topologias restauradas da geração 1

Config.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	3,067	5,828	3,067	5,470	3,600	3,067	4,377	3,600	3,067	4,377
S T R I N G S	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1
	1	1	1	1	1	1	-1	1	1	-1
	1	1	1	1	1	1	-1	1	1	-1
	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	-1	1	1	-1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	1	-1	1	1	-1	1	1	-1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1

A tabela 5.3 apresenta os valores da função *fitness-2* e os correspondentes valores de cópias com que cada configuração irá participar na formação da nova população.

Tabela 5.3 - Função *fitness-2* com inclinação de 10°

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
9	2,5869	1	5	1,7053	1
6	2,4106	1	10	1,5290	1
3	2,2343	1	7	1,3527	1
1	2,0580	1	4	1,1763	1
8	1,8816	1	2	1,0000	1

A tabela 5.4 mostra a população intermediária utilizada no processo de cruzamento.

Tabela 5.4 - População intermediária da geração 1

Config.	9	6	3	1	8	5	10	7	4	2
Perdas (kW)	3,067	3,067	3,067	3,067	3,600	3,600	4,377	4,377	5,470	5,828
S T R I N G S	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1
	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	1

As configurações selecionadas aleatoriamente e cuja taxa de cruzamento associada permitiu a realização do cruzamento foram:

03-[3,067kW] e 10-[4,377kW] na posição 4 da *string*

10-[4,377kW] e 01-[3,067kW] na posição 9 da *string*

02-[5,828kW] e 08-[3,600kW] na posição 6 da *string*

A tabela 5.5 mostra a topologia resultante do cruzamento, após o filtro de topologia e o fluxo de carga terem sido aplicados.

Tabela 5.5 - População final da geração 1

Config.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	3,067	3,067	3,067	4,377	3,474	3,600	3,103	3,600	3,600	3,067
S T R I N G S	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1
	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	-1	-1	1	-1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

A primeira geração possui perdas de 3,067kW e de 4,377kW, mínima e máxima, respectivamente.

Para as próximas três gerações, todo o processo se repete com a alteração na inclinação da função *fitness-2*.

Tabela 5.6 - Função *fitness-2* com inclinação de 20°

Conifg.	<i>fitness</i>	Cópias	Conifg.	<i>fitness</i>	Cópias
10	4,2757	2	5	2,4559	1
3	3,9118	1	9	2,0919	1
2	3,5478	1	8	1,7279	1
1	3,1838	1	6	1,3640	1
7	2,8199	1	4	1,0000	0

Tabela 5.7 - População intermediária da geração 2

Config.	10	10	3	2	1	7	5	9	8	6
Perdas (kW)	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,103	3,474	3,600	3,600	3,600
S T R I N G S	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Configurações que sofreram cruzamento:

9-[3,600kW] e 5-[3,474kW] na posição 8 da *string*

Tabela 5.8 - População final da geração 2

Config.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	3,067	3,067	3,600	3,600	3,600	3,067	3,600	3,600	3,067	3,067
S T R I N G S	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

A segunda geração possui perdas de 3,067kW e de 3,600kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.9 - Função *fitness-2* com inclinação de 30°

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
10	6,1962	2	8	3,3094	1
9	5,6188	2	7	2,7321	1
6	5,0415	1	5	2,1547	1
2	4,4641	1	4	1,5774	0
1	3,8868	1	3	1,0000	0

Tabela 5.10 - População intermediária da geração 3

Config.	10	10	9	9	6	2	1	8	7	5
Perdas (kW)	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,600	3,600	3,600

Configurações que sofreram cruzamento:

7-[3,600kW] e 2-[3,067kW] na posição 7 da *string*
 8-[3,600kW] e 9-[3,067kW] na posição 6 da *string*
 8-[3,600kW] e 2-[3,067kW] na posição 10 da *string*
 9-[3,067kW] e 5-[3,600kW] na posição 6 da *string*

Configurações que sofreram mutação:

Configuração 6 sofreu mutação
 Configuração 2 sofreu mutação
 Configuração 7 sofreu mutação

Tabela 5.11 - População final da geração 3

Config.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	3,067	3,067	3,067	3,224	3,600	3,221	3,600	3,600	3,067	3,600

A terceira geração possui perdas de 3,067kW e de 3,600kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.12 - Função *fitness-2* com inclinação de 40°

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
9	8,5519	2	4	4,3564	1
3	7,7128	2	10	3,5173	1
2	6,8737	1	8	2,6782	1
1	6,0346	1	7	1,8391	0
6	5,1955	1	5	1,0000	0

Tabela 5.13 - População intermediária da geração 4

Config.	9	9	3	3	2	1	6	4	10	8
Perdas (kW)	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,067	3,221	3,224	3,600	3,600

Configurações que sofreram cruzamento:

8-[3,600kW] e 6-[3,221kW] na posição 8 da *string*

Configurações que sofreram mutação:

Configuração-8 sofreu mutação

Configuração-4 sofreu mutação

Configuração-3 sofreu mutação

Tabela 5.14 - População final da geração 4

Config.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
kW	3,067	3,067	3,474	3,600	3,067	3,067	3,067	5,828	3,067	3,600

A quarta geração possui perdas de 3,067kW e de 5,828kW, mínima e máxima, respectivamente.

O processo parou após quatro gerações com tempo de processamento de 0,055 segundos e a topologia com mínimas perdas apresenta as seguintes chaves abertas: 2-4, 6-7, 10-9.

5.2.2. Rede de 32 Barras com a Função *Fitness-3*

Tabela 5.15 - População inicial

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	185,980	140,417	180,751	142,646	216,416
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	185,980	185,980	180,751	148,413	164,792

Tabela 5.16 - Função *fitness-3* com expoente 0,50

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
2	4,0000	1	3	3,0000	1
4	3,8284	1	7	2,7321	1
9	3,6458	1	6	2,4142	1
10	3,4495	1	1	2,0000	1
8	3,2361	1	5	1,0000	0

Tabela 5.17 - População intermediária da geração 1

Config.	2	4	9	10	8
Perdas (kW)	140,417	142,646	148,413	164,792	180,751
Config.	3	7	6	1	2
Perdas (kW)	180,751	185,980	185,980	185,980	140,417

Configurações que sofreram cruzamento:

04-[142,646kW] e 02-[140,417kW] na posição 19 da *string*

08-[180,751kW] e 02-[140,417kW] na posição 28 da *string*

Tabela 5.18 - População final da geração 1

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	140,417	142,646	185,980	140,417	158,291
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	157,967	180,751	142,646	142,646	142,646

A primeira geração possui perdas de 140,417kW e de 185,980kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.19 - Função fitness-3 com expoente 1,00

Config.	fitness	Cópias	Config.	fitness	Cópias
4	10,0000	2	2	5,0000	1
1	9,0000	2	6	4,0000	1
10	8,0000	1	5	3,0000	1
9	7,0000	1	7	2,0000	0
8	6,0000	1	3	1,0000	0

Tabela 5.20 - População intermediária da geração 2

Config.	4	4	1	1	10
Perdas (kW)	140,417	140,417	140,417	140,417	142,646
Config.	9	8	2	6	5
Perdas (kW)	142,646	142,646	142,646	157,967	158,291

Configurações que sofreram cruzamento:

10-[142,646kW] e 04-[140,417kW] na posição 32 da *string*

06-[157,967kW] e 04-[140,417kW] na posição 22 da *string*

Tabela 5.21 - População final da geração 2

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	140,417	140,417	142,646	142,646	142,646
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	142,646	142,646	142,646	142,646	142,646

A segunda geração possui perdas de 140,417kW e de 142,646kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.22 - Função fitness-3 com expoente 1,50

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
2	28,0000	2	7	9,0000	1
1	23,6274	2	6	6,1962	1
10	19,5203	2	5	3,8284	0
9	15,6969	1	4	2,0000	0
8	12,1803	1	3	1,0000	0

Tabela 5.23 - População intermediária da geração 3

Config.	2	2	1	1	10
Perdas (kW)	140,417	140,417	140,417	140,417	142,646
Config.	10	9	8	7	6
Perdas (kW)	142,646	142,646	142,646	142,646	142,646

Configurações que sofreram cruzamento:

08-[142,646kW] e 01-[140,417kW] na posição 16 da *string*

Configurações que sofreram mutação:

Configuração-07 sofreu mutação

Configuração-01 sofreu mutação

Configuração-08 sofreu mutação

Tabela 5.24 - População final da geração 3

Cofing.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	140,417	140,417	142,646	142,646	167,854
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	158,291	170,402	133,748	140,417	140,417

A terceira geração possui perdas de 133,748kW e de 167,854kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.25 - Função fitness-3 com expoente 2,00

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
8	82,0000	3	4	17,0000	1
10	65,0000	2	3	10,0000	0
9	50,0000	2	6	5,0000	0
2	37,0000	1	5	2,0000	0
1	26,0000	1	7	1,0000	0

Tabela 5.26 - População intermediária da geração 4

Config.	8	8	8	10	10
Perdas (kW)	133,748	133,748	133,748	140,417	140,417
Config.	9	9	2	1	4
Perdas (kW)	140,417	140,417	140,417	140,417	142,646

Configurações que sofreram cruzamento:

08-[133,748kW] e 09-[140,417kW] na posição 25 da *string*

08-[133,748kW] e 09-[140,417kW] na posição 30 da *string*

10-[140,417kW] e 08-[133,748kW] na posição 08 da *string*

09-[140,417kW] e 04-[142,646kW] na posição 10 da *string*

Configurações que sofreram mutação:

Configuração-10 sofreu mutação

Configuração-10 sofreu mutação

Configuração-09 sofreu mutação

Tabela 5.27 - População final da geração 4

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	133,748	140,417	148,237	140,820	135,017
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	140,820	138,043	140,417	140,820	135,200

A quarta geração possui perdas de 133,748kW e de 148,237kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.28 - Função fitness-3 com expoente 2,50

Config.	fitness	Cópias	Config.	fitness	Cópias
1	244,0000	3	2	33,0000	0
5	182,0193	2	9	16,5885	0
10	130,6418	2	6	6,6569	0
7	89,1816	1	4	2,0000	0
8	56,9017	1	3	1,0000	0

Tabela 5.29 - População intermediária da geração 5

Config.	1	1	1	5	5
Perdas (kW)	133,748	133,748	133,748	135,017	135,017
Config.	10	10	7	8	1
Perdas (kW)	135,200	135,200	138,043	140,417	133,748

Configurações que sofreram cruzamento:

05-[135,017kW] e 01-[133,748kW] na posição 28 da *string*

01-[133,748kW] e 10-[135,200kW] na posição 31 da *string*

Tabela 5.30 - População final da geração 5

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	133,748	135,017	133,748	138,043	133,748
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	132,104	133,748	135,200	132,104	136,114

A quinta geração resultou em mínimas perdas de 132,104kW e máxima de 138,043kW.

O processo parou após cinco gerações, com tempo de processamento de 0,33 segundos e a topologia com mínimas perdas apresenta as seguintes chaves abertas: 6-7, 9-8, 14-13, 27-28 e 31-32.

5.2.3. Rede de 32 Barras com a Função *Fitness-2*

Tabela 5.31 - População Inicial

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	185,980	180,751	196,751	179,984	164,792
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	163,353	153,161	163,353	165,178	144,868

Tabela 5.32 - Função *fitness-2* com inclinação de 10°

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
10	2,5869	1	9	1,7053	1
7	2,4106	1	4	1,5290	1
8	2,2343	1	2	1,3527	1
6	2,0580	1	1	1,1763	1
5	1,8816	1	3	1,0000	1

Tabela 5.33 - População intermediária da geração 1

Config.	10	7	8	6	5
Perdas (kW)	144,868	153,161	163,353	163,353	164,792
Config.	9	4	2	1	3
Perdas (kW)	165,178	179,984	180,751	185,980	196,751

Configurações que sofreram cruzamento:

01-[185,980kW] e 08-[163,353kW] na posição 05 da *string*

02-[180,751kW] e 10-[144,868kW] na posição 23 da *string*

Tabela 5.34 - População final da geração 1

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	144,868	153,161	134,928	144,868	146,179
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	154,661	153,161	134,928	146,179	144,868

A primeira geração possui perdas de 134,928kW e de 154,661kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.35 - Função *fitness-2* com inclinação de 20°

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
8	4,2757	2	9	2,4559	1
3	3,9118	1	5	2,0919	1
10	3,5478	1	7	1,7279	1
4	3,1838	1	2	1,3640	1
1	2,8199	1	6	1,0000	0

Tabela 5.36 - População intermediária da geração 2

Config.	8	8	3	10	4
Perdas (kW)	134,928	134,928	134,928	144,868	144,868
Config.	1	9	5	7	2
Perdas (kW)	144,868	146,179	146,179	153,161	153,161

Configurações que sofreram cruzamento:

04-[144,868kW] e 08-[134,928kW] na posição 13 da *string*

Tabela 5.37 - População final da geração 2

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	134,928	134,928	141,337	139,553	146,179
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	134,928	144,868	134,928	134,928	141,337

A segunda geração possui perdas de 134,928kW e de 146,179kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.38 - Função *fitness-2* com inclinação de 30°

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
9	6,1962	2	4	3,3094	1
8	5,6188	2	10	2,7321	1
6	5,0415	1	3	2,1547	1
2	4,4641	1	7	1,5774	0
1	3,8868	1	5	1,0000	0

Tabela 5.39 - População intermediária da geração 3

Config.	9	9	8	8	6
Perdas (kW)	134,928	134,928	134,928	134,928	134,928
Config.	2	1	4	10	3
Perdas (kW)	134,928	134,928	139,553	141,337	141,337

Configurações que sofreram cruzamento:

2-[134,928kW] e 4-[139,553kW] na posição 12 da *string*

Configurações que sofreram mutação:

Configuração-04 sofreu mutação

Configuração-08 sofreu mutação

Configuração-10 sofreu mutação

Tabela 5.40 - População final da geração 3

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	134,928	134,928	134,928	136,525	134,928
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	141,337	134,928	138,142	134,928	134,928

A terceira geração possui perdas de 134,928kW e de 141,337kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.41 - Função *fitness-2* com inclinação de 40°

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
10	8,5519	2	2	4,3564	1
9	7,7128	2	1	3,5173	1
7	6,8737	1	4	2,6782	1
5	6,0346	1	8	1,8391	0
3	5,1955	1	6	1,0000	0

Tabela 5.42 - População intermediária da geração 4

Config.	10	10	9	9	7
Perdas (kW)	134,928	134,928	134,928	134,928	134,928
Config.	5	3	2	1	4
Perdas (kW)	134,928	134,928	134,928	134,928	136,525

Configurações que sofreram cruzamento:

04-[136,525kW] e 09-[134,928kW] na posição 11 da *string*

Configurações que sofreram mutação:

Configuração-4 sofreu mutação

Configuração-3 sofreu mutação

Configuração-5 sofreu mutação

Tabela 5.43 - População final da geração 4

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	134,928	134,928	132,747	140,838	134,928
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	134,928	134,928	141,009	134,928	134,928

A quarta geração possui perdas de 132,747kW e de 141,009kW, mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 5.44 - Função *fitness*-2 com inclinação de 50°

Config.	<i>fitness</i>	Cópias	Config.	<i>fitness</i>	Cópias
3	11,7258	2	5	5,7670	1
10	10,5340	2	2	4,5753	1
9	9,3423	1	1	3,3835	1
7	8,1505	1	4	2,1918	0
6	6,9588	1	8	1,0000	0

Tabela 5.45 - População intermediária da geração 5

Config.	3	3	10	10	9
Perdas (kW)	132,747	132,747	134,928	134,928	134,928
Config.	7	6	5	2	1
Perdas (kW)	134,928	134,928	134,928	134,928	134,928

Configurações que sofreram cruzamento:

09-[134,928kW] e 03-[132,747kW] na posição 16 da *string*

06-[134,928kW] e 03-[132,747kW] na posição 30 da *string*

Configurações que sofreram mutação:

Configuração-6 sofreu mutação

Configuração-3 sofreu mutação

Configuração-3 sofreu mutação

Tabela 5.46 - População final da geração 5

Config.	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	132,747	134,928	133,565	134,928	134,928
Config.	6	7	8	9	10
Perdas (kW)	213,322	134,928	134,928	134,928	134,928

A quinta geração resultou em mínimas perdas de 132,747kW e máxima de 213,322kW.

O processo parou após cinco gerações, com tempo de processamento de 0,33 segundos e a topologia com mínimas perdas apresenta as seguintes chaves abertas: 6-7, 9-10, 14-13, 27-28 e 31-32.

As tabelas 5.2, 5.15 e 5.31 mostram que o filtro de topologia do item 4.2.4 obteve, respectivamente, 6, 7 e 9 configurações diferentes, demonstrando que mesmo utilizando o critério de abertura de chaves com o menor custo, a diversidade de soluções se mantém.

As tabelas com os valores das funções *fitness*, como por exemplo, as tabelas 5.3, 5.16 e 5.32, mostram que no início do processo, embora existam diferenças maiores entre os valores da função objetivo, todas as configurações participam dos processos de cruzamento e mutação e, após algumas gerações, mesmo com valores muito semelhantes nos valores da função objetivo, apenas as melhores configurações contribuem para a formação de novas gerações.

O cruzamento entre as configurações 4 e 6 da geração 2 do item 5.2.2, e, entre as configurações 1 e 8 da geração 1 do item 5.2.3 são exemplos que demonstram que a operação de cruzamento, mesmo entre configurações com o valor da função objetivo ruim, resulta em melhoria para o processo.

A tabela 5.46 é um exemplo do que o operador de mutação pode causar na geração de uma nova população. Neste exemplo, a aplicação da mutação resultou em uma topologia com valor na função objetivo em torno de 50% maior que as demais, contudo isto não significa que este operador apresenta problemas ao processo, haja visto que, como mencionado no parágrafo anterior, a combinação entre duas configurações com valores ruins na função objetivo não necessariamente causa problemas à nova geração e ainda, em um outro exemplo, conforme item 5.2.3, na geração 3 a mutação melhorou os valores das funções objetivo.

Comparando-se os itens 5.2.2 e 5.2.3, através das tabelas que mostram os resultados da aplicação das funções *fitness-2* e *fitness-3*, verifica-se que o controle de sensibilidade da função *fitness-3* é melhor.

5.3. Parâmetros de Controle do Algoritmo Genético

A expressão (4.1) apresenta dois parâmetros de controle: p_c e p_m , taxa de cruzamento e mutação respectivamente. Observa-se que para valores elevados de p_c a probabilidade de uma *schema* H não ser preservada aumenta e, em contrapartida, valores baixos de p_c diminuem a chance de formação de uma *schema* melhor. A taxa de mutação tem a mesma característica, porém o número de alterações aleatórias em uma *string* não tem o mesmo efeito que a combinação de partes de duas *strings* diferentes, que pode resultar em uma terceira *string* que contemple as duas melhores *schemata* de ambas. Portanto, se a taxa de mutação for maior ou igual à taxa de cruzamento o processo pode se tornar instável e não convergir.

Assim como mostrado em [41], um algoritmo genético, por ser um processo aleatório e probabilístico, pode, entre as iterações, apresentar oscilações no valor da função objetivo causando problemas de convergência, pois ou o processo de cruzamento ou o de mutação podem alterar a melhor solução atual, ao destruírem um bloco construtivo, que além

de piorar a solução corrente pode propagar o problema para as gerações seguintes e comprometer todo o processo. Para evitar este tipo de problema outro parâmetro de controle foi utilizado: o “elitismo”, conforme exposto em [16]. Este parâmetro define quantas configurações ótimas são copiadas de uma geração para a outra. Se muitas configurações são copiadas para a próxima geração o espaço de soluções pode ficar restrito por serem muito semelhantes, porém, se poucas são copiadas, diminui a chance de uma configuração ótima participar do processo de cruzamento e contribuir para a formação de outra melhor.

As duas funções *fitness*, conforme expressões (4.5) e (4.6), também são instrumentos de controle para o algoritmo genético, como pode ser observado nos exemplos dos itens 5.2.2 e 5.2.3. O valor do expoente e da inclinação angular influenciam na probabilidade das melhores e das piores configurações participarem dos processos de cruzamento e mutação. Se no início do processo estas funções forem definidas com um alto grau de sensibilidade, como por exemplo, um expoente próximo a 3, para a *fitness-3*, ou uma inclinação angular próxima a 80° , para a *fitness-2*, diminui a chance de todas as configurações participarem da formação de outras e o processo pode convergir sem investigar diferentes pontos, por outro lado, se não houver uma sensibilidade adequada o processo pode se tornar lento. Neste algoritmo a sensibilidade destas funções é alterada entre iterações, permitindo que no início quase todas as configurações participem dos processos de cruzamento e mutação e, gradativamente aumenta a chance das melhores configurações contribuírem na formação de novas gerações, no final do processo.

As redes das figuras E.1 a E.4 foram utilizadas para avaliar os valores mais adequados para estes parâmetros, sendo que os seguintes critérios foram adotados:

- No banco de dados todas as chaves foram representadas como fechadas (“*status* = 1”), para evitar que qualquer configuração inicial influenciasse os resultados;
- “Custo nebuloso” de operação igual para todas as chaves, deixando como critério de abertura, no método do item 4.2.4, o ramo com menor impedância, permitindo que o algoritmo fosse influenciado apenas pelas características elétricas da rede.
- O número de 20 gerações foi estabelecido como critério de parada, uma vez que um algoritmo genético nunca converge com um número fixo de gerações [41].
- Durante a avaliação de um parâmetro os outros foram fixados conforme tabela 5.47.

Tabela 5.47 - Parâmetros de controle comuns

p_c	p_m	elit	iexp	iang	pop
0,70	0,05	20%	0,5	2,5	30

onde: elit (elitismo) é o percentual, em relação ao tamanho da população, das configurações que são copiadas de uma geração para a outra;
 iexp é o incremento do expoente da função *fitness-3*;
 iang é o incremento angular da função *fitness-2*;
 pop é a população ou o número de *strings*

- e) A tabela 5.48 mostra a faixa de variação de cada parâmetro.

Tabela 5.48 - Faixa de variação para os parâmetros

p_c	p_m	elit	iexp	iang	pop
0,01 a 0,90	0,001 a 0,50	5% a 50%	0,10 a 4,0	0,50 a 25	5 a 250

- f) Cada parâmetro foi avaliado com ambas as funções: *fitness-2* e *fitness-3*.
 g) Cada simulação foi executada 10 (dez) vezes.
 h) O critério de avaliação adotado foi a relação entre o valor do tempo de processamento e o valor das perdas.

A tabela 5.49 apresenta os melhores valores para cada uma das redes e o respectivo valor médio.

Tabela 5.49 - Melhores parâmetros de controle

Barras	p_c	p_m	elit(%)	iexp	iinc(°)	pop
10	0,65	0,02	10	0,5	2,0	10
30	0,80	0,03	30	0,5	4,0	25
40	0,80	0,04	20	1,0	5,0	15
325	0,70	0,01	40	1,0	3,0	20
Média	0,74	0,025	25	0,75	3,5	17,5

Evidentemente que cada sistema apresenta valores específicos e os valores mais adequados podem ser determinados através de simulações, efetuadas para diversos cenários de operação.

A tabela 5.50 estabelece os parâmetros utilizados para as próximas simulações.

Tabela 5.50 - Parâmetros de controle

p_c	p_m	elit	iexp	iang	pop
0,70	0,03	20%	0,75	3,5	20

5.4. Aplicação do Algoritmo Genético na Restauração de Redes

A simulação de restauração de redes do item 3.3.4.2, com a falha no trecho F6-25, é aplicada aqui para comparar as soluções entre o método heurístico e o algoritmo genético utilizando a heurística de abertura de chaves através do índice OP_i .

Os índices OP_i utilizados nestas simulações são os mesmos da tabela 3.9.

As tabelas 5.51 e 5.52 apresentam os resultados através de dois critérios de parada: para a tabela 5.51 foi o tempo de processamento e para a tabela 5.52 o número de gerações.

Tabela 5.51 - Restauração de redes com limite de tempo (3,0secs)

Mínima Tensão = 0.945 p.u.	Perdas = 272,75 kW
Chaves Operadas:	
Abrir: F6-25 e 25-28 Fechar: 27-28	
Tempo de Processamento = 3,20 seg	

Tabela 5.52 - Restauração de redes com limite de gerações (30gerações)

Mínima Tensão = 0,945 p.u.	Perdas = 272,75 kW
Chaves Operadas:	
Abrir: F6-25 e 25-28 Fechar: 27-28	
Tempo de Processamento = 3,76 seg	

5.5. Aplicação de Conjuntos Nebulosos no Algoritmo Genético

Os índices OP_i (“custo de operação de chaves”) para as redes de 32, 40 e 305 barras, apresentados no anexo E, são aplicados no filtro de topologia para avaliar o seu desempenho quando comparado com o custo correspondente ao valor da impedância do ramal. As tabelas 5.53 a 5.55 apresentam os resultados para três diferentes critérios de parada.

Para estas simulações o estado de todas as chaves, no banco de dados, têm “status = 1” - fechadas - para evitar que qualquer condição inicial - rede radial - possa influenciar nos resultados. Quando as perdas são utilizadas como critério de parada, também é fixado o máximo de 30 gerações.

Tabela 5.53 - Custo Nebuloso x Custo por Impedância - Rede de 32 Barras

C. de Parada	Custo Nebuloso	Custo pela Impedância
Tempo = 1,0 seg	Perdas = 139,401 kW	Perdas = 139,858 kW
Meta(139,40kW)	Tempo = 0,160 seg	Tempo = 3,410 seg
20 Gerações	Perdas = 139,401 kW	Perdas = 139,858 kW
	Tempo = 0,100 seg	Tempo = 1,631 seg

Tabela 5.54 - Custo Nebuloso x Custo por Impedância - Rede de 40 Barras

C. de Parada	Custo Nebuloso	Custo pela Impedância
Tempo = 2,0 seg	Perdas = 224,357 kW	Perdas = 341,918 kW
Meta(224,37kW)	Tempo = 0,621 seg	Tempo = 13,155 seg
20 Gerações	Perdas = 224,357 kW	Perdas = 295,658 kW
	Tempo = 0,644 seg	Tempo = 5,874 seg

Tabela 5.55 - Custo Nebuloso x Custo por Impedância - Rede de 305 Barras

C. de Parada	Custo Nebuloso	Custo pela Impedância
Tempo = 300,0seg	Perdas = 669,891 kW	Perdas = 759,350 kW
Meta(669,91kW)	Tempo = 31,350 seg	Tempo = 836,586 seg
20 Gerações	Perdas = 669,891 kW	Perdas = 707,520 kW
	Tempo = 35,550 seg	Tempo = 54,950 seg

5.6. Algoritmo Genético em Ambiente de Programação Paralela

Para a aplicação do algoritmo genético em ambiente paralelo, recorreu-se aos sistemas operacionais Linux¹ e Solaris², utilizando compilador gcc da GNU³ e o software PVM⁴ (*Program Virtual Machine*).

¹ Sistema Operacional de livre distribuição que implementa um sistema operacional do tipo Unix em máquinas do tipo PC/Intel-32Bits.

² Sistema Operacional da Sun-Micro-Systems©.

A comparação entre os dois ambientes computacionais tem como objetivo avaliar o custo financeiro versus desempenho. A tabela 5.56 apresenta os custos aproximados referentes a cada ambiente.

Tabela 5.56 - Comparação de Custos entre Máquinas

Máquina	Custo Aproximado US\$
Pentium II 200MHz	1,500.00
Sun-Sparc	8,000.00

A figura 5.1 apresenta a metodologia aplicada para implementar o algoritmo genético em paralelo.

Observa-se na figura 5.1(a) que não existe comunicação entre processos filhos de processadores diferentes e que a comunicação entre os processos filhos tem a seguinte característica: o processo identificado como “zero” envia a sua melhor string para o processo identificado como “1” e assim sucessivamente até o n-ésimo processo enviar a sua melhor string para o processo “zero”. Evidentemente que o processo “zero” sempre receberá a melhor configuração porém, como o processo é probabilístico, isto não garante que ele sempre converge primeiro.

Quando um processo filho converge - atende a uma meta preestabelecida - ele envia a melhor string para o processo pai e cancela os demais processos, conforme pode ser observado na figura 5.1.

Este tipo de metodologia tem como objetivos minimizar o tempo de processamento, evitando comunicações via rede TCP/IP⁵, e maximizar a probabilidade de ser encontrar uma configuração ótima ao se aplicar os processos em paralelo.

As tabelas 5.57 a 5.60 apresentam as comparações entre os métodos paralelo e sequencial, para diferentes redes e em dois ambientes computacionais. Para estas simulações as impedâncias dos ramos foram adotadas como custo para a operação das chaves e na condição inicial todas as chaves têm “status = 1”. O critério de parada adotado foi uma meta - as perdas - e com um limite de 50 gerações na implementação sequencial e 25 gerações na implementação paralela.

Tabela 5.57 - Processamento Sequencial no Pentium II 233Mhz

Rede	Meta (kW)	Valor Obtido(kW)	Processamento (segundos)
33	139,40	139,858	3,51
40	224,40	306,922	13,82
305	669,90	707,522	549,14

Tabela 5.58 - Processamento Paralelo em dois Pentiums II 233Mhz

Rede	Meta (kW)	Valor Obtido(kW)	Processamento (segundos)
33	139,40	139,401	2,33
40	224,40	284,750	7,74
305	669,90	713,997	480,03

³ GNU ou GPL “General Public License”.

⁴ Informações detalhadas e o código fonte estão disponíveis em <http://www.empro.ogr/pvm>.

⁵ TCP/IP “Transmission Control Protocol/Internet Protocol”

Tabela 5.59 - Processamento Sequencial na Sun-Sparc

Rede	Meta (kW)	Valor Obtido(kW)	Processamento (segundos)
33	139,40	139,858	3,20
40	224,40	306,852	15,10
305	669,90	716,89	639,97

Tabela 5.60 - Processamento Paralelo em duas Sun-Sparc

Rede	Meta (kW)	Valor Obtido(kW)	Processamento (segundos)
33	139,40	139,401	2,92
40	224,40	286,394	12,23
305	669,90	713,997	567,32

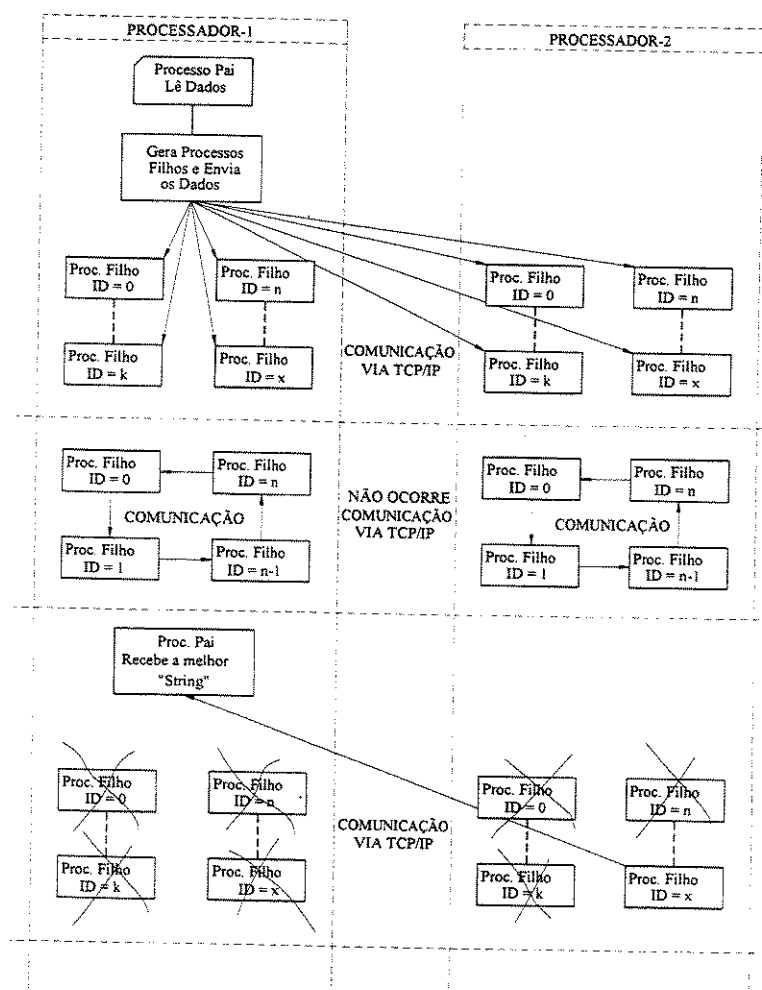


Figura 5.1(a) - Configuração do Sistema Paralelo

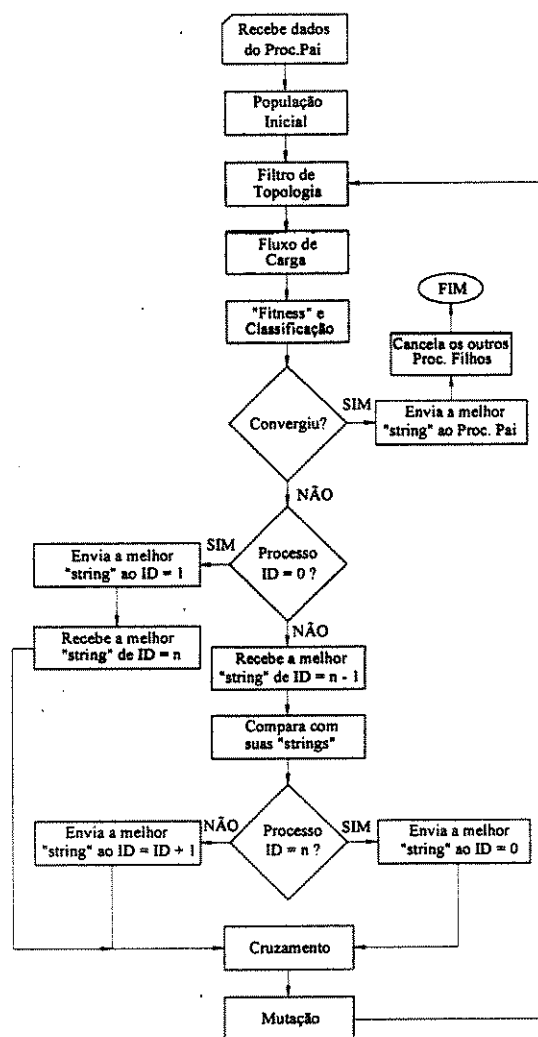


Figura 5.1(b) - Algoritmo Genético aplicado em cada processo filho

Figura 5.1 - Algoritmo Genético em Paralelo

5.7. Simulações de Operações de Redes

Para implementar algumas simulações de operações de redes os seguintes critérios foram adotados:

- Processamento paralelo em PC – Pentium II 233MHz.
- Estado inicial de operação conforme tabelas do anexo E e “status = 1” para todas as chaves
- Índices OP_i obtidos conforme anexo E, porém com o nível de tensão correspondente ao estado de operação. No caso do acréscimo de demanda,

um fluxo de carga é executado para se determinar o *nível* de tensão a ser aplicado na composição do custo OP_i .

- d) Os acréscimos de demanda são proporcionais para todas as cargas do sistema.
- e) Nas simulações onde o corte de carga foi necessário, as cargas desligadas foram escolhidas arbitrariamente.
- f) Nas condições de falha no sistema o nível mínimo de tensão tolerável foi de 0,90 p.u..
- g) Critério de parada: 20 gerações.

A primeira simulação considera um acréscimo de 15% na demanda de todas as cargas do sistema, nas redes de 32, 40 e 305 barras. As tabelas 5.61 a 5.63 apresentam os resultados.

Tabela 5.61 – Acréscimo de demanda (15%) na rede de 32 barras

Mínima Tensão = 0,951 p.u.	Perdas = 103,64kW
Chaves Operadas:	
Abrir 26-27 e 20-07. Fechar: 6-7 e 24-28	
Cargas Desligadas: 07, 24 e 30	
Tempo de Processamento = 0,51 Seg	

Tabela 5.62 – Acréscimo de demanda (15%) na rede de 40 barras

Mínima Tensão = 0,964 p.u.	Perdas = 230,53kW
Chaves Operadas:	
Abrir: 13-10. Fechar: 7-10	
Cargas Desligadas: 10, 33 e 36	
Tempo de Processamento = 1,35 Seg	

Tabela 5.63 – Acréscimo de demanda (15%) na rede de 305 barras

Mínima Tensão = 0,942 p.u.	Perdas = 853,82kW
Chaves Operadas:	
Abrir: 157-132, 18-19, 251-277, 253-279, 172-171, 270-269, 164-163, 11-12, 161-162 e 47-71.	
Fechar: 188-162, 134-12, 17-18, 22-23, 131-132, 294-269, 196-171, 70-71, 302-277, 303-278	
Cargas Desligadas: 1, 23, 55, 110, 118, 123, 130, 182, 203 e 300	
Tempo de Processamento = 163,79 seg	

As simulações seguintes apresentam a restauração de redes após a ocorrência de falhas, com e sem oscilações de demanda.

As tabelas 5.64 e 5.65 apresentam as condições finais da rede de 32 barras após uma falha no trecho 22-23-24, com o desligamento da região 23, e uma falha no trecho 3-4-5, com o desligamento da região 4.

Tabela 5.64 – Restauração após falha no trecho 22-23-24

Mínima Tensão = 0,924 p.u.	Perdas = 160,87kW
Chaves Operadas:	
Abrir: 22-23 e 23-24. Fechar: 24-28	
Cargas Desligadas: nenhuma	
Tempo de Processamento = 0,66 seg	

Tabela 5.65 – Restauração após falha no trecho 3-4-5

Mínima Tensão = 0,934 p.u.	Perdas = 162,13kW
Chaves Operadas:	
Abrir: 3-4, 4-5, 27-26 e 17-32 . Fechar: 31-32 e 24-28	
Cargas Desligadas: nenhuma	
Tempo de Processamento = 0,72 seg	

Para a rede de 40 barras foram simuladas falhas no trecho A9-25-28, com o desligamento da região 25, e no trecho A5-17-14, com o desligamento da região 17, cujos resultados estão nas tabelas 5.66 e 5.67 respectivamente. Uma falha dupla foi simulada através dos mesmos trechos e os resultados são apresentados na tabela 5.68.

Tabela 5.66 – Restauração após falha no trecho A9-25-28

Mínima Tensão = 0,968 p.u.	Perdas = 233,02 kW
Chaves Operadas:	
Abrir: A9-25 e 25-28 . Fechar: 27-28	
Cargas Desligadas: nenhuma	
Tempo de Processamento = 1,876 seg	

Tabela 5.67 – Restauração após falha no trecho A5-17-14

Mínima Tensão = 0,962 p.u.	Perdas = 253,46 kW
Chaves Operadas:	
Abrir: A5-17, 17-14 e 14-11. Fechar: 8-11 e 13-14	
Cargas Desligadas: nenhuma	
Tempo de Processamento = 1,923 seg	

Tabela 5.68 – Restauração após falha nos trechos A9-25-28 e A5-17-14

Mínima Tensão = 0,962 p.u.	Perdas = 269,69 kW
Chaves Operadas:	
Abrir: A5-17, 17-14, A9-25 e 25-28 . Fechar: 13-14 e 27-28	
Cargas Desligadas: nenhuma	
Tempo de Processamento = 2,154 seg	

Com os trechos 81-82-83 e 202-201-200 sob falha, com o isolamento das regiões 82 e 201, a rede de 305 barras foi reconfigurada e os resultados estão na tabela 5.69. Simultaneamente com as falhas anteriores mais um acréscimo de 10% na demanda de todas as cargas da rede, a rede de 305 barras foi reconfigurada e os resultados estão na tabela 5.70.

Tabela 5.69 – Restauração após falha nos trechos 81-82-83 e 202-201-200

Mínima Tensão = 0,930 p.u.	Perdas = 783,57 kW
Chaves Operadas:	
Abrir: 81-82, 82-83, 202-201 e 201-200 . Fechar: 59-85 e 221-195	
Cargas Desligadas: nenhuma	
Tempo de Processamento = 59,751 seg	

Tabela 5.70 – Restauração após falha e acréscimo de demanda

Mínima Tensão = 0,903 p.u.	Perdas = 1.242,40 kW
Chaves Operadas:	
Abrir: 81-82, 82-83, 202-201, 201-200, 137-138, 18-19, 252-251, 253-279, 147-146, 142-141, 148-22, 294-293, 41-40, 45-69, 231-232, 192-191, 172-171, 166-165, 164-163, 190-189, 261-260, 191-217 e 23-24.	
Fechar: 206-232, 259-260, 59-85, 162-163, 163-138, 188-189, 292-293, 216-165, 140-141, 39-40, 166-191, 221-195, 298-274, 196-171, 97-69, 21-22, 172-146 e 250-251	
Cargas Desligadas: 145, 192, 244, 279 e 294	
Tempo de Processamento = 175,78 seg	

Os resultados das tabelas 5.51 a 5.53 mostram a importância da inserção do conhecimento dos operadores no algoritmo genético.

As tabelas 5.55 a 5.58 mostram que a implementação do algoritmo genético em processamento paralelo resulta em um incremento na sua eficiência e, através da tabela 5.54, que o custo desta implementação pode ser considerado baixo.

As tabelas 5.59 e 5.60 mostram que o algoritmo genético é mais versátil que a técnica heurística do capítulo 3 porque além das propriedades que caracterizam um algoritmo genético ele também incorpora as decisões dos operadores, através dos índices OP_i , similarmente à técnica heurística.

Os tempos de processamento e o número de chaves operadas, mostradas nas tabelas 5.61 a 5.70, demonstram que, dependendo do sistema, a aplicação do algoritmo genético em tempo real é possível.

Capítulo 6

Conclusões

A função de pertinência adotada para representar as cargas, tensão e corrente mostrou ser eficiente, uma vez que possui uma representação simples (expressão (2.9)) e permitiu a sua aplicação, como um número nebuloso, em operações de soma, subtração, multiplicação e a definição de uma aproximação para o cálculo do módulo de um número complexo nebuloso, utilizado na elaboração de um estimador de estado nebuloso. Os valores obtidos por este estimador de estado dão um tratamento holístico¹ ao sistema, uma vez que todas as informações podem ser interpretadas qualitativamente.

A inserção do conhecimento dos operadores, através de conjuntos nebulosos, para compor um custo de operação de chaves, mostrou ser eficiente, pois permite que o algoritmo heurístico, apresentado no capítulo 3, sempre encontre uma solução factível e com poucas operações de chaveamento. Também mostrou ser uma excelente alternativa para restabelecer as condições de rede radial e conexa, quando aplicado no filtro de topologia do algoritmo genético.

A análise teórica dos mecanismos que atuam e controlam os algoritmos genéticos, aliado a uma investigação das práticas empregadas em alguns centros de controle² dos sistemas de distribuição, foram fundamentais para a definição do algoritmo genético apresentado no capítulo 4.

O filtro de topologia, que restabelece as condições de rede radial e conexa, emprega uma heurística que permite encontrar soluções factíveis e ao mesmo tempo práticas, uma vez que o conhecimento dos operadores e as características operacionais definem a abertura de malhas e a reconexão de regiões desligadas, através do índice OP_i .

As funções *fitness-2* e *fitness-3* são eficientes, para qualquer algoritmo genético, pois permitem classificar as soluções independentemente dos valores numéricos da função objetivo e se o problema é de maximização ou minimização. O controle efetuado pela inclinação angular da *fitness-2* e do expoente da *fitness-3* mostra ser mais um parâmetro que atua no grau de participação de cada solução na formação de uma nova população.

O modelo de programação paralela adotado permite que uma solução seja obtida em um curto período de tempo e as comparações efetuadas entre os dois ambientes computacionais e entre os métodos paralelo e sequencial, mostraram que a implementação do algoritmo é possível em qualquer centro de controle da operação.

A eficiente utilização do *software* de reconfiguração de redes depende apenas da implementação de bancos de dados com informações obtidas através de questionários aplicados aos operadores, elaborados de tal forma que possam refletir adequadamente o seus conhecimentos, conforme demonstrado no capítulo 3. Com estes dados, simulações *off-line* podem ser aplicadas para ajustar o valor dos índices OP_i , de tal forma que seus valores reflitam adequadamente às características do sistema e que, quando uma aplicação

¹ Michaelis, Moderno dicionário da língua portuguesa.

² CODs de Itapira (CPFL), Sumaré (CPFL) e Rio Claro (CESP)

em tempo real for necessária, os resultados, além de serem rápidos, sejam práticos e de fácil implementação.

Enfim, a aplicação de conjuntos nebulosos, algoritmos genéticos e programação paralela, permitiu o desenvolvimento de uma técnica para a reconfiguração de redes de distribuição, que obtém soluções que refletem o conhecimento dos operadores e em tempo real.

Este trabalho ainda permite que novas aplicações sejam investigadas, dentre elas:

- Através do exemplo do estimador de estado nebuloso, outras técnicas de análise de redes possam ser empregadas, tais como: um fluxo de carga nebuloso, análise de contingências etc.
- A aplicação do estimador de estado nebuloso poderá compor uma técnica que determine a quantidade ótima de equipamentos de telemetria, dentro de um contexto econômico que não permite a implementação de um sofisticado sistema SCADA, conforme apresentado no capítulo 3.
- Aplicações de técnicas de otimização, tal como “*simulated annealing*”, podem ser aplicadas nas funções *fitness-2* e *fitness-3*, de tal forma que o controle da classificação das soluções possa ser otimizado em função das condições de cada sistema.
- A aplicação do algoritmo genético pode ser estendida para o planejamento, com objetivos diversos (locação de reativos, construção de subestações, alimentadores etc.) e, neste caso, o índice OP_i poderá se formado apenas a partir de características elétricas - conforme aplicado em algumas simulações do capítulo 5 - ou então definido por algum outro procedimento que possa otimizar a abertura de laços e a reconexão de regiões desligadas, formadas pelos operadores de cruzamento e mutação.

Referências Bibliográficas

- [1] Desempenho de Sistemas de Distribuição. Coleção Distribuição de energia elétrica – Editora Campus/Eletrobás – Rio de Janeiro 1982.
- [2] JOSÉ A. CIPOLI. Engenharia de distribuição. Qualitymark Editora, Rio de Janeiro 1993.
- [3] K. AOKI et al. An efficient algorithm for load balancing of transformers and feeders. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 3, no. 4, October 1988, p. 1865-1872.
- [4] MESUT E. BARAN and FELIX F. WU. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 4, no. 2, April 1989, p. 1401-1407.
- [5] A. L. MORELATO and A. MONTICELLI. Heuristic search approach to distribution system restoration. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 4, no. 4, October 1989, p. 2235-2241.
- [6] S. K. GOSWAMI and S. K. BASU. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, July 1992, p. 1484-1491.
- [7] DARIUSH SHIRMOHAMMADI. Service restoration in distribution networks via network reconfiguration. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, no. 2, April 1992, p. 952-958.
- [8] YUAN-YIH HSU et al. Distribution system service restoration using a heuristic search approach. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, no. 2, April 1992, p. 734-740.
- [9] YUAN-YIH HSU and YI JWO-HWU. Planning of distribution feeder reconfiguration with protective device coordination. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 8, no. 3 July 1992, p. 1340-1347.
- [10] ROBERT P. BROADWATER et al. Time varying loads analysis to reduce distribution losses through reconfiguration. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 8, no. 1, January 1993, p. 294-300.
- [11] HAN-CHING KUO and YUAN-YIH HSU. Distribution system load estimation and service restoration using a fuzzy set approach. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 8, no. 4, October 1993, p. 1950-1957.
- [12] N. D. R. SARMA et al. A new network reconfiguration technique for service restoration in distribution networks. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 9, no. 4, October 1994, p. 1936-1942.
- [13] T. E. LEE, et al. Distribution system reconfiguration to reduce resistive losses. Elsevier - Electric Power Systems Research, vol. 30, 1994, p. 25-33.

- [14] YUZURU IMAMURA et al. Fuzzy inference application to planning of distribution network switching. *Electrical Engineering in Japan*, vol. 114, no. 7, 1994, p. 12-19.
- [15] M. A. PEREIRA et al. A fuzzy heuristic algorithm for service restoration in electric power distribution system. *Elsevier - Fuzzy Sets and Systems*, vol. 102, no. 1, February 1999, p. 125-133.
- [16] CHENG-CHIEN KUO and HONG-CHAN CHANG. Applying a refined genetic algorithm to network reconfiguration for loss reduction. *IEE of Japan Power & Energy* 1994, p. 37-42.
- [17] D. E. GOLDBERG. *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*, Addison-Wesley (1989).
- [18] V. SUSHEELA DEVI et al. Optimal restoration of power supply in large distribution systems in developing countries. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, no. 1, January 1995, p. 430-438.
- [19] N. D. R. SARMA and K. S. PRAKASSA RAO. A new 0-1 integer programming method of feeder reconfiguration for loss minimization in distribution systems. *Elsevier - Electric Power Systems Research*, vol. 33, 1995, p. 125-131.
- [20] Y.-Y. HSU and H.-M. HUANG. Distribution system service restoration using the artificial neural network approach and patterns recognition method. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 142, no. 3, May 1995, p. 251-256.
- [21] Y. FUKUYAMA et al. Parallel genetic algorithm for service restoration in electric power distribution systems. *Elsevier - Electrical Power & Energy Systems* vol. 18, no. 2, 1996, p. 111-119.
- [22] R. J. SÁRFI et al. Distribution system reconfiguration for loss reduction: an algorithm based on network partitioning theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, February 1996, p. 504-510.
- [23] JOSÉ A. JARDINI. *Sistemas digitais para automação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica*. São Paulo, S.ed., 1996.
- [24] *Comunicação Verbal com operadores do COD de Itapira, Americana, Mogi Guaçu e Jundiaí*.
- [25] A. T. JOHNS et al. *Electricity distribution network design*. IEE Power Engineering Series 9, 1989.
- [26] CELSO CAVELLUCCI. *Sistemas especialistas em manobras de redes de distribuição de energia elétrica*. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, 1989 (Tese, Mestrado em Engenharia Elétrica).
- [27] L. A. ZADEH. Fuzzy sets, *Information and control*, no. 8, 1965, p. 338-353.
- [28] W. PEDRYCS and F. GOMIDE. *An introduction to fuzzy sets - Analysis and design*, MIT Press, 1998.
- [29] A. KAUFMANN. *Introduction to the theory of fuzzy subsets*, Volume I, Academic Press, 1975.

- [30] BUTNARIU, D. and E. P. KLEMENT. Triangular norm – based measures and games with fuzzy coalitions. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1993.
- [31] D. DUBOIS and H. PRADE. A review of fuzzy sets aggregation connectives. *Information Sciences*, 36, p. 85–121, 1985.
- [32] D. DUBOIS and H. PRADE. Fuzzy sets and systems: Theory and applications. Academic Press, New York, 1980.
- [33] D. DUBOIS and H. PRADE. Systems of linear fuzzy constraints. *Journal of Fuzzy Sets and Systems*, vol. 3 (1980) p. 37-48.
- [34] M. E. EL-HAWARY. Electric power applications on fuzzy systems. Dalhousie University, Nova Scotia, Canada, 1998.
- [35] D. DUBOIS and H. PRADE. Operations on fuzzy numbers. *International Journal of System Science*, vol. 9, 1978, p. 613-626.
- [36] T. L. SAATY. The analytic hierarchy processes. McGraw Hill, New York, 1980.
- [37] V. MIRANDA and L. M. PROENÇA. Genetic/Evolutionary algorithm applications to power systems. Short Course on, International Conference on Intelligent System Application to Power Systems, Rio de Janeiro 1999, p. 51-80.
- [38] R. A. GALLEGOS. Planejamento a longo prazo de sistemas de transmissão usando técnicas de otimização combinatorial. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, 1997. 243p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica).
- [39] J. H. HOLLAND. Adaptation in natural and artificial systems. MIT Press, Boston 1992.
- [40] S. FORREST AND M. MITCHELL. Relative building-block fitness and the building-block hypothesis. In D. Whitley (Ed.), San Mateo, CA: Morgan Kaufman.
- [41] SORAYA RANA. Examining the role of local optima and schema processing in genetic search. Colorado University, USA, julho 1999 (Ph.D. Thesis.)
- [42] NELSON KAGAN e CARLOS C. B. DE OLIVEIRA. Utilização de algoritmos genéticos para a minimização de perdas em redes de distribuição de energia elétrica. III Conladis, Congresso Latino Americano de Distribuição de energia elétrica, de 8 a 10 de setembro de 1998, São Paulo, p. 587-591.
- [43] WHEI-MIN LIN and HONG-CHAN CHIN. A new approach for Distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration. *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 13, no. 3, July 1998, p.870-875.
- [44] A.C. B. DELBEM et al. Restabelecimento de energia em sistemas de distribuição radiais usando busca com heurística fuzzy. III CONLADIS, Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica, de 8 a 9 de setembro de 1998, São Paulo, p.- 582-586.
- [45] ARIIVALDO V. GARCIA et al. Automatização da distribuição de energia elétrica: simulação utilizando fluxo de carga desacoplado rápido. 5º Congresso Bras. Automática/1º Congr. Lat. Americ. Automática - Campina Grande 1984, p. 256-261.

- [46] M. A. PEREIRA. Fluxo de carga em redes de distribuição de energia elétrica. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 1993 (Tese, Mestrado em Engenharia Elétrica).
- [47] M. A. PEREIRA et al. A fast on-line three phase power flow for radial distribution systems. IEE Japan Power & Energy' 96, 110, 1996, Osaka-Japan. Proceedings of the Seven Annual Conference of Power & Energy Society. p. 53-58.
- [48] YUAN-YIH HSU and HAN-CHING KUO. A heuristic based fuzzy reasoning approach for distribution system service restoration. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 9, no. 3, April 1994, p. 948-953.
- [49] TAKAMU GENJI et al. Development of a high-speed switching system for distribution networks. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 13, no. 1, January 1998, p. 186-193.
- [50] JIN-CHENG WANG et al. An efficient algorithm for real-time network reconfiguration in large scale unbalanced distribution systems. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 11, no. 1, February 1996, p. 511-517.
- [51] K. AOKI et al. A new algorithm for service restoration in distribution systems. IEEE transaction on Power Delivery, vol. 4, no. 3, July 1989, p. 1832-1839.
- [52] WHEI-MIN LIN and HONG-CHAN CHIN. Preventive and corrective switching for feeder contingencies in distribution systems with fuzzy set algorithm. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 12, no. 4, October 1997, p. 1711-1716.
- [53] J. A. MOMOH and K. TOMSOVIC. Overview and literature survey of fuzzy set theory in power systems. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 10, no. 3, August 1995, p. 1676-1690.
- [54] QIN ZHOU et al. Distribution feeder reconfiguration for operation cost reduction. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 12, no. 2, May 1997, p. 730-735.
- [55] QUIN ZHOU et al. Distribution feeder reconfiguration for service restoration and load balancing. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 12, no. 2, May 1997, p. 724-729.
- [56] R. BILLINTON and S. JONNAVITHULA. Optimal switching device placement in radial distribution systems. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 11, no. 3, July 1996, p. 1646-1651.
- [57] P. JÄRVENTAUSTA et al. Using fuzzy sets to model the uncertainty in the fault location process of distribution networks. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 9, no. 2, April 1994, p. 954-660.
- [58] FENG-CHANG LU and YUAN-YIH HSU. Fuzzy dynamic programming approach to reactive power/voltage control in a distribution substation. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 12, no. 2, May 1997, p. 681-688.
- [59] CANBOLAT UÇAK and ANIL PAHWA. Optimal step-by-step restoration of distribution systems during excessive loads due to cold load pick up. Elsevier - Electric Power Systems Research, vol 32, 1995, p. 121-128.

- [60] CANBOLAT UÇAK and ANIL PAHWA. An analytical approach for step-by-step restoration of distribution systems following extend outages. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 9, no. 3, July 1994.
- [61] N. D. R. SARMA et al. Real time service restoration in distribution networks - a practical approach. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 9, no. 4, October 1994, p. 2064-2070.
- [62] W. H. KERSTING and W. H. PHILLIPS. Distribution feeder line models. IEEE Transaction on Industry Application, vol. 31, no. 4, July/August 1995, p. 715-720.
- [63] W. H. KERSTING and W. H. PHILLIPS. Modeling and analysis of rural electric distribution feeders. IEEE Transaction on Industry Application, vol. 28, no. 4, July/August 1992, p. 767-773.
- [64] IEEE Distribution Planning Working Group Report. Radial distribution test feeders. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 6, no. 3, August 1991, p. 975-985.
- [65] E. C. YEH et al. Improved distribution system planning using computational evolution. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 11, no. 2, May 1996, p. 668-674.
- [66] TONG SHAOCHENG. Interval number and fuzzy number linear programming. Elsevier - Fuzzy Sets and Systems, vol. 66, 1994, p. 301-306.
- [67] A. H. MANTAWY et al. Integrating genetic algorithms, tabu search, and simulated annealing for the unit commitment problem. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 14, no. 3, August 1999, p. 829-836.
- [68] Y. J. CAO and Q. H. WU. Optimization of control parameters in genetic algorithms: a stochastic approach. International Journal of Systems Science, 1999, vol. 30, no. 2, p. 551-559.
- [69] V. MIRANDA and J. T. SARAIVA. Fuzzy modelling of power system optimal load flow. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 7, no. 2, May 1992, p. 843-849.
- [70] GEORGE J. KLIR. Fuzzy arithmetic with requisite constraints. Elsevier - Fuzzy Sets and Systems, vol. 91, 1997, p. 165-175.

Anexo A

Este anexo apresenta a cópia do artigo sobre o algoritmo heurístico de restauração de redes de distribuição, publicado no periódico da ELSEVIER “Fuzzy sets and systems”, de fevereiro de 1999.

Autores: Marcelo Adorni Pereira
Carlos Alberto Favarin Murari
Carlos Alberto de Castro Jr.

Título: “A fuzzy heuristic algorithm for distribution systems’ service restoration”

FUZZY

sets and systems

International Journal of Soft Computing and Intelligence

official publication of the
International Fuzzy Systems Association

IFSA

Co-Editors-in-Chief
D. DUBOIS and H. PRADE

VOLUME 102 (1999)

ELSEVIER

Amsterdam – Lausanne – New York – Oxford – Shannon – Tokyo

A fuzzy heuristic algorithm for distribution systems' service restoration

Marcelo Adorni Pereira*, Carlos Alberto Favarin Murari, Carlos Alberto de Castro Jr.

UNICAMP-DSEE-FEEC, Campinas, Brazil

Received June 1998

Abstract

This paper describes a fuzzy heuristic algorithm for the service restoration of distribution systems. Its main objective are: (a) to supply energy to the largest possible number of customers, (b) to minimize the number of switching operations (c) to represent the operator's knowledge and (d) to reduce the computational effort. This fuzzy algorithm, along with a fuzzy load estimator method, provided very good results, showing to be an efficient restoration tool. © 1999 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

Keywords: Fuzzy heuristic algorithm; Distribution systems service restoration; Operators' knowledge simulation

1. Introduction

The main goal of the distribution systems is to efficiently supply different kinds of customers who have different characteristics and needs. A high-quality service will only be met through very efficient planning and operation. Urban- and rural-electric distribution systems are fed through the high- and medium-voltage transmission grid. Primary main feeders come out from the distribution substation and are protected (and operated) by relays and circuit breakers. Connected to those main feeders there are laterals, which in their turn are connected to laterals of other feeders (from the same or another substation), forming a meshed network. In practice, however, distribution systems are radially operated, which means that the laterals are connected through normally open switches. Other components of distribution systems are: (a) automatic voltage regulators, that keep adequate voltage levels

under a load varying condition, (b) automatic capacitor banks for supplying reactive power, (c) automatic reclosers, to deal with short-duration faults, (d) transformers (medium/low voltages), (e) measurement devices, etc. This leads to a large and complex system, as far as operation is concerned. The planning of either distribution, transmission, and generation systems is performed according to statistic information and forecasts for determined periods. However, the relative growth of distribution systems is higher than the one of transmission systems. In addition, distribution load varies as a function of the hour of the day, the kind of customer, etc. Besides forecasting the system's growth and obtaining an investment plan, distribution planning is also concerned with coming up with alternatives and efficient network operation methods.

The main goal of distribution systems' operation is to supply the largest number of customers possible, with appropriate voltage levels and without service interruptions. Due to their own characteristic

* Corresponding author. E-mail: adorni@dsee.fee.unicamp.br.

distribution systems are prone to several kinds of faults, mainly due to atmospheric discharges, urban vegetation, pollution, vehicle accidents, demand peaks, equipment failures, etc. Since distribution systems operate with a radial topology, certain regions end up out-of-service after the fault is located and isolated. In such situations, the operators must have in hand a procedure to restore the service to the largest number of customers possible. This procedure consists of transferring the out-of-service regions to neighbor feeders through switching operations, while keeping voltages and power flows within limits. Besides, the restoration plan must be performed in a short period of time. The number of switching operations also must be minimized. In order to perform a restoration plan it is necessary to know: (a) the system's operating condition at any time, and (b) the number of remote measurement equipment available, which can be very large. Because in most distribution management systems the necessary number of remote measurement equipment is not available, the problem of defining a restoration plan relies upon information of past periods and the operators' knowledge. Decisions like "... operate switch C_k if load L_i is low", or "the operation of switch C_i is more expensive than of switch C_j ", or "load L_j is too high to be transferred to feeder F_i " are usual in distribution operation centers and this terminology presents fuzzy characteristics. This kind of information can be dealt with by fuzzy sets theory [4,6,11]. Other algorithms, involving heuristic techniques [7,10], also make use of the operators' knowledge for decision making. However, they are based on mathematical programming, which demand considerable computational effort. The application of genetic algorithms (GA) [3] is also an alternative but parallel computation should be used so as to make possible their application in real time. In this paper a fuzzy heuristic algorithm for the restoration of distribution systems is proposed. Its main objectives are: (a) to supply energy to the largest number of customers possible, (b) to minimize the number of switching operations, (c) to represent the operator's knowledge, and (d) to reduce the computational effort. The idea here is to restore the service to the largest number of customers possible. Loss minimization is not a main concern at this point. The proposed fuzzy heuristic algorithm for service restoration makes use of a fuzzy load estimator method. The algorithm proposed in [6] was implemented.

2. Restoration plan – basic ideas

Intuitively, the first attempt to restore the service to an out-of-service region is by finding a switch that connects it to a neighbor feeder. In case the neighbor feeder does not have reserve capacity to supply this region, some of its loads can be transferred to other feeders and so on. Since the number of tie switches is normally very high, the above procedure results in a high-order combinatorial problem. In order to deal with this problem without applying search algorithms (such as GA, tabu search or simulated annealing), an algorithm is proposed which simulates the operator's procedure. Besides the restoration objectives, the cost of switching operations, the periods of the day and of the week, and the types of customers (hospitals, communication companies, industries, etc.) can also be taken into account. In the case of several possible switching options, it is obvious that there must be one switching option that will be the best according to some criterion and a means of identifying it is crucial. The switching operation that results in "low power flows, good voltage profile and low cost of operation" will be selected. This linguistic criterion is dealt with by fuzzy techniques and it is the one that translates this information into numerical values which will form an ordered table with the switching priorities. This table will guide the restoration heuristic algorithm. In the next section, the membership functions used to form the switching priority list are shown.

3. Membership functions

Since voltages must be within limits, a membership function that reflects good or bad voltage levels is shown in Fig. 1 and expressed by Eq. (1).

$$\mu(V) = \begin{cases} 0 & \text{if } V \leq 0.93, \\ (V - 0.93)/0.07 & \text{if } 0.93 \leq V \leq 1, \\ (1.05 - V)/0.05 & \text{if } 1 \leq V \leq 1.05, \\ 0 & \text{if } V \geq 1.05. \end{cases} \quad (1)$$

The voltage levels in p.u. used in (1) are obtained from a three-phase distribution power flow [8] for the system's peak demand.

The cost associated with a switching operation (which affects its selection in a restoration plan

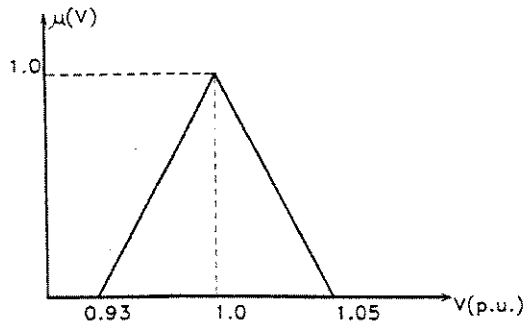


Fig. 1. Membership function – voltage level.

depends on several factors, such as (a) type of switch (automatic, manual, with or without fuse, immersed in isolating fluid, etc.), (b) number of customers fed through the switch, (c) type of customers fed through the switch (hospital, telecommunication company, etc.), (d) operational constraints (such as distances, the use (or not) of a special equipment to operate it, etc.), (e) period of day (an expensive operation occurs when there is a peak of demand), (f) day of week (in holidays the maintenance team is reduced). By analyzing appropriate questionnaires submitted to operators and by using fuzzy techniques [5,9], it is possible to determine numeric values that quantify the linguistic terms “very expensive” associated with a switching operation. The horizontal method [9] for membership function estimation deals with an information set obtained by tests consisting of questions submitted to people involved with the system’s everyday operation. The answers to these questions are either “yes” or “no”.

The membership function value $\mu_C(C_i)$ for each factor described above is given by the ratio of the number of positive answers $P(C_i)$ and the total number of responses N .

$$\mu_C(C_i) = P(C_i)/N. \quad (2)$$

One single value for the cost of a switching operation is obtained by aggregating all costs due to the above factors following the methodology shown in [5]. For instance, in case of two costs C_i and C_j

$$\begin{aligned} \mu_C(C_i) \ominus \mu_C(C_j) \\ = \mu_C(C_i) + \mu_C(C_j) - \mu_C(C_i)\mu_C(C_j). \end{aligned} \quad (3)$$

Appendix A shows a simple numerical example using Eqs. (2) and (3).

The membership values of each switch, for each period of day and each day of the week, are stored in a database for further use. These values are updated periodically, either after the installation of the new switch, after a network change or simply after some time period previously defined by planning.

The fuzzy criterion used to obtain the switching priority list is

$$\mu_m = (1 - \mu(V_i))\mu(C_i), \quad (4)$$

where $\mu(C_i)$ is the membership for “expensive cost” and $\mu(V_i)$ the membership for “good voltage level”.

The lower the value of μ_m , the better the switching operation option.

The fuzzy procedure used to evaluate the possibility of transferring loads between feeders taking into account operational constraints is based on comparing the fuzzy sum of the candidate loads to be transferred with the reserve capacity of the candidate feeders (CF [1,2]). The fuzzy sum is performed by using m and α . For example, in the case of two candidate loads: x and y , the fuzzy sum is

$$\mu_z(z) = \mu(x) + \mu(y) = \frac{1}{1 + ((z - m_z)/\alpha_z)^2}, \quad (5)$$

where

$$m_z = m_x + m_y, \quad \alpha_z = \alpha_x + \alpha_y.$$

In order to evaluate the possibility of transferring the load to a candidate feeder through a switch s , the following condition must hold:

$$m_s > m_z \quad \text{and} \quad \mu(I) \leq \varepsilon,$$

where $\mu(I)$ corresponds to the intersection of μ_s and μ_z . The value 0.5 is usually recommended for ε [2].

4. Fuzzy load estimation

Because distribution systems have too many components, it is not economically justifiable to put real-time monitoring and control devices everywhere along feeders and laterals [6]. The only information usually available is the total feeder current recorded at the substation. Thus, human experts tend to use linguistic terms such as “heavy load” to describe certain system loading condition at specific periods.

and operation conditions. A special feature of the fuzzy set approach is that it is capable of dealing with uncertain terms and the load estimation method proposed in [6] which showed to be a good option to quantify the load level, necessary to perform load transfers during the restoration plan.

As far as the load estimation is concerned, two fundamental concepts are used: (a) customers are grouped into categories according to their own characteristics (residential, commercial and industrial), and (b) a pattern for hourly loads that reflects the probable power demand at specific times of the day is used. This hourly load pattern can be classified as very low (VL), low (L), medium (M), high (H) and very high (VH). At a certain time of the day, the corresponding load may fall into one of the levels referred to above. Therefore, it is possible to somehow quantify a situation corresponding to the following linguistic term: "Around 5:00 PM the commercial load is VH". A membership function that associates this linguistic terms to a load x could be

$$\mu(x) = \frac{1}{1 + ((x - m)/\alpha)^2}, \quad x \geq 0. \quad (6)$$

The values of m and α are estimated based on historical load records for typical customers belonging to all three categories and on the system's own characteristics. The basic steps of the fuzzy load estimator method are:

- (i) Measure the main feeder current I_{FD} next to the substation;
- (ii) Classify the customers, and determine their respective rated capacities;
- (iii) For each customers point i obtain the value of m_i and α_i based on the current load level determined by the hourly load pattern curve and Table 1 of Ref. [6] reproduced below.

Table 1 (from Ref. [6])

Parameters		Linguistic variables				
		VS	S	M	L	VL
m	Commercial	0.130	0.280	0.570	0.740	0.850
	Industrial	0.150	0.350	0.540	0.720	0.900
	Residential	0.120	0.220	0.450	0.680	0.860
α	Commercial	0.022	0.056	0.092	0.096	0.243
	Industrial	0.024	0.062	0.057	0.073	0.176
	Residential	0.015	0.033	0.048	0.069	0.135

- (iv) Compute the current fuzzy value μ_i for point i b

$$\mu_i(x) = \frac{1}{1 + ((x - m_i)/\alpha_i)^2}, \quad (7)$$

where

$$m_i = I_{FD}(m_i C_i) / \sum_{j=1}^N (m_j C_j),$$

$$\alpha_i = m_i(\alpha_i/m_i),$$

where C_i is the rated capacity in the point, N the number of branching points that are supplied power from the feeder, I_{FD} the current feeder next to the substation.

Several simulations were performed, showing that the fuzzy load estimation algorithm used in this paper is very efficient and practical.

5. Fuzzy heuristic restoration algorithm

S.1. Form the switching priority list.

Run a load flow for distribution systems [8] to obtain the system's voltage level (for peak demand). Compute the membership values by using Eqs. (1) and (2). Compute cost values by Eq. (3) and substitute them in fuzzy criterion (4).

S.2. If a current change is detected by the monitoring system next to the substation, estimate the system's loads as described in the item 4.

S.3. If there are no out-of-service regions (due to a fault or some switch operation), go back to S.2.

An on-line supervision of the system is performed in order to detect faults by either an abrupt current change, signal of sectionalizing switches, calls from customers, etc.

S.4. Identify out-of-service regions that could be reconnected to neighbor feeders. Identify also the tie switches to be operated. If there are no such out-of-service regions, go to S.19.

More than one out-of-service region can be found either by the occurrence of multiple faults or by executing S.9.

S.5. One of the out-of-service regions identified in S.4 is chosen according to some criterion. This region is a candidate to be reconnected. If there are no more regions go to step S.21.

S.6. If there are no switches (identified in S.4) that can reconnect the candidate region chosen in S.5, go to S.20.

S.7. Among the tie switches identified in S.4, pick the next one with the highest priority (according to the switching priority list). If the switch has reserve (by Eq. (5)), go to S.10.

S.8. If there is an NC (normally closed) switch in the out-of-service region go to S.9, else go to S.6.
When a region has a large number of loads to be transferred through only one switch, the possibility of splitting this region should be verified.

S.9. Open the switch with highest priority and go to S.4.

S.10. If the candidate feeder has reserve capacity (by Eq. (5)), go to S.19.

S.11. Identify the switches that could connect the current candidate feeder (adjacent to the out-of-service region) to its neighbor feeders.

If the candidate feeder does not have enough reserve, verify the possibility of alleviating its load, by transferring some load to other feeders.

S.12. Among the switches identified in S.11, pick the one with highest priority according to the switching priority list (step S.1). If there are no switches, go to S.8.

S.13. If one of the load points connected by the switch selected in S.12 is also connected by the switch selected in S.7, go to S.12.

S.14. Compute the total reserve capacity associated with all switches identified in S.11 (Eq. (5)). If 50% of this total reserve capacity is larger than all loads to be transferred from the candidate feeder, go to S.15. Else, go to S.8.

The value 50% above may vary depending on the system's operating conditions.

S.15. Pick the next switch from the set defined in S.11. If μ_m for this switch is larger than a certain threshold μ_T , undo all switching operations performed after step S.11 and go to S.8.

The threshold μ_T may be altered in order to connect the largest number of customers possible. However, the larger μ_T is, the more expensive is the final restoration cost.

S.16. If the candidate switch or feeder have no reserve, go to S.15.

S.17. Transfer the load of the candidate feeder through the switch defined in S.15 and open its

former feeding switch. Update the feeders' reserves.

S.18. If the new reserve capacity of the candidate feeder is still small, go back to S.15. Else, go to S.19.

S.19. Update the network topology and, in case there are still out-of-service regions that could be reconnected, go to S.5. Else, go to S.21.

S.20. Shed low priority loads and go to S.4. In case there are no loads that could be shed, go to S.5.
The load shedding priorities are defined in the operation planning.

S.21. List the sequence of switching operations and go back to S.1.

6. Test results

Fig. 2 shows a distribution system with six feeders, 21 customer groups and 32 tie switches.

The customer groups can be residential (R), commercial (C) or industrial (I). Table 2 shows the conductors' characteristics used to define the rated capacity of each branch and switch. Table 3 shows the rated capacity types (BC), the line impedance and the current for maximum load demand (in kV and kVAr at the receiving end of branch). The currents were obtained by the load flow showed in [8]. Table 4 shows the line impedances of the open tie branches and their respective rated capacity type. Table 5 contains the switching priority list obtained by a fuzzy criterion (4). Table 6 shows a randomly generated load pattern for a certain time of the day for each customer group. Parameters m and α were taken from [6].

A load flow [8] was solved for the loads of Table 1 in order to obtain the currents I_{FD} at the feeders next to the substations. m_i and α_i , which represent the fuzzy values associated to the system's operating state, were also computed and are shown in Table 7. The load flow used here plays the role of the monitoring device that are found in realistic systems.

Steps S.1 and S.2 were carried out in order to obtain Tables 5, 6 and 7. By simulating a fault between F and 25, feeder AL9 will be out-of-service. This fault is detected in step S.3 and a detailed description of the algorithm's steps follows. In this simulation $\mu_T = 1$ was used.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

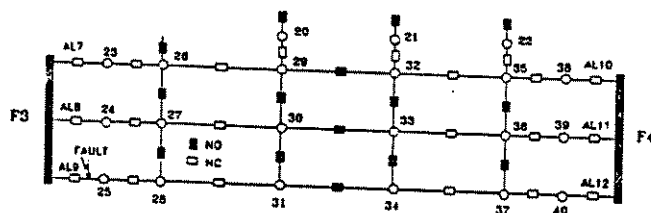


Fig. 2. Test distribution system.

Table 2

Conductors' characteristics

BC	Type (AL)	r (Ω/km)	X (Ω/km)	$I(\text{A})_{\text{Max}}$
1	2AWG	0.8762	0.3429	138
2	1/0AWG	0.5499	0.3239	184
3	4/0AWG	0.2747	0.2992	293
4	336,4MCM	0.1734	0.2776	395

Table 3

Data for test system

Branch	BC	r (Ω)	x (Ω)	$I(\text{A})$	kW	kVAr
F3-23	4	0.0520	0.0832	53.4	500	345
23-26	4	0.1213	0.1943	102.6	950	665
26-29	3	0.8515	0.9275	132.6	1200	840
29-20	3	0.1922	0.2094	72.7	650	470
F3-24	4	0.0606	0.0971	102	950	666
24-27	4	0.1907	0.3053	96	900	612
27-30	3	0.6867	0.7480	59	550	375
F3-25	4	0.0433	0.0694	158	1500	990
25-28	3	0.3433	0.3740	80.7	750	520
28-31	3	0.5219	0.5684	48.5	450	310
F4-38	4	0.0606	0.0971	53.7	500	350
38-35	4	0.2080	0.3331	10.2	95	65
35-22	2	0.8248	0.4858	65.2	600	420
35-32	3	0.2197	0.2393	95	900	580
32-21	1	2.1905	0.8572	38.3	350	245
F4-39	4	0.0780	0.1249	10.2	95	66
39-36	4	0.1647	0.2637	118.3	1100	760
36-33	4	0.2167	0.3470	102.7	950	660
F4-40	4	0.1040	0.1665	134	1250	870
40-37	3	0.3296	0.3590	91.7	850	595
37-34	2	1.7046	1.0040	10.2	95	65

Table 4

Impedance data for open tie branch

Branch	BC	r (Ω)	x (Ω)
26-27	4	0.1127	0.1804
29-30	3	0.1785	0.1944
32-33	3	0.1922	0.2094
35-36	4	0.1213	0.1943
29-32	3	0.1648	0.1795
31-34	3	0.1785	0.1944
27-28	4	0.1040	0.1665
30-31	3	0.1785	0.1944
33-34	3	0.1785	0.1944
36-37	4	0.1300	0.2082
30-33	3	0.1785	0.1944

Table 5

Switching priority list

Switch	$\mu_m(\times 10)$	Switch	$\mu_m(\times 10)$	Switch	$\mu_m(\times 10)$
F3-25	0.21520	37-34	0.90649	33-32	1.35803
F4-38	0.29325	25-28	0.90976	30-33	1.37032
F3-24	0.30519	23-26	0.92018	28-31	1.37439
F4-39	0.35316	38-35	0.96285	35-32	1.44856
F3-23	0.36945	31-34	0.97575	30-31	1.54161
F4-40	0.45433	40-37	1.02816	32-21	2.61621
26-27	0.55211	39-36	1.06533	29-30	3.95586
36-37	0.65104	27-30	1.11339	26-29	3.95586
27-28	0.74921	36-33	1.25063	29-32	4.17563
24-27	0.78432	33-34	1.33400	29-20	4.18437
35-36	0.89866	35-22	1.34121		

S.7 – Switch 27-28 is chosen (from Table 5). The total loads to be transferred (from Table 7) are:

$$m_t = m_{25} + m_{28} + m_{31},$$

$$m_t = 145.767 + 70.406 + 41.827 = 258\text{A},$$

$$\alpha_t = 27.886 + 19.665 + 6.566 = 54.117\text{A};$$

rated capacity m_{rc} of 27-28 is 395A

S.4 – Customer groups 25, 28 and 31 form an out-of-service region; Switches 27-28, 31-34 and 30-31 can reconnect them.

S.5 – Region (25, 28, 31);

Table 6
Load pattern

Load	Type	Level	kW	kV Ar	m	α
26	I	L	760	532	0.72	0.073
24	I	M	560	390	0.54	0.057
30	I	L	440	320	0.72	0.073
28	C	VL	640	445	0.85	0.243
38	I	M	320	230	0.54	0.057
22	C	VL	530	330	0.85	0.243
21	C	VL	320	225	0.85	0.243
36	I	VL	990	685	0.90	0.176
40	I	L	1180	825	0.72	0.073
34	R	L	75	49	0.68	0.069
23	C	VL	485	315	0.85	0.243
29	I	L	1020	715	0.72	0.073
27	I	L	675	460	0.72	0.073
25	I	VL	1350	890	0.90	0.176
31	R	VL	445	302	0.86	0.135
35	R	L	77	55	0.68	0.069
32	C	M	540	348	0.54	0.057
39	R	L	75	50	0.68	0.069
33	I	L	715	490	0.72	0.073
37	R	L	640	446	0.68	0.069
20	I	M	320	225	0.54	0.057

Table 7
Feeders' data

$I_{FD}(A)$	Point	m_i	α_i
279	23	52.006	14.526
	26	80.240	8.368
	20	43.946	4.639
	29	102.808	10.721
180	24	60.609	6.398
	27	73.945	7.711
	30	45.446	4.739
258	25	145.767	27.886
	28	70.406	19.665
	31	41.827	6.566
190	38	31.043	3.277
	35	7.644	0.753
	22	60.724	16.961
	32	54.918	5.797
	21	35.671	9.963
191	39	7.259	0.716
	36	110.652	21.168
	33	73.089	7.672
203	40	115.312	12.025
	37	78.911	7.778
	34	8.777	0.865

$$m_{tc} > m_t \text{ and } \mu(395) = 0.135 < 0.5$$

switch 27-28 can be used.

S.10 – Reserve of candidate feeder AL8;

$$\text{Reserve} = m_{AL8} = 395 - I_{FD} = 395 - 180 = 215A$$

$m_t > m_{AL8} \Rightarrow$ the switching operation is not possible

S.11 – Switches 26-27, 30-33, 29-30 are selected.

S.12 – Switch 26-27.

S.13 – Switches 26-27 and 27-28 connect load point 27. Switch 26-27 cannot be selected.

S.12 – Switch 30-33.

S.14 – At least $m_t - m_{AL8} = 43A$ must be alleviated

$$m_{30-33, 29-30} = 293 + 293 = 586A$$

since $0.5 \times 586 = 293 > 43A$, continue.

S.15 – $\mu_{m30-33} = 1.37 < \mu_T$. Switch 30-33 is selected;

S.16 – $m_{30} = 45.45 < m_{30-33} \Rightarrow$ there is switch reserve.

$$\text{reserve of } m_{AL11} = 395 - I_{FD} = 395 - 191 = 204A$$

since $204A > 45.45A$ the transfer can be made.

S.17 – Load (30) is transferred to AL11 by closing 30-33 and opening 27-30. The new value for I_{FD8} is:

$$I_{FD8} = 180 - 45.4 = 134.6A;$$

S.18 – The new reserve of AL8 is $395 - 134.6 = 260.4A$;

$260.4A > 258A$, however $\mu(260.4) = 0.998 > 0.5$. The reserve is still small.

S.15 – The index $\mu_{m29-30} = 3.96 > \mu_T$. Switch 29-30 cannot be selected. Undo switching operation of S.17.

S.8 – NC switches: 28-31 and 25-28;

S.9 – Switch 25-28 is operated;

S.4 – Regions (25) and (28, 31);

S.5 – Region (28, 31);

S.6 – Switch 27-28;

S.7 – Reserve to 27-28 is 395A;

$$m_t = m_{28} + m_{31} = 70.41 + 41.83 = 112.24A,$$

$$\alpha_t = 19.67 + 6.57 = 26.24A$$

$$395 > m_t \text{ and } \mu(395) = 0.009 < 0.5,$$

AL8 load transfer is possible.

S.10 – Reserve of candidate feeder AL8:

Reserve = 395 – I_{FD} = m_{AL8} = 215A,

$m_{AL8} > m_1$ and $\mu(215) = 0.061 < 0.5$.

Load transfer is possible.

S.19 – Transfer region (28, 31) through switch 27-28 to AL8 and region 25 cannot be reconnected.

S.21 – Open 25-28 and close 27-28.

7. Conclusions

Taking into account that (a) remote control of every point of the distribution system is very difficult, (b) the uncertainties present in the operation of a distribution system, and, most importantly, (c) the need to avoid the use of search algorithms, which could demand a heavy computational effort, the application of fuzzy sets along with an heuristic restoration algorithm, showed to be an efficient restoration tool. Several tests and comparisons with [7,6] were performed during the development of the algorithm. They have shown that its application in real-time operation is possible.

Acknowledgements

This work has been supported by Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), Brazil.

Appendix A. Fuzzy costs for switching operations

In order to quantify a linguistic term like “very expensive” to a switching operation it is necessary to subdivide each aspect of this term, as described in Section 3. It follows a numerical example of the computation of the membership function μ_C (Eq. (4)).

Switch type aspect

Switch very cheap	SW ₁	SW ₂	SW ₃	SW ₄	SW ₅
Positive replies number	5	0	2	6	2

$$\begin{aligned}\mu_C(SW_1) &= 5/15 = 0.33, & \mu_C(SW_4) &= 6/15 = 0.40, \\ \mu_C(SW_2) &= 0/15 = 0.00, & \mu_C(SW_5) &= 2/15 = 0.13, \\ \mu_C(SW_3) &= 2/15 = 0.13.\end{aligned}$$

Customers type aspect

Switch very cheap	SW ₁	SW ₂	SW ₃	SW ₄	SW ₅
Positive replies number	3	1	3	4	2

$$\begin{aligned}\mu_C(SW_1) &= 3/15 = 0.20, & \mu_C(SW_4) &= 4/15 = 0.27, \\ \mu_C(SW_2) &= 1/15 = 0.07, & \mu_C(SW_5) &= 2/15 = 0.13, \\ \mu_C(SW_3) &= 3/15 = 0.20.\end{aligned}$$

Number of customers aspect

Switch very cheap	SW ₁	SW ₂	SW ₃	SW ₄	SW ₅
Positive replies number	3	2	3	4	3

$$\begin{aligned}\mu_C(SW_1) &= 3/15 = 0.20, & \mu_C(SW_4) &= 4/15 = 0.27, \\ \mu_C(SW_2) &= 2/15 = 0.13, & \mu_C(SW_5) &= 3/15 = 0.20, \\ \mu_C(SW_3) &= 3/15 = 0.20.\end{aligned}$$

Operation difficulty aspect

Switch very cheap	SW ₁	SW ₂	SW ₃	SW ₄	SW ₅
Positive replies number	6	1	4	5	3

$$\begin{aligned}\mu_C(SW_1) &= 6/15 = 0.40, & \mu_C(SW_4) &= 5/15 = 0.33, \\ \mu_C(SW_2) &= 1/15 = 0.07, & \mu_C(SW_5) &= 3/15 = 0.20, \\ \mu_C(SW_3) &= 4/15 = 0.27.\end{aligned}$$

Period of day aspect

Switch very cheap	SW ₁	SW ₂	SW ₃	SW ₄	SW ₅
Positive replies number	2	2	2	4	2

$$\begin{aligned}\mu_C(SW_1) &= 2/15 = 0.13, & \mu_C(SW_4) &= 4/15 = 0.27, \\ \mu_C(SW_2) &= 2/15 = 0.13, & \mu_C(SW_5) &= 2/15 = 0.13, \\ \mu_C(SW_3) &= 2/15 = 0.13.\end{aligned}$$

Day of week aspect

Switch very cheap	SW ₁	SW ₂	SW ₃	SW ₄	SW ₅
Positive replies number	4	1	3	4	1

$$\begin{aligned}\mu_C(SW_1) &= 4/15 = 0.27, & \mu_C(SW_4) &= 4/15 = 0.27, \\ \mu_C(SW_2) &= 1/15 = 0.07, & \mu_C(SW_5) &= 1/15 = 0.07, \\ \mu_C(SW_3) &= 3/15 = 0.20.\end{aligned}$$

Expression (3) is used for the six different μ_C for each switch in order to obtain only one aggregated cost:

Switch	SW ₁	SW ₂	SW ₃	SW ₄	SW ₅
"Very cheap"	0.84	0.39	0.72	0.89	0.61

According to the above table, switch 4 is the one in which operation is the cheapest.

References

- [1] D. Dubois, H. Prade, Operations on fuzzy numbers, *Internat. J. Systems Sci.* 9 (1978) 613–626.
- [2] D. Dubois, H. Prade, Systems of linear fuzzy constraints, *J. Fuzzy Sets and Systems* 3 (1980) 37–48.
- [3] Y. Fukuyama, Y. Ueki, Application of genetic algorithms to service restoration in distribution systems, *Electrical Eng. Japan* 115 (3) (1995) 30–37.
- [4] Y.Y. Hsu, H.-C. Kuo, A heuristic based fuzzy reasoning approach for distribution system service restoration, *IEEE Trans. PWRD* 9 (2) (1994) 948–953.
- [5] A. Kaufmann, *Introduction to the Theory of Fuzzy Subsets*, Academic Press, New York, 1975.
- [6] H.C. Kuo, Y.Y. Hsu, Distribution system load estimation and service restoration using a fuzzy set approach, *IEEE Trans. PWRD* 8 (4) (1993) 1950–1957.
- [7] A.L. Morelato, A. Monticelli, Heuristic search approach to distribution system restoration, *IEEE Trans. PWRD* 4 (4) (1989) 2235–2241.
- [8] M.A. Pereira, C.A.F. Murari, C.A. Castro, A fast on-line three phase power flow for radial distribution systems, *Proc IEE Japan Power&Energy, Session I-E*, paper 110, 1996.
- [9] T.L. Saaty, *The Analytic Hierarchy Processes*, MacGraw Hill New York, 1980.
- [10] D. Shirmohammadi, Service restoration in distribution networks via network reconfiguration, *IEEE Trans. PWRD* (2) (1992) 952–958.
- [11] Q. Zhou, D. Shirmohammadi, W.-H. Edwin Liu, Distribution feeder reconfiguration for service restoration and load balancing, *IEEE Trans. PWRS* 12 (2) (1997) 724–729.

Anexo B

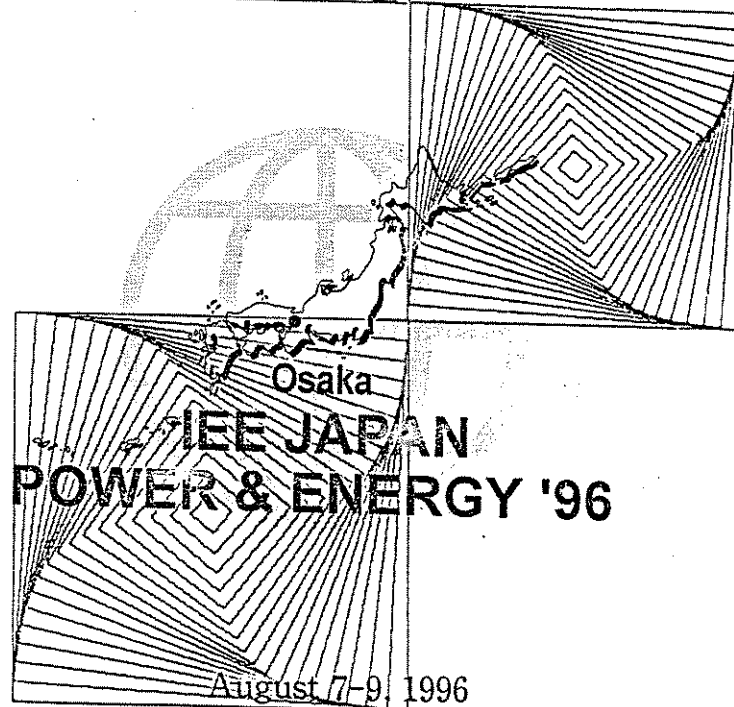
Artigo apresentado no “Seven Annual Conference of Power & Energy Society” em Osaka, Japão. Este artigo descreve um fluxo de carga para redes de distribuição radial, utilizado para obter os valores da função objetivo do algoritmo genético.

Autores: Marcelo Adorni Pereira
Carlos Alberto Favarin Murari
Carlos Alberto de Castro Jr.

Título: “A fast on-line three phase power flow for radial distribution systems”

IEE Japan Power & Energy '96

Proceedings of the Seven Annual Conference
of
Power & Energy Society
IEE Japan
(Session I-E)



Osaka University, Japan



POWER & ENERGY SOCIETY

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL ENGINEERS OF JAPAN (IEEEJ)

A FAST ON-LINE THREE PHASE POWER FLOW FOR RADIAL DISTRIBUTION SYSTEMS

M.A. Pereira

C.A.F. Murari

C.A. Castro

UNICAMP/FEE/DSEE

C.P. 6101

13081-970 Campinas SP Brazil

Summary

This paper describes a robust and very fast algorithm for an on-line three phase power flow for radial distribution networks. Because of its accuracy and computational efficiency, this algorithm can be used in planning, as well as reconfiguration, loss reduction and on-line monitoring in the distribution system operation. Important implementation aspects of the method and the results of its application to realistic distribution networks are also presented.

Keywords: radial distribution networks, three phase power flow, distribution automation, distribution systems operation.

Introduction

Power flow solutions play a central role in the analysis of power systems. They are required for both planning and operation. The performance of the analysis depends strongly on the accuracy and computational efficiency of the power flow method being used. As far as the operation of distribution systems is concerned, power flow solutions are required in the on-line monitoring and reconfiguration processes (for load balancing and loss reduction, for example). Several methods of power flow solutions for radial distribution systems have been proposed in the literature. They can be roughly classified as methods that use some kind of forward/backward sweep [1-5] and methods based on the traditional power flow formulation for transmission systems adapted to the particular distribution systems characteristics [6]. Reference [1] presents a power flow method for solving weakly meshed distribution and transmission networks, using a multi-port compensation technique [7,8] and basic formulations of Kirchhoff's laws. A recursive formula was proposed in [2], especially for radial distribution feeders and used in the capacitor placement problem. The set of power flow equations developed in [2] was reformulated in [3] to estimate the power loss reduction due to a branch exchange. Reference [4] reports on a direct power flow solution technique for radial distribution networks and it has been extended for meshed and unbalanced distribution networks. A simple, fast and

approximate power flow method was presented in [5] to assist a reconfiguration algorithm for determining the minimum loss configuration of radial distribution network. This power flow algorithm has the flexibility of accommodating any change in the network configuration or inclusion/exclusion of some components and it is fast enough for real time applications. In [6] it is proposed a Newton-based power flow that takes advantage of the particular topology of radial distribution systems in order to reduce the size of the system of equations to be solved.

In this paper we propose an algorithm for the solution of a three phase radial power flow as a modified extension of the method presented in [5].

This paper is organized as follows. First, network topology aspects are discussed and a bus/branch numbering scheme is presented. Then the basic power flow algorithm is described. The extension of the basic algorithm to three phase radial power flow is shown. The algorithm is used for solving a small sample distribution system. The results with realistic systems are also presented. Finally the conclusions and suggestions for future work are discussed.

Network topology

It has been assumed a radial structure for the distribution system. This assumption holds true for most real networks.

For the sake of simplicity it has been assumed that a certain node of the network has one incoming (feeding) and at most two outgoing (fed) branches, as shown in Fig. 1. The names adopted here are based on the natural idea of the direction of the power flow. It is very easy to make appropriate modifications in the algorithm to take into account any number of outgoing branches. The substation bus is numbered as 0.

The node/branch numbering scheme was chosen such to minimize the amount of data to be stored. It can be seen in Fig. 1 that a certain node has the same number of incoming branch. Table I shows the topology data structure for the sample system of Fig. 1, where "NoAhead

and "NoAhead-2" stand for the first and second nodes fed from "Node" through branches whose numbers are "NoAhead-1" and "NoAhead-2" respectively.

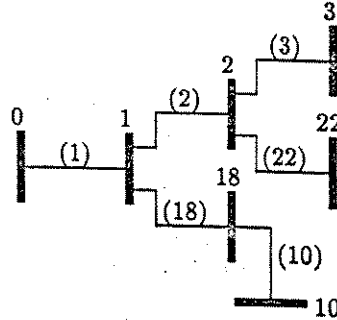


Fig.1 Numbering scheme

Table I - Topology data structure

Node	NoAhead-1	NoAhead-2
0	1	-
1	2	18
2	3	22
3	-	-
10	-	-
18	10	-
22	-	-

Description of the basic algorithm

The algorithm is based on the idea of accumulating power in nodes. Fig.2 shows the process of obtaining the accumulated (summed) power for all nodes in the system. The loop starts at the end nodes and goes backward to the substation node. The summed power (SP) of a node k depends on the load power (P) at node k itself, the summed power at the nodes fed from k , and the branch losses (BL). Since branch losses are unknown a priori, they are initially assumed as zero. They will be computed by the method.

The computation process is based on a two-loop iterative process for both branch currents and branch power losses and is described as follows. The voltage at the substation bus is assumed to be known.

- Initialize iteration counter $\nu = 0$ and branch losses $BL_i = 0$ ($i = 1, \dots, \text{NBR}$), where NBR is the number of branches.
- Initialize bus $i = 1$.
- Initialize voltage at bus i (v_i^ν) as the voltage of the feeding node (node behind).

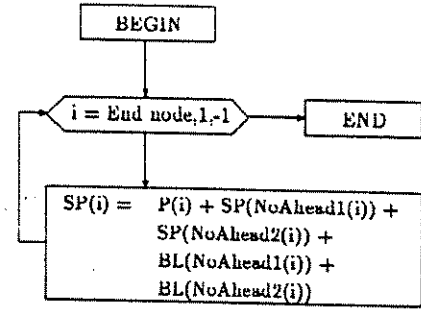


Fig.2 Computation of the summed power

- Compute SP_i .
- Compute the current at branch i (feeding branch):

$$I_i^\nu = (SP_i / v_i^\nu)^* \quad (1)$$

- Compute the voltage drop at branch i :

$$dv_i^\nu = z_i \cdot I_i^\nu \quad (2)$$

where z_i is the impedance of branch i .

- $\nu = \nu + 1$.

- Compute the current at branch i :

$$I_i^\nu = [SP_i / (v_i^{\nu-1} - dv_i^{\nu-1})]^* \quad (3)$$

If $|I_i^{\nu-1} - I_i^\nu| > \epsilon_I$ (tolerance) go to step (f).
Otherwise, continue.

- Compute the loss at branch i :

$$BL_i^\nu = (dv_i^{\nu-1} \cdot I_i^\nu)^* \quad (4)$$

- Update voltage:

$$v_i^\nu = v_i^{\nu-1} - dv_i^\nu \quad (5)$$

- If i is not an END NODE, let $i = i + 1$ and go to step (c).
Otherwise, continue.

- If $|BL_i^\nu - BL_i^{\nu-1}| > \epsilon_L$ (tolerance), go to step (b).
Otherwise, stop.

The iterative process converges very quickly, as it will be shown later. Depending on the accuracy level required, tolerances ϵ_I and ϵ_L can be adjusted appropriately. It should be pointed out that voltages, voltage drops, currents, powers and power losses are complex quantities.

Extension to three-phase radial power flow

Practical distribution networks are basically unbalanced due to single-phase loads, single and double-phase radial laterals of primary feeders, and eventual unbalanced three-phase loads.

The necessary modifications for the application of the algorithm proposed in this paper to the three phase case are in the variables of the load flow problem, as follows:

- the complex voltages of the three phases are represented. The voltage at the substation is assumed to be balanced.
- the complex powers of the three phase are also represented:

$$S = \begin{bmatrix} P_a + jQ_a \\ P_b + jQ_b \\ P_c + jQ_c \end{bmatrix} \quad (6)$$

where a , b and c are the phases.

- the branch impedances are represented by the following 3×3 impedance matrix

$$Z = \begin{bmatrix} (R_{aa} + jX_{aa}) & (R_{ab} + jX_{ab}) & (R_{ac} + jX_{ac}) \\ (R_{ba} + jX_{ba}) & (R_{bb} + jX_{bb}) & (R_{bc} + jX_{bc}) \\ (R_{ca} + jX_{ca}) & (R_{cb} + jX_{cb}) & (R_{cc} + jX_{cc}) \end{bmatrix} \quad (7)$$

The computation of its elements are shown in [10] and are based on modified Carson's equations and further Kron's reduction.

Simple numerical example

Fig.3 shows a very simple four bus radial system which will be used to illustrate the application of the proposed algorithm.

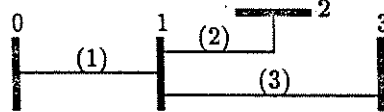


Fig.3 Four bus test example system

Table II shows the branch lengths (LEN), branch types (T) and real (P) and reactive (Q) powers at the buses for each phase (a , b and c). It can be noticed that the example system contains very unbalanced loads and branches with different lengths and configurations.

Table II – Branch and load data

Branch	LEN (m)	T	P (kW)	Q (kVar)
0 - 1	500	1	500.00	135.00
			990.00	230.00
			750.50	300.20
1 - 2	5800	2	350.20	53.70
			420.50	92.10
			300.00	170.00
1 - 3	15000	3	550.75	20.22
			222.10	30.80
			515.00	23.50

Table III shows the characteristics of the conductors used in the system and table IV shows the types of branch configurations, based on [9].

Table III – Conductor characteristics

Conductor	Type	Resistance (Ω/m)	GMR (m)
336,400	ACSR	$1.9014 \cdot 10^{-4}$	$7.4371 \cdot 10^{-3}$
1/0	Cu	$3.7717 \cdot 10^{-4}$	$3.3924 \cdot 10^{-3}$
#2	ACSR	$1.0501 \cdot 10^{-3}$	$1.2741 \cdot 10^{-3}$
10	Cu	$3.6680 \cdot 10^{-3}$	$1.0100 \cdot 10^{-3}$

Table IV – Branch configurations

T	Phases	Neutral
1	336,400	10
2	336,400	1/0
3	1/0	#2

The structure used is shown in Fig.4 where the conductor spacings are specified.

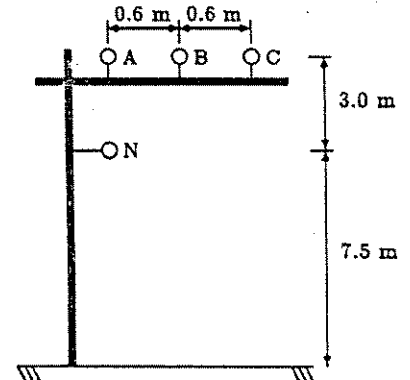


Fig.4 Structure and conductors' spacings

There are three impedance matrices each corresponding to a branch of the system. Their elements in Ohms are:

Branch (1): $Z_{11} = 0.1451 + j0.4267$
 $Z_{22} = 0.1450 + j0.4267$
 $Z_{33} = 0.1445 + j0.4269$
 $Z_{12} = Z_{21} = 0.0500 + j0.2612$
 $Z_{13} = Z_{31} = 0.0498 + j0.2351$
 $Z_{23} = Z_{32} = 0.0497 + j0.2613$

Branch (2): $Z_{11} = 1.6107 + j4.0698$
 $Z_{22} = 1.6086 + j4.0766$
 $Z_{33} = 1.6029 + j4.0954$
 $Z_{12} = Z_{21} = 0.5069 + j2.1532$
 $Z_{13} = Z_{31} = 0.5039 + j1.8596$
 $Z_{23} = Z_{32} = 0.5029 + j2.1661$

Branch (3): $Z_{11} = 12.3007 + j13.5250$
 $Z_{22} = 12.2926 + j13.5347$
 $Z_{33} = 12.2702 + j13.5617$
 $Z_{12} = Z_{21} = 1.8576 + j6.6424$
 $Z_{13} = Z_{31} = 1.8463 + j5.8720$
 $Z_{23} = Z_{32} = 1.8423 + j6.6608$

The results obtained for tolerances $\epsilon_I = 1$ pu and $\epsilon_L = 10^{-5}$ pu are shown in tables V and VI. The iterative process converged in 2 iterations.

Table V - Voltages for example system

Bus	Phase	Voltage (kV)
0	A	11.8000 $\angle$ 0.00°
	B	11.8000 $\angle$ -120.00°
	C	11.8000 $\angle$ 120.00°
1	A	11.7855 $\angle$ -0.09°
	B	11.7794 $\angle$ -120.08°
	C	11.7812 $\angle$ 119.88°
2	A	11.7281 $\angle$ -0.39°
	B	11.7367 $\angle$ -120.38°
	C	11.7281 $\angle$ 119.75°
3	A	11.3840 $\angle$ -2.40°
	B	11.6257 $\angle$ -119.74°
	C	11.1665 $\angle$ 118.17°

Table VI - Currents for example system

Branch	Phase	Current (A)
0-1	A	122.0163 $\angle$ -9.32°
	B	141.9227 $\angle$ -132.22°
	C	141.7654 $\angle$ 102.21°
1-2	A	30.0618 $\angle$ -8.81°
	B	36.5442 $\angle$ -132.44°
	C	29.2687 $\angle$ 90.35°
1-3	A	46.7627 $\angle$ -2.19°
	B	19.0354 $\angle$ -127.98°
	C	43.7594 $\angle$ 117.27°

Test results

The proposed solution method has been implemented on a SUN SPARCstation 2. The test system was a real life 33 bus feeder (11.8 kV) of a Brazilian distribution utility. Its topology is shown in Fig.5.

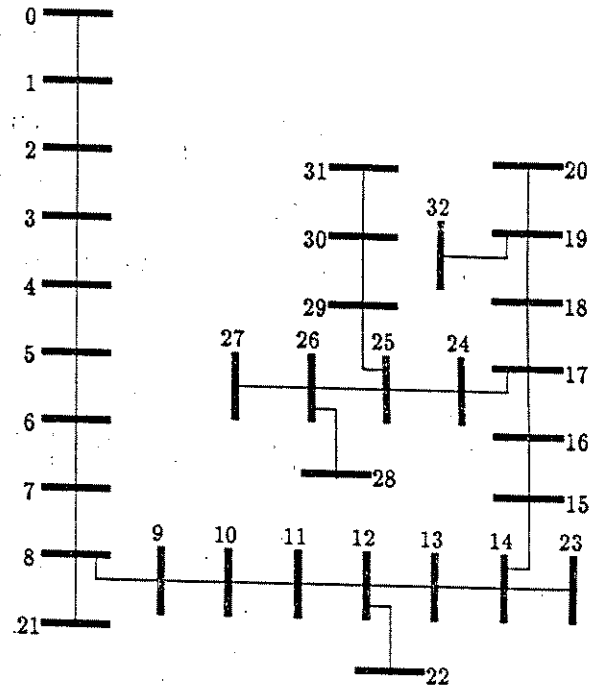


Fig.5 Real life 33 bus distribution system

The results obtained by the proposed method agreed with the data provided by the utility. A comparison with the output from a Newton-based three phase power flow has also shown that the proposed method is very accurate.

Fig.6 shows the voltages of the terminal buses (phase a) for each iteration and Fig.7 shows the voltages of all buses (phase a) for each iteration. The tolerances used were $\epsilon_I = 1$ pu and $\epsilon_L = 10^{-5}$ pu. Tolerance ϵ_I was set to a large value and ϵ_L set on a small value in order to result in a larger number of iterations. The iterative process in this case converged in 6 iterations (step (1) of basic algorithm). With the more practical values $\epsilon_I = 1$ pu and $\epsilon_L = 10^{-5}$ pu the process converged in 2 iterations, and took a CPU time of about 0.06 seconds, not including input and output times.

It can be noticed the excellent convergence characteristics of the method. Table VII shows the voltage mismatches for each iteration. After the first iteration the voltages practically reach their final values. This feature is very

important in the automated operation of distribution systems, where one of the most important control functions is the reconfiguration of the system aiming to minimize losses or to balance load among feeders. In this case, the effectiveness of the switchings can be verified through a power flow. The proposed method can be used and the efficiency of the process can be improved by executing only one iteration of the proposed method. As a result, CPU time savings can be achieved without significant loss of accuracy.

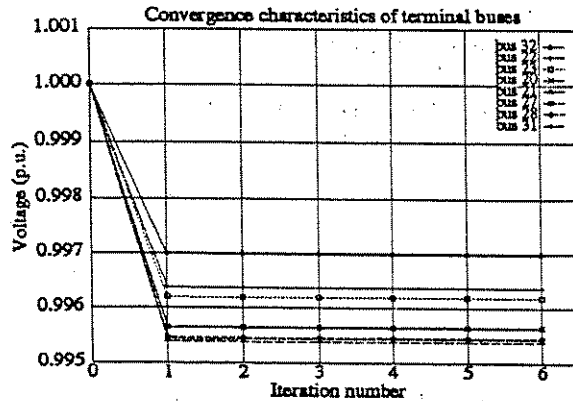


Fig.6 Voltages of terminal buses

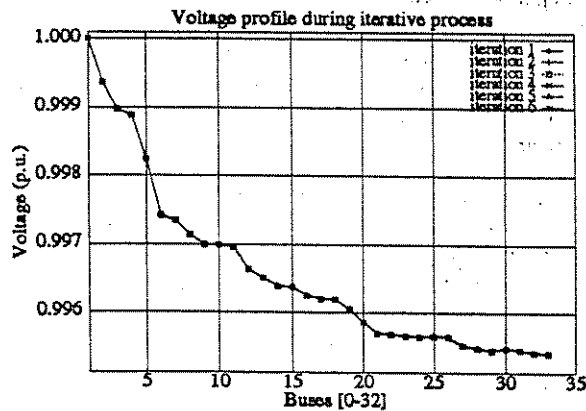


Fig.7 Voltage profile during iterative process

Table VII - Voltage mismatches

Iteration	Mismatch (pu)	Bus
1	$2.8056 \cdot 10^{-3}$	5
2	$1.2457 \cdot 10^{-5}$	1
3	$3.9686 \cdot 10^{-8}$	1
4	$8.3113 \cdot 10^{-11}$	1
5	$1.3676 \cdot 10^{-13}$	1
6	$1.7217 \cdot 10^{-16}$	1

Tests were also conducted in order to take into account the existence of voltage regulators in the system. As first step, a simple model has been implemented for the tap changing compensator circuit, as described in [1]. The compensator circuit of the voltage regulator is programmed to perform a tap adjustment so as to keep the controlled bus voltage at a specified value. The adjustment is given by:

$$t_i^{\text{new}} = t_i^{\text{old}} + \alpha_i \cdot (V_k^{\text{sp}} - V_k^{\text{cal}}) \quad (9)$$

where t_i^{new} and t_i^{old} are the tap positions of transformer i , V_k^{sp} and V_k^{cal} are respectively the specified and current voltages at the controlled bus k and α_i is sensitivity factor usually kept constant at a value around unity.

After updating the voltage at the controlled bus (step of the basic algorithm), equation (8) is used in order to check for tap changing. Considering that tap change is discrete, the new tap position must be rounded to the next actual position. The new tap position settings must also take into account the upper and lower limits. No iterative process converges if power loss variation is small and there has been no tap changing in the current iteration (step (1) for the algorithm).

A voltage regulator was inserted between buses 16 and 17 in the system of Fig.3. The regulator's turns ratio varies between 0.9 and 1.1 pu (positions 0 to 20) in steps of 0.05 pu. Bus 17 is the controlled bus and its voltage must be kept to 1.02 pu. This is equivalent to having R and settings of the compensator circuit adjusted to zero [7]. Table VIII shows the results for both normal and heavy load conditions. The number of iterations, tap position and voltages at the controlled bus are presented.

Table VIII - Results with voltage regulator

Iterations		Normal	Heavy
		2	3
Tap pos.	A	2	7
	B	2	4
	C	2	2
Volt. (pu)	A	$1.0165 \angle -0.18^\circ$	$1.0199 \angle -0.37^\circ$
	B	$1.0171 \angle -120.22^\circ$	$1.0172 \angle -121.92^\circ$
	C	$1.0183 \angle 119.81^\circ$	$1.0208 \angle 119.59^\circ$

Tests have shown that voltage regulator control can be easily accommodated into the algorithm and does not affect significantly the convergence performance of the method. More complex voltage regulator models, such as the one described in [10] are presently being studied and implemented.

Conclusions

An algorithm for the solution of a three-phase radial power flow has been proposed as a modified extension of the method presented in [5]. The algorithm is simple, computationally efficient and numerically robust. Test results performed on a realistic distribution system showed that the algorithm is very fast and provides accurate solution. Voltage regulator models can be easily accommodated into the basic algorithm without influencing significantly in the convergence performance. The proposed method also proved to be a very efficient tool in the reconfiguration process. Modifications in the proposed method for the solutions of weakly meshed systems are being investigated. The inclusion of more complex voltage regulator models is under investigation.

Acknowledgements

The authors appreciate the help of the utility Companhia Paulista de Força e Luz for providing the system data as well as important technical information during the research work. They would like to thank Mr. A.V. Garcia and Miss M.G. Zago for providing the Newton-based three phase power flow program used for the comparison of results. The first author was supported by CNPq, the Brazilian Research and Development National Council during the research work.

References

- [1] D. Shirmohammadi, H.W. Hong, A. Semlyen, and G.X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks", *IEEE Trans. on Power Systems*, **3**, pp. 753-762, 1988.
- [2] M.E. Baran and F.F. Wu, "Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system", *IEEE Trans. on Power Delivery*, **4**, pp. 735-743, 1989.
- [3] M.E. Baran and F.F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing", *IEEE Trans. on Power Delivery*, **4**, pp. 1401-1407, 1989.
- [4] S.K. Goswami and S.K. Basu, "Direct solution of distribution systems", *IEE Proceedings-C*, **138**, pp. 78-88, 1991.
- [5] S.K. Goswami and S.K. Basu, "A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization", *IEEE Trans. on Power Delivery*, **7**, pp. 1484-1491, 1992.
- [6] R.D. Zimmerman and H.D. Chiang, "Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, **10**, pp. 2045-2052, 1995.

- [7] W.F. Tinney, "Compensation methods for network solutions by optimally ordered triangular factorization", *Power Industry Computer Applications Conference*, Boston, MA, May 24-26, 1971.
- [8] G. Gross and H.W. Hong, "A two-step compensation method for solving short circuit problems", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, **PAS-101**, pp. 1322-1331, 1982.
- [9] IEEE Distribution Planning Working Group, "Radial distribution test feeders", *IEEE Trans. on Power Systems*, **6**, pp. 975-985, 1991.
- [10] W.H. Kersting and W.H. Phillips, "Distribution feeder line models", *IEEE Trans. on Industrial Applications*, **31**, pp. 715-720, 1995.
- [11] B. Stott, "Review of load-flow calculation methods", *Proceedings of the IEEE*, **62**, pp. 916-929, 1974.

Biographies

Marcelo A. Pereira received the B.S. degree in 1990 from UNESP, Brazil, and the M.S. degree in 1993 from Unicamp, Brazil. He is currently working towards his Ph.D. degree in EE at Unicamp. His research activities include control and automation of electrical power systems.

Carlos A.F. Murari received the B.S., M.S. and Ph.D. degrees respectively in 1975, 1980 and 1986 from Unicamp, Brazil, where he is currently an Associate Professor. His general research interests are in the areas of optimization, control and automation of electrical power systems.

Carlos A. Castro received the B.S. and M.S. degrees respectively in 1982 and 1985 from Unicamp, Brazil, and the Ph.D. degree in 1993 from Arizona State University. Currently, he is an Assistant Professor at Unicamp. His general research interests are in the areas of optimization, control and automation of electrical power systems.

Anexo C

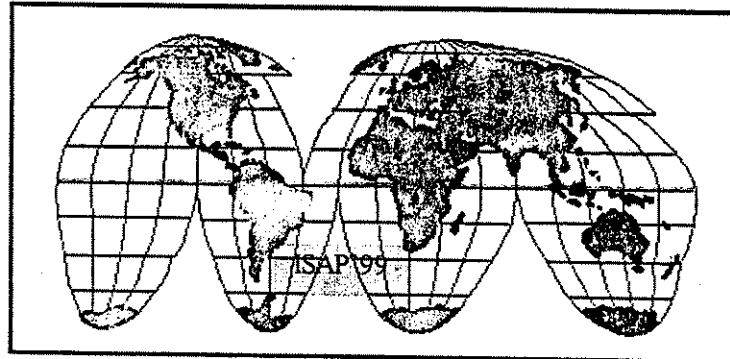
Este anexo traz a cópia do artigo apresentado no “International Conference on Intelligent System Application to Power Systems”, realizado em abril de 1999, no Rio de Janeiro. Ele apresenta a aplicação de conjuntos nebulosos na estimação cargas em redes de distribuição de energia elétrica.

Autores: Marcelo Adorni Pereira
Carlos Alberto Favarin Murari

Título: “Electrical distribution system fuzzy load estimation”

ISAP'99

International Conference on
INTELLIGENT SYSTEM APPLICATION TO POWER SYSTEMS



Rio de Janeiro - Brazil
April 4-8, 1999

PROCEEDINGS

EDITORS:

GERMANO LAMBERT TORRES AND ALEXANDRE P. ALVES DA SILVA

Organizer:

Escola Federal de Engenharia de Itajubá

Founding Organizations:

Royal Institute of Technology (Sweden)

University of Washington (USA)

University of Tokyo (Japan)

La Trobe University (Australia)

ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM FUZZY LOAD ESTIMATION

Marcelo Adorni Pereira

adorni@altavista.net

Carlos Alberto Favarin Murari

murari@dsee.fee.unicamp.br

UNICAMP-DSEE-FEEC- Campinas/SP - P.O. BOX. 6106 - CEP 13.081.970 - Brazil

Abstract: This paper describes a new technique to evaluate fuzzy load estimation in electrical distribution system. An appropriate membership function was chosen as a fuzzy number to deal with imprecise data. An approach to fuzzy numbers' operations (sum, subtraction, and multiplication) is presented. The method can enlarge the system database using the same membership function for all fuzzy numbers, facilitating the fuzzy inference technique applications. A numerical example and a test system demonstrate the method application. Where precision and/or enough data are not available, the method is indicated.

Keywords: Electrical distribution systems; Fuzzy load estimation; Fuzzy numbers; Radial network.

1. INTRODUCTION

Urban- and rural-electric distribution systems are fed through the high- and medium-voltage transmission grid. Primary main feeders come out from the distribution substation and are protected (and operated) by relays and circuit breakers. Connected to those main feeders there are laterals, which in their turn are connected to laterals of other feeders (from the same or another substation), forming a meshed network. In practice, however, distribution systems are radially operated; which means that the laterals are connected through normally open switches. Other components of distribution systems are: (a) automatic voltage regulators, that keep adequate voltage levels under a load varying condition, (b) automatic capacitor banks for supplying reactive power, (c) automatic reclosers to deal with short-duration faults, (d) transformers (medium/low voltages), (e) measurement devices, etc. This leads to a large and complex system, as far as operation is concerned. The planning of either distribution, transmission, and generation systems is performed according to statistic information and forecasts for determined periods. However, the relative growth of distribution systems is higher than the one of transmission systems. In addition, distribution load varies as a function of the hour of the day, the kind of customer, etc. Besides forecasting the system's growth and obtaining an investment plan, distribution planning is also concerned with coming up with alternatives and efficient network operation methods. Load flow and state estimation are important features to allow an efficient operation. However, it is common have not enough real-time information on the electrical distribution systems because there are too many lines and components and it is not economically justifiable to put real-time monitoring and control devices everywhere along feeders and laterals. In a great number of

distribution systems the only information available is the total feeder current recorded at substation [1,2]. Even for systems that have others monitoring points, some imprecision always exists. In addition, human experts tend to use linguistic terms such as "heavy load" or "worst voltage level" to describe the system condition. A special feature of the fuzzy sets is to deal with these kind of imprecision and linguistic terms.

A DC and AC fuzzy load flow is proposed in [3] where the approach of DC load flow is used as a fuzzy imprecision description. The AC load flow is obtained using an incremental technique. The method combines deterministic and fuzzy values using the Jacobian matrix of Newton-Raphson method. The authors comment that their operations cannot convert directly fuzzy loads (P, Q) into (S, θ) form because fuzzy numbers' operations present certain restrictions [4,5,6]. A methodology based on fuzzy sets to currents load estimation is presented in [1] and the membership function used to describe a linguistic variable like "large", "short", etc., is a fuzzy number [4,6]. An hourly load pattern of specific category (Residential, Commercial and Industrial) is used to evaluate their levels. Several simulations of this methodology have shown be very efficient under considerations above.

In this paper we have proposed a new technique to electrical distribution system load flow and state estimation based on fuzzy sets. The fuzzy numbers to voltage, current, load, and loss have an appropriate membership function that facilitates to overcome the fuzzy numbers' operations [4,6]. Instead of use deterministic values such as in [3], we use the fuzzy current load estimation presented in [1] and the fuzzy voltage and load levels are associated with this currents. Three fuzzy operators are shown to deal with this fuzzy numbers. The results such as "good voltage", "low flow", "worst loss" can build a base to decision-makers

and they can give holistic insight to problems and system behavior. Another applications can integrate symbolic and numeric computing to represent the operators' knowledge.

In the following sections we present an appropriate membership function that represent a fuzzy number; some fuzzy numbers' operators; a current load estimate method [1]; a fuzzy load flow, and numerical results.

2. FUZZY NUMBER

A fuzzy number A is defined [4,6] as a fuzzy set on the space of real numbers $\mathbf{R}$, whose membership function is a continuous function or continuous in parts, that satisfies the following conditions:

- $A(x):(-\infty, +\infty) \rightarrow [0,1], x \in \mathbf{R}$
- $\exists m \in \mathbf{R}$ such that $A(m) = 1$
- A is nondecreasing on $(-\infty, m]$
- A is nonincreasing on $[m, +\infty)$

The problem's knowledge is fundamental to choose the membership function. Besides, also it must take in account the fuzzy numbers' operations to avoid problems with the membership function that result of operations such as multiplication and division [4,6]. The extension principle of Zadeh [6] is the start point to obtain a relation between fuzzy sets.

The membership function chosen to deal with our problem is the same presented in [1] and the equation (1) and the figure 1 describe it.

$$A(x) = \frac{1}{1 + \left(\frac{x - m_A}{\alpha_A} \right)^2} \quad (1)$$

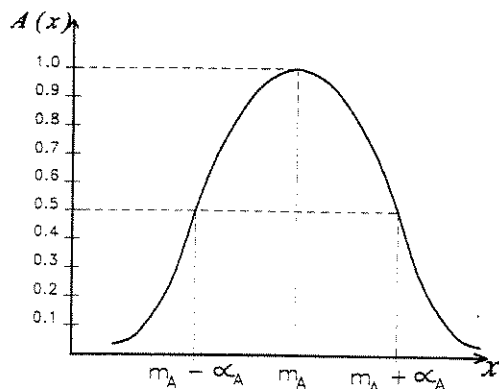


Figure 1 – Membership function to fuzzy number

A convenient representation of this fuzzy number is:

$$A(m_A, \alpha_A) \quad (2)$$

Note that m_A , which is denoted as the mean of the function, gives the most possible value of the fuzzy variable. The other parameter α_A , which is called the spread of the function, describes the degree of fuzziness with the fuzzy variable.

If Z is a complex fuzzy number its representation is defined as:

$$Z = (m_r, \alpha_r) + j(m_x, \alpha_x) \quad (3)$$

and its module $|Z| = (m_z, \alpha_z)$ is:

$$m_z = \sqrt{m_r^2 + m_x^2} \text{ and } \alpha_z = \sqrt{\alpha_r^2 + \alpha_x^2} \quad (4)$$

To facility operations with the fuzzy numbers (2) and (3), an approach is used to define algebraic multiplication and subtraction between fuzzy numbers.

2.1 Fuzzy Numbers' Operators

Let $A(m_A, \alpha_A)$ and $B(m_B, \alpha_B)$ two fuzzy numbers, defined by equation (1). Their algebraic operations and membership function are:

2.1.1- Sum

$$\begin{aligned} C(m_C, \alpha_C) &= A + B \text{ such that:} \\ m_C &= m_A + m_B \\ \alpha_C &= \alpha_A + \alpha_B \end{aligned}$$

2.1.2- Subtraction

$$\begin{aligned} D(m_D, \alpha_D) &= A - B \text{ such that:} \\ m_D &= m_A - m_B \\ \alpha_D &= |\alpha_A - \alpha_B| \end{aligned}$$

2.1.3- Multiplication

$$\begin{aligned} E(m_E, \alpha_E) &= A \times B \text{ such that:} \\ m_E &= m_A \times m_B \\ \alpha_E &= \min \{ |m_E - \beta|, |\eta - m_E| \} \end{aligned}$$

$$\text{where } \beta = \min \{ |(m_A - \alpha_A) \times (m_B - \alpha_B)|, |(m_A - \alpha_A) \times (m_B + \alpha_B)|, |(m_A + \alpha_A) \times (m_B - \alpha_B)|, |(m_A + \alpha_A) \times (m_B + \alpha_B)| \},$$

$$\text{and } \eta = \max \{ |(m_A - \alpha_A) \times (m_B - \alpha_B)|, |(m_A - \alpha_A) \times (m_B + \alpha_B)|, |(m_A + \alpha_A) \times (m_B - \alpha_B)|, |(m_A + \alpha_A) \times (m_B + \alpha_B)| \}$$

The definition of variables β and η originates from the interval analysis such as in [6].

Both subtraction and multiplication operators result in a narrower interval $((m_A - \alpha_A), (m_A + \alpha_A))$. The α_D (subtraction) and α_E (multiplication) values are calculated so that the resulting membership function can be represented by the equation (1). Thus, the fuzzy number properties and the main region around m_E and m_D are preserved.

If A and/or B are a complex fuzzy number, the module is obtained from real and imaginary part separately such as the equation (4).

A Fuzzy DC Power Flow presented in [3] superimposes a deterministic DC Load Flow with a fuzzy possibility distribution to obtain the possibility distributions of bus angles and active power flows without operating with fuzzy numbers. By using the fuzzy numbers' operators, described in this section, a Fuzzy DC Power Flow can also be implemented. If the loads are described as fuzzy numbers and the matrix $[B]$ has crisp values, the bus angles are determined as fuzzy numbers by applying sum and multiplication operators. For AC Power Flow, the problem concerned to a phenomenon of accumulation of fuzziness [6] can occur, however the precision of an AC Power Flow is out of the context.

3. FUZZY CURRENT ESTIMATION

A special feature of the fuzzy set approach is to deal with uncertain terms such as the current load estimation method proposed in [1], which has shown to be a good option to quantify the current load level necessary to perform a fuzzy load flow.

As far as the current estimation is concerned, two fundamental concepts are used: (a) customers are grouped into categories according to their own characteristics (residential, commercial and industrial), and (b) a pattern for hourly loads that reflects the probable power demand at specific times of the day is used. This hourly load pattern can be classified as very low (VL), low (L), medium (M), high (H) and very high (VH). At a certain time of the day, the corresponding load may fall into one of the levels referred above. Therefore it is possible quantify a situation corresponding to the following linguistic term: "Around 5:00 p.m. the commercial load is VH". A membership function that associates these linguistic terms to specific load x is a fuzzy number fixed by equation (1).

The values of m and α are estimated based on historical load records for typical customers belonging to all three categories and on the system's own characteristics. The basic steps of the fuzzy current estimator method are:

- i) Measure the main feeder current I_{FD} next to the substation;
- ii) Classify the customers, and determine their respective rated capacities;
- iii) For each customer is obtained the value of m_i and α_i based on the current load level determined by the hourly load pattern curve and table 1 of reference [1] reproduced below;

- iv) Compute the current fuzzy value I_i by:

$$I_i(x) = \frac{1}{1 + \left(\frac{x - m_{I_i}}{\alpha_{I_i}} \right)^2}, \quad (5)$$

where:

$$m_{I_i} = I_{FD} \cdot (m_i \cdot C_i) / \sum_{j=1}^N (m_j \cdot C_j),$$

$$\alpha_{I_i} = m_{I_i} \cdot (\alpha_i / m_i),$$

and C_m - ($m = i, j$) - is the rated capacity in the point, N is the amount of branching points that receive power from the feeder, and I_{FD} is the current feeder next to the substation.

Table 1 (from reference [1])

Parameters		Linguistic variables				
		VL	L	M	H	VH
m	commercial	0.130	0.280	0.570	0.740	0.850
	industrial	0.150	0.350	0.540	0.720	0.900
	residential	0.120	0.220	0.450	0.680	0.860
α	commercial	0.022	0.056	0.092	0.096	0.243
	industrial	0.024	0.062	0.057	0.073	0.176
	residential	0.015	0.033	0.048	0.069	0.135

Several simulations were performed, showing that the fuzzy current estimation algorithm used in this paper is very efficient and practical.

4. FUZZY LOAD ESTIMATION

After current load estimation is ready, the fuzzy load estimation is obtained by following steps:

- i) Fuzzy Current Branches

They are obtained through the equation (5)

$$I_{B_j} = I(m_{I_{B_j}}, \alpha_{I_{B_j}}), \quad (6)$$

where $m_{I_{B_j}} = \sum_{i=1}^{\Omega} m_{I_i}$ and $\alpha_{I_{B_j}} = \sum_{i=1}^{\Omega} \alpha_{I_i}$.

Ω is the set of branching points that receive power from point j .

- ii) Fuzzy Drop Voltage

$$\Delta V_{B_i} = \Delta V(m_{\Delta V_i}, \alpha_{\Delta V_i}), \quad (7)$$

where $m_{\Delta V_i} = m_{I_{B_i}} \cdot z_{B_i}$ (z_{B_i} = branch impedance)

and $\alpha_{\Delta V_i} = \min(|m_{\Delta V_i} - \beta|, |\eta - m_{\Delta V_i}|)$,

β and η are applied with $(m_{I_{B_j}}, \alpha_{I_{B_j}})$ and z_{B_i} .

iii) Fuzzy Bus Voltage

$$V_{B_i} = V(m_{VB_i}, \alpha_{VB_i}), \quad (8)$$

where $m_{VB_i} = m_{VB_{i-1}} - m_{\Delta V_i}$,

and $\alpha_{VB_i} = |\alpha_{VB_{i-1}} - \alpha_{\Delta V_i}|$,

$m_{VB_i} = 1.0$ and $\alpha_{VB_i} = 0.0$ in the first step.

iv) Fuzzy Branches Losses

$$LS_i = LS(m_{LS_i}, \alpha_{LS_i}), \quad (9)$$

where $m_{LS_i} = m_{\Delta V_i} \cdot m_{IB_i}^*$,

and $\alpha_{LS_i} = \min\{|m_{LS_i} - \beta|, |\eta - m_{LS_i}|\}$,

β and η are applied with $(m_{IB_i}, \alpha_{IB_i})$ and $(m_{\Delta V_i}, \alpha_{\Delta V_i})$.

* denotes conjugate.

v) Fuzzy Load

$$S_i = S(m_{S_i}, \alpha_{S_i}), \quad (10)$$

where $m_{S_i} = m_{VB_i} \cdot m_{I_i}^* - m_{LS_i}$,

and

$$\alpha_{S_i} = |\min\{|m_{S_i} - \beta|, |\eta - m_{S_i}|\} - \alpha_{LS_i}|,$$

β and η are applied with $(m_{VB_i}, \alpha_{VB_i})$ and (m_{I_i}, α_{I_i}) .

5. NUMERICAL EXAMPLE

Figure 2 shows a simple test system with its rated capacity loads. Table 2 presents the customers type and its respective m and α values obtained from hourly load pattern. The tables 3 and 4 show the system's state by simulating an aleatory load variation and using a conventional load flow [7]. Applying the equation (5) the m_i and α_i are obtained. These values correspond to the fuzzy current estimated.

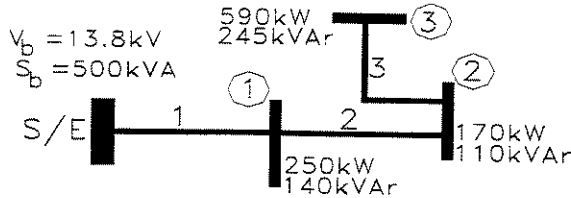


Figure 2 – Test system

Table 2 – Customers data

Bus	Type	Level	m	α
1	Commercial	VH	0.850	0.243
2	Residential	VH	0.860	0.135
3	Industrial	H	0.720	0.073

Table 3 – Random load, current and voltage bus

Bus	P(kW)	Q(kVAR)	I(A)	V(p.u.)/ θ°
1	300	170	21.76 – j12.35	0.999/-3.74 10 ⁻²
2	210	140	15.26 – j10.22	0.996/-11.25 10 ⁻²
3	600	250	43.95 – j18.47	0.988/-17.23 10 ⁻²

Table 4 – Current, voltage and branches losses

Branch	r(Ω)	x(Ω)	I(A)	Losses(kVA)
S/E-1	0.10404	0.16656	80.97 – j41.04	1.61 – j0.12
1-2	0.49446	0.53856	59.21 – j28.69	3.16 + j0.24
2-3	1.92465	1.13365	43.95 – j18.47	4.90 + j1.32

Table 5 – Fuzzy current estimated

Bus	m_i	α_i
1	23.06 – j10.31	6.59 + j2.95
2	16.93 – j6.31	2.66 + j0.99
3	40.98 – j24.42	4.16 + j2.48

The fuzzy branches current are:

$$I_{S/E-1} = (80.97, 13.41) + j(-41.04, 6.42) \text{ A}$$

$$I_{1-2} = (57.91, 6.82) + j(-30.73, 3.47) \text{ A}$$

$$I_{2-3} = (40.98, 4.16) + j(-24.42, 2.48) \text{ A}$$

The voltage drops are:

$$\Delta V_1 = I_{S/E-1} \times Z_{S/E-1} = (15.26, 0.33) + j(9.22, 2.90) \text{ V}$$

$$\Delta V_2 = I_{1-2} \times Z_{1-2} = (45.18, 1.5) + j(15.99, 5.39) \text{ V}$$

$$\Delta V_3 = I_{2-3} \times Z_{2-3} = (106.56, 5.19) + j(-0.54, 9.49) \text{ V}$$

Considering an imprecision in the records at substation around 5% the fuzzy voltage buses are:

$$V_1 = V_{S/E} - \Delta V_1 = (13784.74, 689.17) + j(-9.22, 0.05) \text{ V}$$

$$V_2 = V_1 - \Delta V_2 = (13739.56, 688.17) + j(-25.21, 2.54) \text{ V}$$

$$V_3 = V_2 - \Delta V_3 = (13633.00, 682.98) + j(-24.67, 6.95) \text{ V}$$

The branch losses are:

$$PS_{S/E-1} = I_{S/E-1} \times \Delta V_1^* = (1613.99, 305.37) + j(-120.27, 401.87) \text{ kVA}$$

$$PS_{1-2} = (3107, 496.67) + j(462.40, 350.97) \text{ kVA}$$

$$PS_{2-3} = (4353.89, 891.25) + j(2623.91, 472.25) \text{ kVA}$$

The fuzzy loads are:

$$S_1 = V_1 \times I_1^* - PS_{S/E-1} = (316.17, 99.04) + j(142.45, 31.27) \text{ kVA}$$

$$S_2 = (229.34, 42.80) + j(86.66, 8.66) \text{ kVA}$$

$$S_3 = (553.72, 76.86) + j(331.30, 17.75) \text{ kVA}$$

Table 6 shows the fuzzy voltage such as equation (4); the calculated voltage ("real" voltage) in module and its membership value using the equation (1).

Table 6 – Membership value for voltage estimated

Fuzzy voltage $ V_i $ kV	"real" voltage $ V_i $ kV	$ V_i / V_1 $
(13.785, 0.690)	13.785	0.9999
(13.739, 0.688)	13.740	0.9999
(13.633, 0.683)	13.634	0.9999

Table 7 shows the fuzzy load such as equation (4); the random load of table 3 ("real" load) in module and its membership value using the equation (1).

Table 7 – Membership value for load estimated

Fuzzy Load $ S_i $ kVA	"real" Load $ S_i $ kVA	$ S_i (S_i)$
(346.78, 103.86)	344.82	0.9996
(245.17, 43.67)	252.39	0.9734
(645.26, 78.88)	650.00	0.9964

These results can be manipulated by a Genetic Algorithm to evaluate the objective function and/or fitness function when they are treated by linguistic terms as well as their constraints (voltage and current). For instance, in the classification and crossover processes [8], the best solution - "chromosome" – could attend the following criterion: "good voltage" **and** "good current" **and** "low losses", this fuzzy criterion simulates a human decision. For the voltage classification, 1.0 p.u. is applied in the equation (8) and its respective membership is associated to a linguistic term – see figure 3 - and some t-norm can be defined to evaluate the voltage profile of all the system, in the same way for the current and loss. Thus, these fuzzy values, that qualify the system configuration, can be applied as a fitness function.

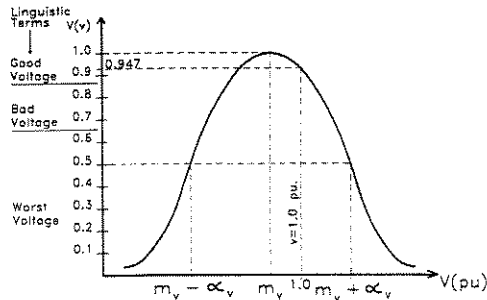


Figure 3 – Voltage Qualifying

They can also originate a fuzzy inference to be inserted in a method to obtain the best point of loop opening [9] or to determine the best switching operation [2].

6. REFERENCE TEST SYSTEM

Distribution system presented in [10] is used here to compare some results and its topology is redraw for convenience, such as figure 4. Every load points were considered as industrial customers and their loads as **very load**. These considerations allow us to deal with the same loads of data bank whose results (voltage, current) are known. In [10] the load point 29 is a special load and from the point 7 to 17 the branches have impedance higher than others. This determines a heterogeneity to the system that implies in inconsistent results to the fuzzy method presented in [1]. Thus, the precision of the results was improved simulating the addition of two remote measure devices in the points 7 and 29. Data

acquisition is justifiable for special loads because their alterations can affect all the system.

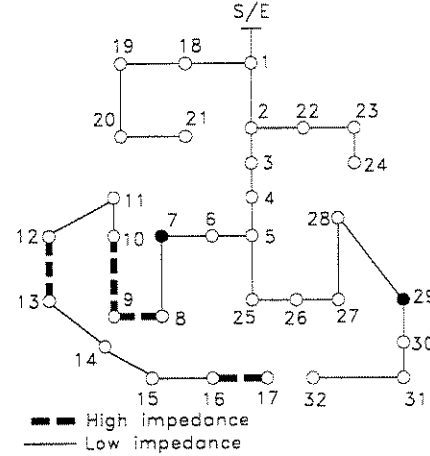


Figure 4 – 32-Buses test system

The table 8 shows the fuzzy load estimated (S_i), the load from 32-buses [10] (S_i) and their membership values ($S_i(S_i)$) using the equation (1).

Table 8 - 32-Buses System - Load Estimation

Bus	S_i	S_i	$S_i(S_i)$
1	(119.720, 27.029)	116.619	0.9870095
2	(100.445, 21.915)	98.489	0.9920908
3	(146.807, 33.453)	144.222	0.9940625
4	(65.146, 12.039)	67.082	0.9747890
5	(64.054, 13.509)	63.246	0.9964277
6	(226.182, 49.940)	223.607	0.9973473
7	(225.937, 49.866)	223.607	0.9978213
8	(59.313, 6.559)	63.246	0.7355383
9	(59.692, 7.167)	63.246	0.8026412
10	(53.956, 10.473)	54.083	0.9998533
11	(69.006, 13.084)	69.462	0.9987873
12	(66.115, 9.918)	69.462	0.8977705
13	(142.708, 27.856)	144.222	0.9970550
14	(60.128, 10.174)	60.828	0.9952898
15	(62.544, 11.493)	63.246	0.9962912
16	(62.378, 11.359)	63.246	0.9941977
17	(97.568, 18.991)	98.489	0.9976556
18	(93.937, 28.424)	98.489	0.9749941
19	(93.601, 28.366)	98.489	0.9711674
20	(93.534, 28.331)	98.489	0.9703276
21	(93.474, 28.299)	98.489	0.9695533
22	(97.358, 30.023)	102.956	0.9664002
23	(462.580, 101.759)	465.188	0.9993437
24	(460.993, 101.187)	465.188	0.9982845
25	(64.395, 13.919)	65.000	0.9981145
26	(64.378, 13.912)	65.000	0.9980023
27	(62.603, 13.190)	63.246	0.9976330
28	(128.265, 16.970)	138.924	0.7170675
29	(629.934, 133.973)	632.456	0.9996459
30	(163.522, 34.482)	165.529	0.9966218
31	(232.056, 52.129)	232.594	0.9998933
32	(68.795, 13.425)	72.111	0.9424978

The fuzzy numbers S_i of the table 8 can be evaluated as a "high-" or "low-" load comparing with a known load – that can be a crisp or a fuzzy load – and using the following expression [1]:

$$S_i \leq S_{known} \text{ if } m_{si} \leq m_{known} \\ \text{and } S_i(m_{known}) \geq 0.50$$

For example, the load $S_6(226.182, 49.940)$ kVA is a "high load" when compared with 223.607kVA, because $226.182 \geq 223.607$ and $S_i(223.607) = 0.997 \geq 0.50$. The references [1,2] illustrate this application.

7. CONCLUSIONS

An appropriate membership function was chosen to deal with imprecise data as fuzzy numbers. The membership function value around 1.0 and its shape were preserved overcoming the fuzzy numbers' operations [4,5,6] as shown in the numerical examples. The method can enlarge the system database using the same membership function for all fuzzy numbers, facilitating the fuzzy inference technique applications.

Where precision and/or enough data are not available, the method is indicated. To incorporate heuristic techniques [2,9] to allow a holistic treatment of the problem is also suitable.

REFERENCES

- [1] Han-Ching Kuo and Yuan-Yih Hsu, "Distribution system load estimation and service restoration using a fuzzy set approach", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 4, October 1993, pp.1950-1957.
- [2] M.A.Pereira, C.A.F.Murari and C.A. Castro Jr., "A fuzzy heuristic algorithm for distribution systems' service restoration", *Elsevier - Fuzzy Sets And Systems*, vol. 102, no. 1, February 1999, pp.125-133.
- [3] V. Miranda and J.T. Saraiva, "Fuzzy modeling of power system optimal load flow", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 2, May 1992, pp 843-849.
- [4] D. Dubois and H. Prade, "Operations on fuzzy numbers", *International Journal of Systems Science*, vol. 9, 1978, pp 613-626.
- [5] D. Dubois and H. Prade, "System of linear fuzzy constraints", *Journal of Fuzzy Sets and Systems*, vol 13, 1980, pp 37-48.
- [6] W. Pedrycs and F. Gomide, *An introduction to fuzzy sets - Analysis and design*, MIT Press, 1998.
- [7] M. A. Pereira, C.A.F. Murari and C. A. Castro, "A fast on-line three phase power flow for radial distribution systems", *Proceedings of IEE Japan Power&Energy*, August 1996, pp 53-58.
- [8] Goldberg, D. E., *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*, Addison-Wesley, 1989.
- [9] Whei-Min Lin and Hong-Chan Chin, "A new approach for Distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 13, no. 3, July 1998, pp 870-875.
- [10] M.E. Baran and F.F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 4, 1989, pp 1401-1407.

Acknowledgements

This work has been supported by Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), Brazil.

Anexo D

Este anexo traz a cópia do artigo apresentado no “Large Engineering Systems Conference on Power Engineering”, realizado em junho de 1999, em Halifax, Nova Scotia, Canadá. O artigo apresenta a aplicação de algoritmos genéticos em redes de distribuição de energia elétrica

Autores: Marcelo Adorni Pereira
Carlos Alberto Favarin Murari

Título: “Genetic algorithm applied to distribution system network”



**1999 Large Engineering Systems Conference
on Power Engineering**

CONFERENCE PROCEEDINGS

**Theme: Meeting the Mileneum
Power Challenge**

**The World Trade and Convention Center
Halifax, Nova Scotia, Canada**

June 20-22, 1999



**UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE**

GENETIC ALGORITHM APPLIED TO DISTRIBUTION SYSTEM NETWORK

M. A. Pereira
adorni@altavista.net

C. A. F. Murari
murari@dsee.fee.unicamp.br

UNICAMP-FEEC-DSEE-PO.BOX.6101
13.081-970 Campinas-SP Brazil

Abstract— *This paper describes the basic concepts to Genetic Algorithms application in the planning and operation of electrical distribution systems. It approaches the main theoretical concepts and the refinements that can be used. The potentiality of the genetic algorithms is analyzed to deal with the problems of the electrical distribution systems, its easiness of composing with other techniques and its flexibility that can make possible a computational tool to minimize the challenges of the planning and operation.*

Keywords: Electrical distribution system, Genetic Algorithms, Fuzzy heuristic algorithm, Reconfiguration, Loss minimization.

I. INTRODUCTION

The problems associated to an Electrical Distribution Systems Network (EDSN) belongs to the so-called NP-complete problem. There are no known methods of solving NP-complete problems exactly in a reasonable amount of time [1]. A Genetic Algorithm (GA) is considered an efficient alternative to solve a large-scale combinatorial optimization problems [1]. This is because of its ability to avoid local optimal solution, its flexibility to incorporate different techniques (heuristic, human-knowledge, and fuzzy inference [2]), and its high suitability for parallel computational [1].

To study the GA potentiality as a computational tool, incorporating heuristic procedures, it will be presented in the next sections, a brief description of EDSN, a bibliography review, and some proposals about GA applied to EDSN.

II. ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM NETWORK

The function of an EDSN is to deliver electrical energy from the transmission substations or small generation stations to each customer, with an acceptable level of quality and safety.

Typical EDSN is configured radially because this configuration has some advantages over meshed networks such as lower short circuit currents, simpler switching, and protecting equipment. On the other hand, the radial structure provides lower reliability. Therefore, to use the benefits of the radial structure and at the same time to overcome the difficulties, EDSN is planned and built as meshed network, but operated as radial network.

EDSN has a great number of components and devices such as: (a) automatic voltage regulators, that keep adequate voltage levels under a load varying condition, (b) automatic capacitor banks for supplying reactive power, (c) automatic reclosers to deal with short-duration faults, (d) transformers (medium/low voltages), (e) measurement devices, etc. This leads to a large and complex system, as far as operation is concerned. The planning of either distribution, transmission, and generation systems is performed according to statistic information and forecasts for determined periods. However, the relative growth of distribution systems is higher than the one of transmission systems. In addition, distribution load varies as a function of the hour of the day, the kind of customer, etc. Besides forecasting the system's growth and obtaining an investment plan, distribution planning is also concerned with coming up with alternatives and efficient network operation methods. Besides, several factors demand the optimal operation of EDSN, such as: loss reduction, to delay investments, to reduce the environmental impact avoiding the construction of new substations, etc.

III. BIBLIOGRAPHICAL REVISION

Heuristics algorithms, optimization techniques, fuzzy sets, GAs and their combinations have been shown in recent publications to deal with all the stages of the planning and operation of EDSN.

A practical algorithm for load balancing of transformers and feeders is presented in [3], even in normal and under fault operation. The authors try to obtain practical and approximate solutions to the system, because there are several difficulties to find the global optimum in large systems. The algorithm applies a set of rules to keep the radial topology. To avoid repetitions in the switching operations, the load balancing is treated by a load index. The method deals just between two feeders in each stage, and is repeated among the others until the load indexes are as similar as possible.

Network reconfiguration problem for both loss reduction and load balancing is dealt in [4]. The method begins in a feasible and well-known solution, which is taken as generating of other configurations that are classified by a

gain index. The authors comment that the efficiency is associated to an approximate power flow to evaluate the losses with minimum computational effort. Although the method has a structure that reminds an evolutionary algorithm, no explicit control technique is applied such as occur in GA, Tabu Search, and Simulated Annealing.

The concept of optimum flow pattern is presented in [5], which is determined by solving the Kirchhoff's voltage and current laws. The method consists of closing a normally open switch in a radial network topology to form a loop, and the opening is orientated by this optimum flow pattern to establish minimum losses. This proposed reconfiguration algorithm does not guarantee the global optimum.

In [6], it is applied a heuristic methodology to restore service to the isolated portions of a distribution system via network reconfiguration with minimum possible number of switching operation. This methodology is similar to the presented in [5] and to minimize the switching operation, the normally open switches are tested firstly. The method is practical and efficient if one considers that the solution is temporary.

A heuristic algorithm for the planning of distribution feeder reconfiguration with protective device coordination is shown in [7]. The method searches the location of protective device that will come allow a large flexibility to the network operation. This flexibility is fundamental to apply an efficient restoration planning with minimum switching operation.

Time varying load analysis to reduce the distribution losses through reconfiguration is dealt in [8]. As the methodology takes in account, the different levels of load demand, a load estimation is implemented using information like: spot loads, circuits measurements, customer type, etc. To improve the optimal operation the allocation of automatic switching to allow a fast reconfiguration in function of a demand varying is also presented.

In [9], the network topology is determined through a heuristic rules and performance index, which represent the loss reduction capability of the switching operation. The method begins at substation using heuristic rules to find the optimal path to the load flow with minimum losses. This is an example of combination of exhaustive search method and heuristic algorithm.

Genetic Algorithms and simulated annealing are used in [10] to realize network reconfiguration for loss reduction. The authors comment that the solution of this hybrid algorithm can reach the global optimum or can be very close, in a short time (around 10secs). An approach load flow is performed to minimize the CPU time.

In [2], the human knowledge is inserted in a heuristic algorithm via fuzzy sets. After a fault, this algorithm aims to restore the service with minimum switching operation. The human knowledge is used with fuzzy sets to obtain a switching priority list. A heuristic algorithm uses this switching priority list to find a feasible solution to the system under fault.

The majority of these proposals try to deal the planning and operation problems combining conventional

optimization methods and heuristic techniques to overcome the problems originated by the dimension of the EDSN and to make possible its implementation in real time. Other interesting property that a method must have is flexibility to be adapted due to a demand oscillation, which is inherent to the system.

The application of GAs has received special attention to deal with EDSN. They are thoroughly suitable to solve high order combinatorial problems, because of its ability to avoid local optimal solutions, its high facility to be applied in parallel computation. Heuristic techniques can be inserted in all stages of GAs as this paper presents in the following sections.

IV. GENETIC ALGORITHMS

To illustrate the GAs application, consider figure 1 that represents a function with several local optimums. If by any method that began in the point $z = (35, 35)$ and finished in a local optimum $z^* = (40, 40)$ then the other local optimums would not be investigated. To avoid this kind of problem, the GAs use a population of points $Z = \{z_1, z_2, \dots, z_z\}$ that are dealt simultaneously and then they find a set of solutions Z^* . Thus, the best solution is chosen in function of the application.

From an operational research perspective, the idea of a GA can be understood as the intelligent exploitation of a random search. The GAs originate from the analogy between the representation of a complex structure by means of a vector of components, and the idea, familiar to biologists, of the genetic structure of a chromosome. In selective breeding of plants or animals, for examples, offspring are sought which have certain desirable characteristics. In a similar way, in seeking better solution to complex problems, we often intuitively combine pieces of existing solutions.

A canonical GA starts with a set of solutions, called initial population. These initial solutions are either obtained randomly or defined according to the application. Each solution (string) has a value associated to the objective function; this value called fitness determines the degree of probability of a solution to continue or not existing. Among the solutions, the ones that were chosen by probability are combined by pieces to form another population with better characteristics; this process is called crossover.

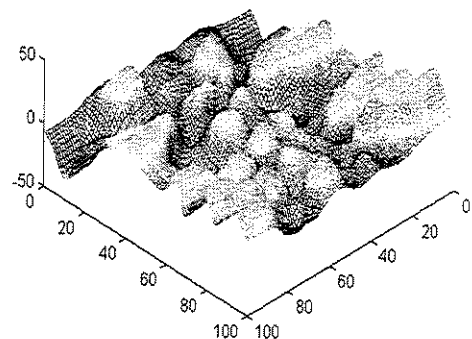


Fig. 1. – Several local optimums function

If just the more capable solutions are applied to the crossover, the following situation can happen. Imagine an initial population dispersed among the points 0 to 100 in figure 1, and after few steps of the algorithm these solutions come concentrated around the point 85. Thus, in this case, an operator called mutation, changes one or several positions of the strings to put these solutions in other points possibly close to a local optimum.

For each application must be applied a special initial population; an appropriated objective function and the best way to associate it to the fitness value; to codify the variable (strings) in a convenient form; to choose the crossover and mutation type (either single point, multiple point, or a combination) and their rate probability [11]; and to insert either heuristic procedures or conventional optimization techniques in the GA. These arrangements imply in a certain degree of complexity to deal with the problem. Thus, the deep knowledge of the system is fundamental to define these refinements to reach an efficient GA.

The following subsections show examples to codify the problem; to generate the initial population; to define the crossover and mutation operators; to classify and to select the solutions; to fix a stop criterion to be applied in EDSN.

A. String Codification

The codification deals the solutions through strings to simulate the biological chromosomes. There are three basic codes: binary, independent bits, and decimal numbers.

The binary codification can present two problems: a "Cliff Hamming" that occurs, for instance, between 3 and 4 (011 and 100) where to change from one to another, it is necessary three string alterations; and the base conversion can take an additional computational effort. The decimal and independent bits codification are more indicated for network analysis [10,12], because they facilitate to represent directly the switch status.

The codification via independent bits is a natural way to represent the network topology, because the switch status shows the network operation condition. As the base conversion is not necessary, the objective and fitness functions are easily evaluated.

Decimal codification is an alternative similar to the bits codification. The main objective is to optimize the vector size that represents the chromosome. The opened switches occur in smaller number than closed ones, then the decimal codification uses only the opened switch numbers to represent the topology. Figure 2 illustrates decimal and bits codification.

Different topologies imply in different size in string vectors of the decimal codification. This might difficulty the crossover and mutation operations. To overcome this problem, phantom positions are inserted defining a fixed size to the codification.

When the crossover operation is applied, one expects to find new configurations as more diversified as possible. This objective is better reached by bits codification, because deal with all the switches of the system during the crossover and mutation operation. As the only opened switches are

operated in decimal codification and depending on the system size, premature convergence might happen.

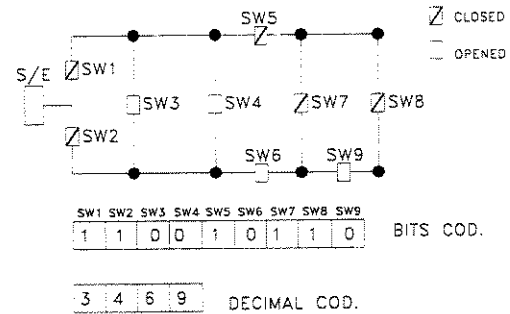


Fig. 2. – Codification examples

B. Initial Population Generation

The ideal population size (30 to 200) must avoid computational effort and in the same time to have solutions as diversified as possible. An ideal initial population, in figure 1, would have points close to each local optimum. To EDSN the initial population need be treated under three different focus: 1) Transitory condition after a fault - in this case the initial population will be obtained from the restorative topology, which is defined by an efficient restoration method; 2) Switching changes due to load demand variation - in this situation the initial solution sets are formed from the present configuration. 3) In the planning, several configurations can be proposed in function of the study (location of capacitor banks, new substations, new feeders, voltage regulators, etc).

For the first two focuses, one hopes that the network is working close to an optimal point, then the new strings are formed by aleatory changes in the original topology. To form new solutions, changes in the strings are necessary, and the number of alterations can be defined in function of the string size. These changes in the string can be between 10% and 50% of the string size, they guarantee configurations more (10%) or less (50%) similar to the original. For the third case, certain conditions can be imposed such as: to fix the status of the specific switches, to change the feeder load, to simulate contingencies, etc.

During either the generation of the initial population or the evolutionary process, loops and/or out-of-service region can be formed. In this situation, methodologies can be applied either to avoid [1] or to recompose them. To restore the radial topology instead of being a problem it can be an improvement to the process. Appropriated methods as presented in [5,13] or heuristics procedures using fuzzy sets such as [2] can be applied. For instance, using a fuzzy switching priority list [2], when a loop and/or an out-of-service region are detected, they can be either opened or reconnected through the "cheapest" switch.

C. Selection and Fitness

The fitness function must have an efficient sensibility to classify each configuration of the current population so that, in the next population, the chromosomes considered "more capable" can influence more than the "less capable" ones.

Losses minimization, subject to constraints of voltage, current, and radial topology, generally is chosen as objective function. Depending on the system, of the application and of as the initial population was generated, the configurations can be very close and the values of their objective functions too. In this situation, convergence problems ought to happen and the fitness function should avoid them. Restoration after a fault and after a load demand alteration are two examples where the population has solutions very similar.

To demonstrate the selection process, two fitness functions are shown, the equations (1) and (2). It was taken the losses value for similar configurations of the same network.

$$(\text{"fitness-1"}) \quad f(x) = 1/(x - k)^{1/2} \quad (1)$$

where

x is the loss value (kW),

k is the integer value of the best current loss.

$$(\text{"fitness-2"}) \quad f(x) = ax + b \quad (2)$$

where

a is a angular coefficient,

b is a constant.

The tables I and II show the performance of the fitness functions and how the selection process [11] is applied.

Table I – Fitness-1 application

Losses (kW)	7.1916	8.0817	7.3183	7.9710
$f(x)$	2.2850	0.9610	1.7720	1.0150
$f(x)/f(x) = \text{copy numbers}$	$1.5 \Rightarrow 2$	$0.64 \Rightarrow 1$	$1.17 \Rightarrow 1$	$0.67 \Rightarrow 1$
$k = 7$ and $f(x) = 1.5081$ (average value of $f(x)$)				

Table II – Fitness-2 application

Losses (kW)	7.1916	7.3183	7.9710	8.0817
$f(x)$	50	35	20	5
$f(x)/f(x) = \text{copy numbers}$	$1.8 \Rightarrow 2$	$1.3 \Rightarrow 1$	$0.7 \Rightarrow 1$	$0.2 \Rightarrow 0$
$f(x) = 27.5$ (average value of $f(x)$)				

According to fitness-1, the best configuration will participate with two copies. However, the worst solution will still influence the next population during the crossover process.

Fitness-2 has better condition to deal with system where the objective function has numeric values badly behaved. The values of the objective function are ordered and to the best and the worst are attributed scores. For instance, in this example, 50 and 5, respectively. Thus, the linear equation obtained and applied to table II was $f(x) = -15x + 65$ (Figure 3). The angular coefficient can be altered by a heuristic way, which can be defined in function of the system application. Several simulations showed that it is better to start with a small angular coefficient and to increment it during the process, because the final solutions might have values closer than initial ones.

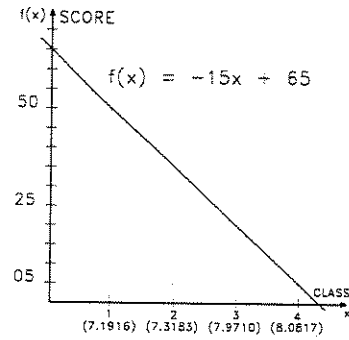


Fig. 3. – Fitness Classification

In a restorative condition or after a load demand variation, it is expected that the number of iterations is low. Thus, during the selection and crossover processes some configurations should be kept without alterations (Elitism). This seeks to avoid very different solutions, whose application in the network system might be unviable.

D. Crossover

The crossover begins after the solutions have been classified and after the number of their copies has been established. Similarly to the presented in [11], aleatory numbers are generated: 1) Two numbers between 1 and the population size, to choose copies of the classified solutions; 2) One between 0 and 1 - if this number is higher than a crossover probability rate (between 0.5 to 1.0) these two configurations go to the next stage without alteration. Otherwise, the crossover positions must be defined.

The number of crossover positions depends on the length and the codification type of the string. Large systems have relatively several positions in their strings; in this case, crossover with multiple points might accelerate the convergence and/or to diversify the results. Nevertheless, if this operation is repeated several times, the objective functions can present great oscillations causing convergence problems. An interesting alternative is to alternate between multiple and single point of crossover [12].

To apply the crossover in this process, aleatory numbers, between 1 and the string's length, are generated. These numbers correspond to the positions that will be replaced between the two string copies that were selected from the current population.

The new strings must be checked and remodeled to guarantee radial topology and no constraint of voltage and current. In this stage, also several methods might be applied such as [13] to find an efficient way to restore the network topology. A practical option is to open loops and to reconnect out-of-service regions by switches whose operation cost is "cheap", such as presented in [2].

E. Mutation

After the crossover operator has formed a new population, whose number of chromosomes is preset, the mutation operator is performed to alter some positions of the chromosomes. An intuitive way to apply the mutation is to choose the number of positions to be altered, in function of

the string's length. These alterations can be aleatory or then according to a fuzzy switching priority list [2], changing the switches with a "cheap operation cost". In the same way as the crossover, after alterations in the chromosomes, the topology must be evaluated. These refinements insert the human knowledge in the GA.

F. Stop Criterion

This paper presents three stop criterions: a) through a goal (e.g., voltage level); b) CPU time; and c) if the objective function does not present more significant alterations in the last n generations. The application determines the use of each one or their combinations. Post-fault condition suggest the CPU time, for the demand alteration the losses improvement, and for the networks' planning the last criterion.

V. SIMULATION

To evaluate the inclusion of a heuristic technique in a GA two tests were implemented in a hypothetical 32-buses system [4]. In both cases, the population size chosen was 15, the crossover rate was 0.5, and the mutation rate was 0.01. Table III presents results when the heuristic technique for open loops is applied, and table IV presents results when the infeasible topologies are only penalized. For both tables, fitness-2 function was used. The last configuration for the 32-buses presents the branches 24-28, 7-6, 9-8, 13-14, and 31-32 opened.

Table III – Open looping simulation

Generation	Loss(kW)	Ang.Coefficient
5	146.94	0.20
10	142.07	0.50
15	136.85	0.90
20	136.15	1.20
25	135.40	1.60
32	134.98	1.90
Relative CPU time: 1.0		

Table IV – No-open looping simulation

Generation	Loss(kW)	Ang.Coefficient
5	180.72	0.20
10	150.25	0.50
20	141.90	0.90
30	138.27	1.50
40	136.35	1.80
56	134.98	2.50
Relative CPU time: 1.82		

VI. CONCLUSION

Either to minimize losses, to delay investments, to guarantee a safe operation or to automate the EDSN it is necessary a method that is fast and flexible. The genetic algorithms can aggregate different techniques in their refinements and they are indicated to solve high combinatorial problems. Thus, the genetic algorithms can be a powerful tool when applied in the EDSN.

VII. ACKNOWLEDGMENTS

This work has been supported by Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), Brazil.

VIII. REFERENCES

- [1] Y. Fukuyama, H-D Chiang and K. Nan Miu, "Parallel genetic algorithm for service restoration in electric power distribution systems", *Electrical Power & Energy Systems* vol. 18, No. 2, 1996, pp 111-119.
- [2] M.A.Pereira, C.A.F.Murari and C.A. Castro Jr., "A fuzzy heuristic algorithm for distribution systems' service restoration", *Elsevier - Fuzzy Sets And Systems*, vol. 102, no. 1, February 1999, pp125-133.
- [3] K.Aoki, H. Kuwabara, T. Satoh and M. Kanezashi, "An efficient algorithm for load balancing of transformers and feeders", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 3, No.4, October 1989, pp 1865-1872.
- [4] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 4, No. 2, April 1989, pp 1401-1407.
- [5] S.K.Goswami and S.K.Basu, "A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 7, July 1992, pp 1484-1491.
- [6] D. Shirmohammadi, "Service restoration in distribution networks via network reconfiguration", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 7, No. 2, April 1992, pp 952-958.
- [7] Yuan-Yih Hsu and Yi Jwo-Hwu, "Planning of distribution feeder reconfiguration with protective device Coordination", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 8, No. 3, July 1992, pp 1340-1347.
- [8] R. P. Broadwater, A. H. Khan, H. E. Shaalan and R. E. Lee, "Time varying loads analysis to reduce distribution losses through reconfiguration", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 8, No. 1, January 1993, pp 294-300.
- [9] T.E.Lee, M.Y. Cho and C.S. Chen, "Distribution system reconfiguration to reduce resistive losses", *Electric Power Systems Research*, vol. 30, 1994, pp 25-33.
- [10] Cheng-Chien Kuo and Hong-Chan Ching, "Applying a refined genetic algorithm to network reconfiguration for loss reduction", *IEEE of Japan Power & Energy*, 1994, pp 37-42.
- [11] D. E. Goldberg, *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*, Addison-Wesley (1989).
- [12] R.A. Gallego, "Planejamento a longo prazo de sistemas de transmissão usando técnicas de otimização combinatorial". Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, 1997. 243p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica).
- [13] Whei-Min Lin and Hong-Chan Chin, "A new approach for Distribution feeder reconfiguration for loss reduction and service restoration", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 13, No. 3, July 1998, pp.870-875.

IX. BIOGRAPHIES

Marcelo A. Pereira was born in 1968 in Itapira-SP Brazil. He received his B.S.E.E. from UNESP, in 1990, and M.S.E.E. degree from UNICAMP, in 1993 and currently is working in his Ph.D. degree. His research interests include expert systems, fuzzy sets, genetic algorithms, parallel computation, and other soft computational methods applied to power systems.

Carlos A. F. Murari (Member, IEEE), received his B.S., M.S., and Ph.D. degrees from UNICAMP in 1975, 1980, and 1986, respectively. He is with UNICAMP since 1976, where he is currently an associate professor.

Anexo E

Bancos de Dados de Redes de Distribuição

Este anexo apresenta 04 exemplos de redes de distribuição de energia elétrica, sendo que as características elétricas das redes de 40 e 305 barras são típicas de redes brasileiras, especialmente nos padrões da CPFL¹.

Nas redes de 40 e 305 barras cada ponto de carga representa uma região formada por diversas cargas, classificadas por categorias.

A tabela E.1 foi utilizada para a formação das redes de 40 e 305 barras.

Tabela E.1 – Características de condutores para redes aéreas²

Tipo	Condutor	$r(\Omega/\text{km})$	$x(\Omega/\text{km})$	kVA máximo	I(A) máximo
1	2AWG	0,8762	0,3429	2700	138
2	1/0AWG	0,5499	0,3239	3600	184
3	4/0AWG	0,2747	0,2992	5700	293
4	336,4MCM	0,1734	0,2776	7800	395
Impedâncias para 25°C e 60Hz.					
Tensão nominal: 11,4kV					
Estruturas:		Cruzeta, configuração plana, com espaçamento equivalente entre condutores de 254mm.			

A literatura técnica [6] tem empregado a rede de 32 barras, originalmente apresentada em [4], para testes de reconfiguração. A sua topologia e dados estão reproduzidos neste anexo.

A rede de 10 barras é uma rede hipotética, formada a partir de dados da rede de 32 barras.

O algoritmo genético foi aplicado exaustivamente para as quatro redes e os estados, apresentados nas tabelas seguintes, são considerados como ótimos.

Uma vez que não se dispõe de uma equipe de operadores e de um sistema real para simular decisões humanas na abertura de chaves e obter um índice OP_i , que possa refletir quais chaves podem ser operadas de “baixo custo de abertura”, adotou-se o seguinte critério:

- Montar o banco de dados com todas as chaves fechadas (“status” = 1).
- Aplicar o algoritmo genético exaustivamente até encontrar uma topologia considerada como ótima.
- Atribuir às chaves valores de pertinência ao conjunto “custo caro de abertura”, sendo que as chaves que foram abertas pelo algoritmo com valores menores das que permaneceram fechadas.

¹ Os bancos de dados das redes de 40 e 305 barras foram formados a partir de redes reais e com o auxílio do COD/CPFL do distrito de Itapira-SP.

² Fonte: Norma técnica da CPFL: NT-01, Tomos I e II.

- d) Obter o estado da rede com o fluxo de carga do anexo B.
- e) Aplicar os valores de tensão na expressão (2.1) com os seguintes parâmetros:

$$f_i(v) = \frac{1}{1 + \left(\frac{v - 1,0}{0,05} \right)^2}$$

- f) Obter a diferença dos níveis de tensão entre chaves através da expressão (E.1), que corresponde a uma alternativa ao método apresentado em [15].

$$DV_i = |V_i(v) - V_{i-1}(v)| \quad (E.1)$$

- g) Aplicar a expressão (3.4) para obter os índices OP_i

$$OP_i = DV(V_i) \otimes C_{CARO}(CH_i)$$

Os valores de OP_i apresentados nas tabelas seguintes foram obtidos com o estado ótimo das redes.

E.1. Rede de 10 barras

A figura E.1 mostra a topologia da rede e as tabelas E.2 e E.3 os dados de barra e linha respectivamente. A coluna "status" da tabela E.3 indica o estado nominal das chaves, conforme a codificação indicada na tabela 4.1.

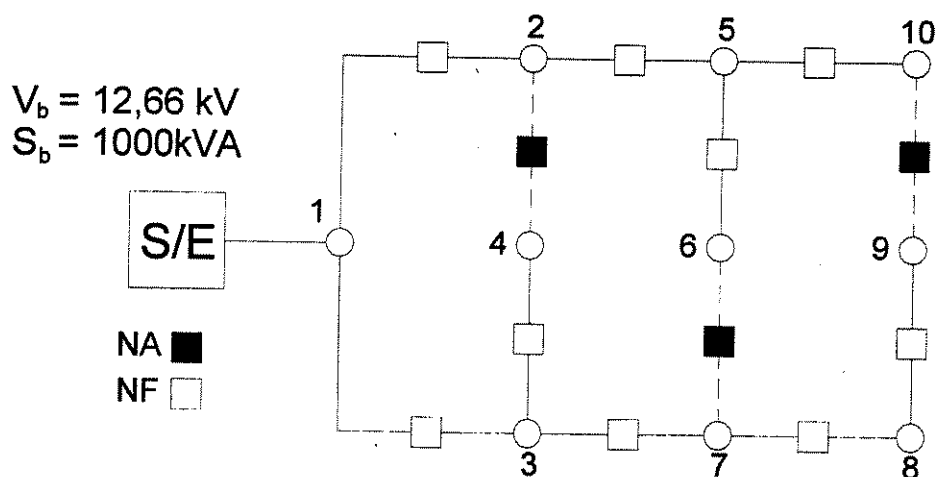


Figura E.1 – Rede teste com 10 barras

Tabela E.2 – Dados de barra da figura E.1

Barra	P(kW)	Q(kVAr)	Barra	P(kW)	Q(kVAr)
1	100,00	60,00	6	200,00	100,00
2	90,00	40,00	7	200,00	100,00
3	120,00	80,00	8	60,00	20,00
4	60,00	30,00	9	60,00	20,00
5	60,00	20,00	10	45,00	30,00

Tabela E.3 – Dados de linha da figura E.1

Fonte	Carga	“status”	r(Ω)	x(Ω)	Fonte	Carga	“status”	r(Ω)	x(Ω)
0	1	0	0,0922	0,0470	5	6	1	0,5000	0,5000
1	2	0	0,4930	0,2511	5	10	1	0,8765	0,4689
1	3	0	0,3660	0,1864	7	6	-1	0,5000	0,4900
2	4	-1	0,7660	0,2864	7	8	1	0,9760	0,3459
2	5	1	0,5123	0,2990	10	9	-1	0,6666	0,3333
3	4	1	0,6923	0,2234	8	9	1	0,6668	0,3335
3	7	1	0,4823	0,2199					

A tabela E.4 apresenta o estado da rede após a aplicação do fluxo de carga do anexo B.

Tabela E.4 – Estado da rede da figura E.1

Barra	Tensão pu	θ°	Barra	Tensão pu	θ°
1	0,99928	-0,0007	6	0,99556	-0,0797
2	0,99776	-0,0069	7	0,99668	-0,0059
3	0,99784	-0,0027	8	0,99586	-0,0087
4	0,99754	0,0056	9	0,99557	-0,0162
5	0,99650	-0,0231	10	0,99617	-0,0172

A tabela E.5 apresenta os índices OP_i , obtidos a partir do estado da tabela E.4 e atribuindo 0,80 para as chaves que foram abertas e 0,90 para as chaves que permaneceram fechadas, como grau de pertinência ao conjunto “custo caro de operação”.

Tabela E.5 – Índice OP_i para custo de operação “caro”

Fonte	Carga	OP_i	Fonte	Carga	OP_i
0	1	0,89981	5	6	0,89735
1	2	0,89839	5	10	0,89912
1	3	0,89851	7	6	0,79725
2	4	0,79967	7	8	0,89782
2	5	0,89741	10	9	0,79845
3	4	0,89950	8	9	0,89911
3	7	0,89773			

E.2. Rede de 32 barras

A topologia da rede apresentada em [4] é reproduzida aqui através da figura E.2 e as tabelas E.6 e E.7 apresentam os dados de barra e linha, respectivamente.

Tabela E.6 – Dados de barra da figura E.2

Barra	P(kW)	Q(kVAr)	Barra	P(kW)	Q(kVAr)	Barra	P(kW)	Q(kVAr)
1	100,00	60,00	12	60,00	35,00	23	420,00	200,00
2	90,00	40,00	13	120,00	80,00	24	420,00	200,00
3	120,00	80,00	14	60,00	10,00	25	60,00	25,00
4	60,00	30,00	15	60,00	20,00	26	60,00	25,00
5	60,00	20,00	16	60,00	20,00	27	60,00	20,00
6	200,00	100,00	17	90,00	40,00	28	120,00	70,00
7	200,00	100,00	18	90,00	40,00	29	200,00	600,00
8	60,00	20,00	19	90,00	40,00	30	150,00	70,00
9	60,00	20,00	20	90,00	40,00	31	210,00	100,00
10	45,00	30,00	21	90,00	40,00	32	60,00	40,00
11	60,00	35,00	22	90,00	50,00			

Tabela E.8 – Estado da rede da figura E.2

Barra	Tensão pu	θ°	Barra	Tensão pu	θ°	Barra	Tensão pu	θ°
1	0,99708	0,0453	12	0,96051	-2,0154	23	0,97679	-0,0678
2	0,98700	0,3051	13	0,95972	-2,0668	24	0,97348	-0,2039
3	0,98249	0,5124	14	0,95321	-2,8049	25	0,96557	0,8977
4	0,97818	0,7218	15	0,95145	-2,8759	26	0,96321	1,0638
5	0,96734	0,7809	16	0,94853	-3,1654	27	0,95269	1,3314
6	0,96670	0,6548	17	0,94751	-3,1998	28	0,94516	1,5787
7	0,96263	-2,1515	18	0,99508	-0,0707	29	0,94195	1,8895
8	0,95926	-2,3136	19	0,97826	-0,9617	30	0,93852	1,6595
9	0,96271	-1,9611	20	0,97363	-1,3359	31	0,93785	1,6022
10	0,96280	-1,9611	21	0,97017	-1,6192	32	0,94718	-3,2123
11	0,96309	-1,9680	22	0,98343	0,2087			

A tabela E.9 apresenta os índices OP_i , obtidos a partir do estado da tabela E.8 e atribuindo 0,80 para as chaves que foram abertas e 0,90 para as chaves que permaneceram fechadas, como grau de pertinência ao conjunto “custo caro de operação”.

Tabela E.9 – Índice OP_i para custo de operação “caro”

Fonte	Carga	OP_i	Fonte	Carga	OP_i	Fonte	Carga	OP_i
S/E	1	0,89694	13	14	0,74135	26	27	0,79097
1	2	0,84610	14	15	0,88346	27	28	0,83366
2	3	0,85864	15	16	0,87375	28	29	0,87479
3	4	0,85433	16	17	0,89113	29	30	0,87503
4	5	0,77487	1	18	0,89443	30	31	0,89530
5	6	0,89261	18	19	0,76550	31	32	0,73627
6	7	0,75905	19	20	0,84725	20	7	0,77331
7	8	0,86349	20	21	0,85962	8	14	0,83887
8	9	0,76672	2	22	0,86793	21	11	0,81883
9	10	0,89906	22	23	0,82948	17	32	0,89719
10	11	0,89672	23	24	0,86194	24	28	0,53877
11	12	0,87170	5	25	0,87957			
12	13	0,89149	25	26	0,87342			

E.3. Rede de 40 barras

As tabelas E.10 e E.11 apresentam os dados de barra, com o tipo de consumidor (I-Industrial, C-Comercial e R-Residencial), e os dados de linha, da figura E.3, respectivamente. A tensão de base do sistema é 11,4kV e a potência de base 1000kVA.

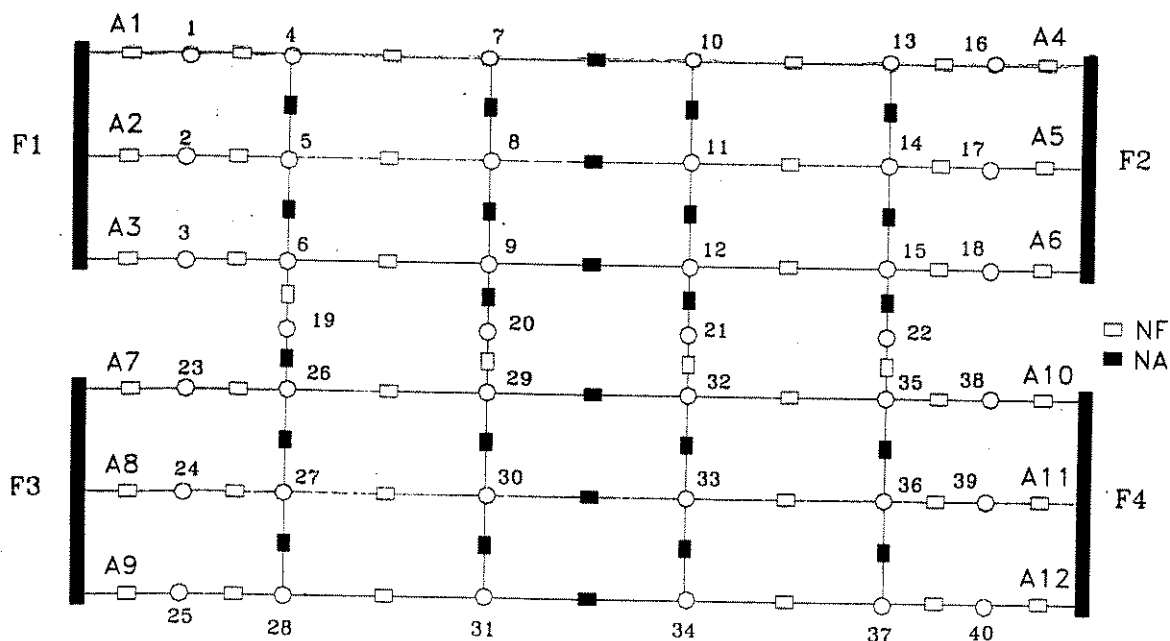


Figura E.3 – Rede teste de 40 barras

Tabela E.10 – Dados de barra da rede da figura E.3

Barra	P(kW)	Q(kVar)	Tipo	Barra	P(kW)	Q(kVar)	Tipo
1	1000,000	675,000	I	21	350,000	245,000	C
2	500,000	320,000	I	22	600,000	420,000	C
3	950,000	660,000	I	23	500,000	345,000	C
4	700,000	490,000	C	24	950,000	666,000	I
5	95,000	65,000	R	25	1500,000	990,000	I
6	75,000	55,000	R	26	950,000	665,000	I
7	600,000	250,000	R	27	900,000	620,000	I
8	150,000	105,000	C	28	750,000	520,000	C
9	800,000	540,000	I	29	1200,000	840,000	I
10	950,000	660,000	I	30	550,000	375,000	I
11	900,000	612,000	I	31	450,000	310,000	R
12	630,000	455,000	I	32	900,000	580,000	I
13	95,000	66,500	C	33	950,000	660,000	I
14	900,000	612,000	I	34	95,000	65,000	R
15	650,000	480,000	I	35	95,000	65,000	R
16	1700,000	1100,000	I	36	1100,000	760,000	I
17	950,000	655,000	I	37	850,000	595,000	R
18	430,000	310,000	I	38	500,000	350,000	I
19	94,000	65,800	R	39	95,000	66,000	R
20	650,000	470,000	I	40	1250,000	870,000	I

Tabela E.11 – Dados de linha da figura E.3

Fonte	Carga	“status”	$r(\Omega)$	$x(\Omega)$	Fonte	Carga	“status”	$r(\Omega)$	$x(\Omega)$
F2	8	0	0,13735	0,14960	35	22	1	0,82485	0,48585
F4	40	0	0,10404	0,16656	35	32	1	0,21976	0,23936
F1	1	0	0,10404	0,16656	32	21	1	2,19050	0,85725
F3	25	0	0,04335	0,06940	39	36	1	0,16473	0,26372
F1	2	0	0,19229	0,20944	36	33	1	0,21675	0,34700
F1	3	0	0,11271	0,18044	40	37	1	0,32964	0,35904
F3	23	0	0,05202	0,08328	37	34	1	1,70469	1,00409
F3	24	0	0,06069	0,09716	19	26	-1	0,13735	0,14960
F2	16	0	0,05202	0,08328	9	20	-1	0,35744	0,21054
F2	17	0	0,05202	0,08328	12	21	-1	0,27495	0,16195
F4	38	0	0,06069	0,09716	15	22	-1	0,13735	0,14960
F4	39	0	0,07803	0,12492	7	10	-1	0,16482	0,17952
1	4	1	0,49446	0,53856	8	11	-1	0,17856	0,19448
4	7	1	1,92465	1,13365	9	12	-1	0,17856	0,19448
2	5	1	0,57687	0,62832	29	32	-1	0,16482	0,17952
5	8	1	1,42974	0,84214	33	30	-1	0,17856	0,19448
3	6	1	0,32946	0,52744	34	31	-1	0,17856	0,19448
6	19	1	0,06133	0,02400	4	5	-1	0,12138	0,19432
6	9	1	0,93483	0,55063	5	6	-1	0,13005	0,20820
16	13	1	0,41205	0,44880	7	8	-1	0,16482	0,17952
13	10	1	1,12627	1,22672	8	9	-1	0,20603	0,22440
17	14	1	0,19074	0,30536	10	11	-1	0,17856	0,19448
14	11	1	1,15374	1,25664	11	12	-1	0,19229	0,20944
18	15	1	0,32964	0,35904	13	14	-1	0,12138	0,19432
15	12	1	1,07133	1,16688	14	15	-1	0,13005	0,20820
23	26	1	0,12138	0,19432	26	27	-1	0,11271	0,18044
26	29	1	0,85157	0,92752	27	28	-1	0,10404	0,16656
29	20	1	0,19229	0,20944	29	30	-1	0,17856	0,19448
24	27	1	0,19074	0,30536	30	31	-1	0,17856	0,19448
27	30	1	0,68675	0,74800	32	33	-1	0,19229	0,20944
25	28	1	0,34338	0,37400	33	34	-1	0,17856	0,19448
28	31	1	0,52193	0,56848	35	36	-1	0,12138	0,19432
38	35	1	0,20808	0,33312	36	37	-1	0,13005	0,20820

O estado da rede da figura E.3 é apresentado na tabela E.12.

Tabela E.12 – Estado da rede da figura E.3

Barra	Tensão pu	θ°	Barra	Tensão pu	θ°	Barra	Tensão pu	θ°
1	0,99630	-0,3295	15	0,99081	-0,3301	29	0,96923	-1,5105
2	0,99810	-0,0858	16	0,99771	-0,1861	30	0,98798	-0,7551
3	0,99647	-0,2755	17	0,99767	-0,1827	31	0,98931	-0,5124
4	0,98815	-0,8020	18	0,99672	-0,1179	32	0,98733	-0,8869
5	0,99618	-0,1638	19	0,99119	-0,6876	33	0,98833	-0,9043
6	0,99124	-0,6901	20	0,96746	-1,5781	34	0,99024	-0,4362
7	0,97682	-1,0876	21	0,97965	-0,5481	35	0,99101	-0,7193
8	0,99384	-0,1305	22	0,98556	-0,6414	36	0,99171	-0,6406
9	0,98306	-0,5987	23	0,99713	-0,2155	37	0,99200	-0,4579
10	0,97694	-1,0269	24	0,99762	-0,1839	38	0,99759	-0,1907
11	0,97783	-1,2333	25	0,99812	-0,1508	39	0,99725	-0,2111
12	0,98135	-0,6829	26	0,99141	-0,6451	40	0,99626	-0,2873
13	0,99175	-0,4236	27	0,99311	-0,5379			
14	0,99206	-0,6266	28	0,99251	-0,3798			

A tabela E.13 apresenta os índices OP_i , obtidos a partir do estado da tabela E.12 e atribuindo 0,80 para as chaves que foram abertas e 0,90 para as chaves que permaneceram fechadas, como grau de pertinência ao conjunto “custo caro de operação”.

Tabela E.13 – Índice OP_i para custo de operação “caro”

Fonte	Carga	OP_i	Fonte	Carga	OP_i	Fonte	Carga	OP_i
F2	8	0,94593	15	12	0,86504	7	10	0,79876
F4	40	0,94471	23	26	0,92591	8	11	0,68052
F1	1	0,94483	17	14	0,92868	9	12	0,78464
F3	25	0,94865	14	11	0,81728	29	32	0,62858
F1	2	0,94863	26	29	0,71630	33	30	0,79767
F1	3	0,94528	29	20	0,92822	34	31	0,79441
F3	23	0,94687	24	27	0,93445	4	5	0,76207
F3	24	0,94785	27	30	0,91583	5	6	0,78084
F2	16	0,94800	25	28	0,93048	7	8	0,67041
F2	17	0,94794	28	31	0,92934	8	9	0,72963
F4	38	0,94779	38	35	0,92248	10	11	0,79113
F4	39	0,94714	35	22	0,90656	11	12	0,76625
1	4	0,90462	35	32	0,92237	13	14	0,79849
4	7	0,83245	32	21	0,87238	14	15	0,79354
2	5	0,94586	39	36	0,92747	26	27	0,79198
5	8	0,94129	36	33	0,92629	27	28	0,79733
3	6	0,92646	40	37	0,93159	29	30	0,62395
6	19	0,94964	37	34	0,88940	30	31	0,79129
6	9	0,88048	19	26	0,79882	32	33	0,79305
16	13	0,92681	9	20	0,64428	33	34	0,78803
13	10	0,80855	12	21	0,78403	35	36	0,79635
18	15	0,92301	15	22	0,76454	36	37	0,79857

E.4. Rede de 305 barras

A figura E.4 apresenta a topologia da rede e as tabelas E.14 e E.15 os dados de barra e linha respectivamente. A tensão de base para o sistema é 13,8kV e a potência de base é 1000kVA.

A tabela E.16 apresenta o estado da rede com a aplicação do fluxo de carga do anexo B.

A tabela E.17 apresenta os índices OP_i , obtidos a partir do estado da tabela E.16 com a atribuição de 0,85 para as chaves que foram abertas e 0,90 para as chaves que permaneceram fechadas, como grau de pertinência ao conjunto “custo caro de operação”.

Tabela E.14 – Dados de barra da figura E.4

Barra	P(kW)	Q(kVAr)	Barra	P(kW)	Q(kVAr)	Barra	P(kW)	Q(kVAr)
1	152,5820	74,3037	103	223,8019	125,3629	205	79,6078	43,7241
2	190,9978	94,9840	104	58,6101	23,2916	206	23,9257	14,3147
3	182,8294	64,0597	105	277,6652	147,1252	207	151,4771	58,3348
4	155,5225	68,2505	106	42,4746	16,1057	208	51,0941	28,3353
5	260,4497	114,6177	107	91,8884	43,9972	209	96,0046	55,7709
6	122,6389	73,4540	108	221,4905	92,7077	210	194,2311	95,1486
7	147,4478	67,9014	109	87,9418	34,3960	211	240,8164	118,0592
8	7217,7436	107,0305	110	86,3924	49,0126	212	106,1131	52,8867

9	30,6497	11,1951	111	176,9483	79,9421	213	112,9827	60,0361
10	32,2320	14,4039	112	194,3478	115,5174	214	21,2445	10,3548
11	85,3903	36,5958	113	114,5666	47,2963	215	175,1263	71,8114
12	184,6481	72,9538	114	84,8430	48,3460	216	82,3990	50,0035
13	121,3188	48,8052	115	44,3484	16,9743	217	233,0943	110,7829
14	88,6230	44,0023	116	162,0555	62,5198	218	18,6246	8,0688
15	20,4415	12,2816	117	19,7848	12,3860	219	99,4602	39,0856
16	105,5871	47,9674	118	79,8365	44,1080	220	99,9107	42,6811
17	41,7464	19,9771	119	21,4583	7,9326	221	36,5129	18,0511
18	153,7300	67,0803	120	143,8422	67,7223	222	155,2955	61,5639
19	213,9934	105,1340	121	161,3945	68,6382	223	120,0966	86,2577
20	227,5310	98,9620	122	206,0129	95,7160	224	102,0787	52,0483
21	33,7386	20,1728	123	23,9471	12,0862	225	132,6614	67,9987
22	49,3992	28,6431	124	275,8637	127,6706	226	40,9790	25,7606
23	69,5413	49,8769	125	22,1835	11,2873	227	67,4108	24,7217
24	35,0439	13,4016	126	93,5261	55,7756	228	155,1394	84,6221
25	163,3382	87,7523	127	170,4731	63,2642	229	237,5009	102,2665
26	89,4816	52,5704	128	253,3799	131,9485	230	78,0433	41,8981
27	90,7799	34,0383	129	222,6101	99,8254	231	218,4483	99,5694
28	175,6276	80,6175	130	165,9988	68,5674	232	35,7295	24,0292
29	235,7090	122,7272	131	64,7854	29,9700	233	74,2253	41,2784
30	82,6796	37,3390	132	124,3503	66,6129	234	159,9207	88,8615
31	216,2958	104,7158	133	201,3940	78,1263	235	61,5649	24,5564
32	117,3795	53,7791	134	65,3462	38,4527	236	165,8465	93,2599
33	143,4801	60,4481	135	93,0253	51,7080	237	87,5556	51,7069
34	106,0386	60,8516	136	66,2662	45,1871	238	119,7554	83,6626
35	213,6067	116,8573	137	130,6046	74,2681	239	50,9575	24,6074
36	195,5524	75,0786	138	68,4957	34,4745	240	110,5576	43,4101
37	129,2907	74,1121	139	120,2753	44,2707	241	17,8177	7,9009
38	131,1473	58,1779	140	75,4472	26,0779	242	223,3167	110,1823
39	148,4211	56,2555	141	92,0794	35,1089	243	162,4890	81,7225
40	182,5278	89,8770	142	264,7172	97,5257	244	132,4689	77,4365
41	98,7323	45,4670	143	88,3348	42,4064	245	40,3746	17,9004
42	122,9361	60,2725	144	20,4303	8,4347	246	26,6247	16,9790
43	64,4565	33,4483	145	238,4631	103,6352	247	21,3733	13,3701
44	224,1069	121,0582	146	53,7874	39,8857	248	67,3624	49,7165
45	13,2461	9,0081	147	80,4794	48,9351	249	88,9404	35,8619
46	103,6723	44,9307	148	231,5332	118,3799	250	64,9408	32,3928
47	183,3850	64,4254	149	225,7192	94,9636	251	74,7264	29,2625
48	165,6917	80,2378	150	168,4822	66,3090	252	48,8611	29,9367
49	157,6375	77,1459	151	107,0951	58,5922	253	99,0062	37,4779
50	244,5078	141,9618	152	66,8989	38,7382	254	52,6651	27,1480
51	190,3817	103,5026	153	52,1491	27,8151	255	26,0073	12,1469
52	93,4949	50,7159	154	49,2574	27,9873	256	153,1823	65,0883
53	107,0603	40,6654	155	48,1187	30,8153	257	47,3347	24,6558
54	113,1454	81,9329	156	101,9624	54,7046	258	60,9825	32,5862
55	20,1044	9,6276	157	135,0787	52,2824	259	164,3576	92,2440
56	152,9231	84,7192	158	192,9080	88,5888	260	179,9278	96,6371
57	125,1673	55,8295	159	86,0211	35,2880	261	29,3104	17,0953
58	61,1275	21,0330	160	37,1537	18,3818	262	160,8746	60,4683
59	206,0699	90,4065	161	81,4391	35,0620	263	103,9887	50,9394
60	27,7238	11,1328	162	222,5555	99,4242	264	161,2666	69,1344
61	136,8023	63,7418	163	178,2645	88,0589	265	195,8414	91,9293

62	102,4795	44,6740	164	140,1491	55,8839	266	199,0426	79,0382
63	61,9355	39,8594	165	200,1711	78,0471	267	112,6294	50,9418
64	119,8707	57,9490	166	180,1600	82,8482	268	31,3930	12,3746
65	134,1865	76,7216	167	101,3473	42,1148	269	84,3847	39,3154
66	52,5276	18,9506	168	44,4340	23,0987	270	35,9503	15,2462
67	270,1826	118,5529	169	75,1231	34,3968	271	95,3848	59,8683
68	89,9382	43,7114	170	86,9176	40,2253	272	90,6938	60,9229
69	74,5690	41,7048	171	71,9732	25,9936	273	213,7017	79,1764
70	20,2505	10,9425	172	48,6713	32,8721	274	165,7990	63,7503
71	230,7681	106,7740	173	95,4923	51,5412	275	97,2868	46,2628
72	147,1302	75,1096	174	102,8706	61,3087	276	43,9485	23,3586
73	38,8338	26,2871	175	63,2378	24,2086	277	176,6152	80,5783
74	38,0032	20,2343	176	105,2151	54,3291	278	265,3422	144,7390
75	127,1019	79,3792	177	49,1787	24,8981	279	91,4207	65,5269
76	39,0816	18,2719	178	133,1745	52,8200	280	47,8544	17,7194
77	67,7717	30,7901	179	48,6162	25,8065	281	72,2786	33,9216
78	113,1873	70,7031	180	44,1910	24,3198	282	46,2731	26,3471
79	91,5805	38,6958	181	72,3411	44,9682	283	220,4341	114,9365
80	150,4260	69,9076	182	95,0554	51,4352	284	205,1593	77,5044
81	80,0225	36,1174	183	26,7253	17,0402	285	187,8703	101,8529
82	53,6061	35,7488	184	131,3006	65,7666	286	219,8854	78,9657
83	42,1638	15,5254	185	35,0707	21,8333	287	191,0695	87,9799
84	33,3803	12,8781	186	74,2382	27,9454	288	177,2294	95,7021
85	45,7123	22,7346	187	51,9947	27,5875	289	123,0484	59,5680
86	111,6504	45,9447	188	101,5093	55,4761	290	199,0201	105,4784
87	213,3031	95,6809	189	89,7074	39,0613	291	218,9293	77,2438
88	36,0108	14,0326	190	21,9948	8,6470	292	221,4028	92,2846
89	119,3944	53,3953	191	244,5840	141,1268	293	158,3764	72,3347
90	77,7019	29,7750	192	47,0909	30,0285	294	209,0428	72,7017
91	146,3697	62,8167	193	104,7334	62,2620	295	161,5932	63,0603
92	74,3511	38,6005	194	55,2634	26,7934	296	31,8964	15,7193
93	174,6158	62,5069	195	59,4968	43,1102	297	107,1049	42,7494
94	94,6701	39,7119	196	220,3935	103,9846	298	202,8394	99,0482
95	37,6192	23,5664	197	76,2803	33,0078	299	139,1987	60,8096
96	274,6543	96,5446	198	69,9462	40,8701	300	197,1843	80,6444
97	46,5702	25,8623	199	158,2045	68,8467	301	192,2492	102,3763
98	22,2332	8,4563	200	43,2015	23,9434	302	270,0122	114,3720
99	128,7833	70,6724	201	42,0305	16,7701	303	259,4921	140,7744
100	30,6919	19,4634	202	141,3468	70,4246	304	153,5097	91,9371
101	65,8618	46,2847	203	252,9963	140,4246	305	168,8652	76,7773
102	137,8730	55,4095	204	69,8273	29,1114			

Tabela E.15 – Dados de linha da figura E.4

Fonte	Carga	"status"	r(Ω)	x(Ω)	Fonte	Carga	"status"	r(Ω)	x(Ω)
F1	1	0	0,17639	0,28239	187	188	1	0,47600	0,51845
1	4	1	0,15426	0,24696	188	162	-1	0,96246	0,56690
4	128	1	0,23943	0,38331	186	160	1	0,25449	0,27718
128	129	1	0,16600	0,26575	160	161	1	1,00504	0,59198
129	130	1	0,12107	0,19382	185	159	1	0,91817	0,54082
130	131	1	0,14748	0,23610	159	158	-1	1,07260	0,63178
4	7	1	0,31166	0,33946	179	153	1	0,05111	0,08182

7	8	1	0,20960	0,22830	153	154	1	0,14807	0,23705
8	9	1	0,34284	0,37342	154	155	1	0,08736	0,13986
9	10	1	0,33233	0,36197	155	156	1	0,19367	0,31006
10	11	1	0,09465	0,10309	156	157	1	0,30836	0,49366
F1	2	0	0,20127	0,32222	157	132	1	0,12565	0,20115
2	5	1	0,15047	0,24088	132	133	1	0,34529	0,55278
5	28	1	0,32388	0,51851	133	134	1	0,10367	0,16597
28	29	1	0,09176	0,14690	134	135	1	0,25091	0,40169
29	30	1	0,27088	0,43365	135	136	1	0,11613	0,18591
30	31	1	0,18948	0,30334	136	137	1	0,24669	0,39493
31	32	1	0,07471	0,11960	137	138	1	0,10180	0,16297
32	33	1	0,11649	0,18649	138	139	1	0,11757	0,18822
33	34	1	0,18102	0,28980	139	140	1	0,09460	0,15145
34	35	1	0,07962	0,12746	134	12	-1	0,33483	0,13104
35	36	1	0,22726	0,36382	137	14	1	0,36472	0,39725
36	37	1	0,34479	0,55198	14	13	1	1,51935	0,59460
37	38	1	0,19623	0,31415	14	15	1	0,53654	0,58439
38	39	1	0,13864	0,22196	15	16	1	0,21261	0,23157
30	55	1	1,54048	0,60287	16	17	1	0,32609	0,35517
55	56	1	1,38805	0,54321	17	18	-1	0,18135	0,19752
32	57	1	0,15885	0,17302	18	19	1	0,16104	0,17540
57	58	1	0,47956	0,52233	19	20	1	0,06413	0,06984
58	59	1	0,33612	0,36609	F4	255	0	0,18770	0,30049
36	61	1	0,09072	0,09881	255	254	1	0,17265	0,27639
61	62	1	0,41847	0,45579	254	253	1	0,48140	0,52433
62	63	1	0,49466	0,53878	253	252	1	0,07318	0,07970
63	64	1	0,15438	0,16815	252	251	1	0,21005	0,22879
64	65	-1	0,34307	0,37367	251	277	1	0,32922	0,35859
65	66	1	0,53452	0,58219	253	279	1	0,18876	0,11118
F1	3	0	0,17403	0,27861	279	278	1	0,50999	0,19959
3	6	1	0,26375	0,42224	254	280	1	0,19942	0,31926
6	52	1	0,29373	0,31993	280	305	1	0,19672	0,31493
52	53	1	0,50088	0,54555	305	304	1	0,12688	0,20312
53	54	1	0,32752	0,35673	304	303	1	0,24194	0,38733
6	77	1	0,31187	0,49928	303	302	1	0,19424	0,31097
77	78	1	0,11027	0,17653	302	301	1	0,20804	0,33305
78	79	1	0,19697	0,31533	301	300	1	0,13314	0,21315
79	80	1	0,21197	0,33934	300	299	1	0,30800	0,49308
80	81	1	0,13304	0,21299	299	298	1	0,29950	0,47948
81	82	1	0,30928	0,49514	298	297	1	0,04992	0,07991
82	83	1	0,14408	0,23066	297	296	1	0,19959	0,31952
83	84	1	0,26264	0,42047	296	295	1	0,23344	0,37372
84	85	1	0,29558	0,47320	295	294	1	0,34391	0,55057
85	86	1	0,10986	0,17588	294	293	1	0,08606	0,13777
86	87	1	0,17339	0,27758	301	276	1	0,56273	0,22022
86	60	1	0,86897	0,34007	276	250	-1	1,41367	0,55324
83	109	1	0,67871	0,39977	F4	229	0	0,11971	0,19165
109	110	1	1,05958	0,62411	229	228	1	0,28054	0,44912
110	111	1	0,88117	0,51902	228	227	1	0,27389	0,43848
77	104	1	0,38011	0,22389	227	226	1	0,24626	0,39424
104	105	1	0,32882	0,19368	226	225	1	0,21111	0,33797
105	106	1	0,89993	0,53008	225	224	1	0,22467	0,35968
106	107	1	1,07523	0,63333	224	223	1	0,16034	0,25669

107	108	1	0,41684	0,24553	223	222	1	0,25580	0,40951
F2	27	0	0,24335	0,38958	222	221	1	0,11881	0,19020
27	26	1	0,27805	0,44514	221	220	1	0,20901	0,33461
26	25	1	0,46251	0,50376	220	219	1	1,51227	0,59183
25	24	1	0,43226	0,47081	219	218	1	0,98948	0,38723
26	152	1	0,17228	0,27581	218	217	-1	1,20820	0,47283
152	151	1	0,27457	0,43956	220	246	1	0,09113	0,14589
151	150	1	0,33668	0,53900	246	245	1	0,15244	0,24405
150	149	1	0,17110	0,27391	245	244	1	0,15890	0,25439
149	148	1	0,11953	0,19136	244	243	1	0,09237	0,14787
148	147	1	0,08330	0,13336	243	242	-1	0,23302	0,37304
147	146	1	0,26051	0,41706	246	272	1	0,10753	0,11712
146	145	1	0,15314	0,24516	272	271	1	0,52118	0,56766
145	144	1	0,30435	0,48724	271	270	1	0,50669	0,55188
144	143	1	0,21875	0,35020	270	269	1	0,15304	0,16669
143	142	1	0,05233	0,08378	269	268	1	0,36295	0,39532
142	141	1	0,21199	0,33937	268	267	1	0,40635	0,44259
148	22	1	0,09082	0,09892	267	266	1	0,24400	0,26576
22	23	-1	0,42505	0,46296	222	248	1	1,63148	0,63848
F2	51	0	0,28802	0,46109	248	247	1	1,24805	0,48842
51	50	1	0,04137	0,06622	247	273	1	1,12849	0,44163
50	49	1	0,25839	0,41367	223	249	1	0,46339	0,27295
49	48	1	0,25442	0,40730	249	275	1	0,81233	0,47848
48	47	1	0,25859	0,41399	275	274	1	1,03008	0,60673
47	46	1	0,16335	0,26151	F4	203	0	0,26819	0,42935
46	45	1	0,10585	0,16946	203	202	1	0,05457	0,08737
45	44	1	0,30005	0,48036	202	201	1	0,41224	0,44900
44	43	1	0,11825	0,18930	201	200	1	0,45342	0,49386
43	42	1	0,25417	0,40691	200	199	1	0,35717	0,38902
42	41	1	0,15152	0,24256	199	198	1	0,29013	0,31600
41	40	1	0,30887	0,49448	198	197	1	0,32432	0,35324
45	69	1	0,97114	0,57202	197	196	1	0,08763	0,09545
46	21	1	1,03182	0,60776	196	195	1	0,37639	0,40996
F2	76	0	0,15608	0,24987	195	194	1	0,51962	0,30606
76	75	1	0,11966	0,19156	194	193	1	0,49348	0,29067
75	74	1	0,29613	0,32255	193	192	1	0,29509	0,17381
74	73	1	0,10889	0,11860	192	191	1	0,50436	0,29708
73	72	1	0,08741	0,09521	202	177	1	0,20918	0,33487
72	71	-1	0,25082	0,27319	177	176	1	0,13718	0,21961
75	103	1	0,11596	0,18564	176	175	1	0,03805	0,06091
103	102	1	0,26974	0,43183	175	174	1	0,27101	0,43386
102	101	1	0,23372	0,37417	174	173	1	0,22507	0,36033
101	100	1	0,25357	0,40595	173	172	1	0,10634	0,17024
100	99	1	0,16145	0,25847	172	171	1	0,03867	0,06191
99	98	1	0,06087	0,09745	171	170	1	0,19595	0,31370
98	97	1	0,10582	0,16940	170	169	1	0,30411	0,48685
97	96	1	0,08074	0,12926	169	168	1	0,24991	0,40009
96	95	1	0,23983	0,38394	168	167	1	0,18885	0,30234
95	94	1	0,09049	0,14487	167	166	1	0,14870	0,23806
94	93	1	0,14589	0,23355	166	165	1	0,15928	0,25499
93	92	1	0,31589	0,50571	165	164	1	0,16226	0,25977
92	91	1	0,14917	0,23881	164	163	1	0,29972	0,47983
91	90	-1	0,08175	0,13087	164	190	1	0,93095	0,36433

90	89	-1	0,13199	0,21131	190	189	1	0,94335	0,36918
89	88	1	0,09127	0,14611	153	128	-1	0,17340	0,27760
91	116	1	0,11937	0,13001	206	232	-1	0,87620	0,34290
116	115	1	0,19069	0,20770	259	258	-1	0,54990	0,32390
115	114	1	0,15984	0,17409	259	260	-1	0,54990	0,32390
114	113	1	0,35168	0,38305	260	235	-1	0,87620	0,34290
113	112	-1	0,06286	0,06846	208	182	-1	0,87620	0,34290
116	117	1	0,14835	0,16159	28	8	-1	0,54990	0,32390
117	118	1	0,31951	0,34801	29	54	-1	0,54990	0,32390
118	119	1	0,22481	0,24486	54	80	-1	0,87620	0,34290
119	120	1	0,52240	0,56900	79	106	-1	0,87620	0,34290
120	121	1	0,33410	0,36390	108	81	-1	0,87620	0,34290
96	68	1	0,24164	0,14233	156	131	-1	0,17340	0,27760
68	67	-1	0,33150	0,12973	131	132	-1	0,17340	0,27760
98	70	1	0,45647	0,17864	236	209	-1	0,54990	0,32390
103	127	1	0,26560	0,42521	286	210	-1	0,17340	0,27760
127	126	1	0,31064	0,33835	157	158	1	0,87620	0,34290
126	125	1	0,38839	0,42303	56	57	-1	0,87620	0,34290
125	124	1	0,52372	0,57043	11	12	1	0,87620	0,34290
124	123	1	0,27141	0,29561	12	33	-1	0,87620	0,34290
123	122	1	0,18146	0,19764	159	160	-1	0,27470	0,29920
F3	230	0	0,29500	0,47227	263	264	-1	0,87620	0,34290
230	231	1	0,22130	0,35428	212	187	-1	0,54990	0,32390
231	232	1	0,32856	0,35786	290	265	-1	0,54990	0,32390
232	233	1	0,05950	0,06481	265	266	-1	0,27470	0,29920
233	234	1	0,30742	0,33484	135	34	-1	0,17340	0,27760
234	235	1	0,38851	0,42316	59	85	-1	0,17340	0,27760
231	256	1	0,11576	0,18532	111	112	1	0,54990	0,32390
256	281	1	0,03572	0,05719	35	60	-1	0,87620	0,34290
281	282	1	0,18891	0,30243	60	61	-1	0,27470	0,29920
282	283	1	0,34045	0,54504	136	13	-1	0,87620	0,34290
283	284	1	0,21497	0,34415	161	162	1	0,87620	0,34290
284	285	1	0,05272	0,08441	162	163	-1	0,87620	0,34290
285	286	1	0,10832	0,17341	163	138	-1	0,17340	0,27760
286	287	1	0,21013	0,33640	188	189	-1	0,27470	0,29920
287	288	1	0,05039	0,08068	214	189	-1	0,87620	0,34290
288	289	1	0,10518	0,16839	87	88	1	0,17340	0,27760
289	290	1	0,13454	0,21539	113	88	-1	0,27470	0,29920
290	291	1	0,26264	0,42047	267	241	-1	0,87620	0,34290
291	292	1	0,07942	0,12715	292	293	-1	0,17340	0,27760
289	264	1	0,07975	0,08686	241	242	1	0,17340	0,27760
284	259	1	0,31125	0,33901	242	216	-1	0,17340	0,27760
285	261	1	0,43309	0,25510	216	165	-1	0,17340	0,27760
261	236	1	0,44535	0,26232	140	141	-1	0,17340	0,27760
261	260	1	0,54459	0,32077	141	17	-1	0,87620	0,34290
256	257	1	0,61466	0,36205	39	40	-1	0,17340	0,27760
257	258	1	0,45548	0,26829	40	64	-1	0,87620	0,34290
F3	204	0	0,21357	0,34190	63	90	1	0,54990	0,32390
204	205	1	0,27250	0,43625	166	191	-1	0,27470	0,29920
205	206	1	0,24436	0,39120	191	217	1	0,87620	0,34290
206	207	1	0,29556	0,47316	167	142	-1	0,87620	0,34290
207	208	1	0,31769	0,50859	294	269	-1	0,87620	0,34290
208	209	1	0,16496	0,26409	119	94	-1	0,27470	0,29920

209	210	1	0,28193	0,45134	66	67	1	0,27470	0,29920
210	211	1	0,20049	0,32097	43	67	1	0,87620	0,34290
211	212	1	0,33004	0,52837	194	169	-1	0,87620	0,34290
212	213	1	0,10640	0,17034	221	195	-1	0,27470	0,29920
213	214	1	0,31564	0,50532	272	273	-1	0,27470	0,29920
214	215	1	0,26302	0,42107	297	273	-1	0,87620	0,34290
215	216	1	0,34069	0,54542	298	274	-1	0,54990	0,32390
211	237	1	0,94523	0,55676	196	171	-1	0,27470	0,29920
237	238	1	0,53820	0,31701	145	20	-1	0,54990	0,32390
238	263	1	0,43500	0,25622	121	122	-1	0,27470	0,29920
263	262	1	0,74584	0,43931	97	69	-1	0,54920	0,32290
213	239	1	0,96804	0,57019	20	21	1	0,27470	0,29920
239	265	1	0,72753	0,42853	21	22	-1	0,27470	0,29920
239	240	1	0,32731	0,19279	172	146	-1	0,17340	0,27760
240	241	1	0,58935	0,34714	300	224	-1	0,17340	0,27760
F3	178	0	0,10542	0,16877	70	71	-1	0,54990	0,32390
178	179	1	0,12635	0,20228	47	71	1	0,87620	0,34290
179	180	1	0,25614	0,27898	199	174	-1	0,87620	0,34290
180	181	1	0,44577	0,48553	225	250	1	0,87620	0,34290
181	182	1	0,28614	0,31166	250	251	-1	0,27470	0,29920
182	183	1	0,52491	0,57173	302	277	-1	0,87620	0,34290
183	184	1	0,24838	0,27053	101	73	-1	0,27470	0,29920
184	185	1	0,16555	0,18032	23	24	1	0,54990	0,32390
185	186	1	0,24697	0,26900	303	278	-1	0,87620	0,34290
186	187	1	0,12951	0,14106	177	152	-1	0,17340	0,27760

Tabela E.16 – Estado da rede da figura E.4

Barra	Tensão pu	θ°	Barra	Tensão pu	θ°	Barra	Tensão pu	θ°
1	0,99766	-0,2773	103	0,98910	-1,2397	205	0,99014	-1,0638
2	0,99444	-0,6240	104	0,98189	-1,8857	206	0,98541	-1,5825
3	0,99570	-0,4771	105	0,98068	-1,9057	207	0,97976	-2,2106
4	0,99579	-0,4997	106	0,97885	-1,9483	208	0,97405	-2,8446
5	0,99052	-1,0691	107	0,97693	-1,9914	209	0,97117	-3,1692
6	0,98953	-1,1588	108	0,97640	-2,0046	210	0,96648	-3,7049
7	0,99435	-0,6131	109	0,96886	-3,3224	211	0,96347	-4,0517
8	0,99358	-0,6738	110	0,96592	-3,3452	212	0,96050	-4,4040
9	0,99285	-0,7371	111	0,96395	-3,3627	213	0,95964	-4,5072
10	0,99219	-0,7925	112	0,96328	-3,3623	214	0,95892	-4,5934
11	0,99203	-0,8067	113	0,96045	-4,6812	215	0,95837	-4,6599
12	0,99119	-0,8062	114	0,96072	-4,6576	216	0,95811	-4,6842
13	0,97157	-3,1196	115	0,96095	-4,6407	217	0,96455	-2,2356
14	0,97254	-3,1213	116	0,96127	-4,6155	218	0,96005	-4,3872
15	0,97191	-3,1678	117	0,96083	-4,6493	219	0,96015	-4,3879
16	0,97170	-3,1845	118	0,95992	-4,7198	220	0,96110	-4,3891
17	0,97160	-3,1915	119	0,95942	-4,7612	221	0,96323	-4,1420
18	0,96785	-3,2507	120	0,95832	-4,8503	222	0,96448	-3,9979
19	0,96802	-3,2369	121	0,95795	-4,8815	223	0,96810	-3,5729
20	0,96818	-3,2244	122	0,98222	-1,8248	224	0,97099	-3,2367
21	0,96931	-3,1361	123	0,98248	-1,8055	225	0,97524	-2,7479
22	0,97846	-2,5035	124	0,98291	-1,7734	226	0,97958	-2,2545
23	0,98975	-1,0518	125	0,98471	-1,6368	227	0,98475	-1,6763
24	0,98999	-1,0558	126	0,98611	-1,5318	228	0,99064	-1,0217
25	0,99033	-1,0380	127	0,98745	-1,4362	229	0,99705	-0,3223

26	0,99123	-0,9849	128	0,99447	-0,6547	230	0,99111	-0,9805
27	0,99582	-0,4692	129	0,99390	-0,7255	231	0,98460	-1,7125
28	0,98274	-1,9582	130	0,99369	-0,7521	232	0,98382	-1,7620
29	0,98066	-2,1974	131	0,99361	-0,7609	233	0,98370	-1,7702
30	0,97508	-2,8512	132	0,98184	-2,0666	234	0,98322	-1,8027
31	0,97159	-3,2683	133	0,97851	-2,4558	235	0,98306	-1,8164
32	0,97034	-3,4183	134	0,97767	-2,5519	236	0,96273	-4,1036
33	0,96886	-3,5938	135	0,97578	-2,7714	237	0,96076	-4,0773
34	0,96677	-3,8413	136	0,97499	-2,8638	238	0,95952	-4,0920
35	0,96592	-3,9430	137	0,97349	-3,0478	239	0,95620	-4,5701
36	0,96392	-4,1904	138	0,97328	-3,0751	240	0,95552	-4,5831
37	0,96279	-4,3289	139	0,97312	-3,0993	241	0,95467	-4,5955
38	0,96237	-4,3854	140	0,97307	-3,1068	242	0,95435	-4,6331
39	0,96222	-4,4071	141	0,97355	-3,1528	243	0,95936	-4,5818
40	0,96665	-3,8121	142	0,97370	-3,1327	244	0,95949	-4,5675
41	0,96711	-3,7586	143	0,97383	-3,1133	245	0,95989	-4,5243
42	0,96746	-3,7178	144	0,97456	-3,0142	246	0,96033	-4,4767
43	0,96829	-3,6198	145	0,97561	-2,8703	247	0,96021	-3,9637
44	0,96918	-3,5150	146	0,97643	-2,7623	248	0,96178	-3,9643
45	0,97202	-3,1895	147	0,97795	-2,5689	249	0,96716	-3,5972
46	0,97310	-3,0671	148	0,97850	-2,5016	250	0,97493	-2,7428
47	0,97573	-2,7634	149	0,97956	-2,3750	251	0,98776	-1,2506
48	0,98070	-2,1799	150	0,98139	-2,1564	252	0,98811	-1,2224
49	0,98594	-1,5728	151	0,98539	-1,6722	253	0,98826	-1,2112
50	0,99161	-0,9260	152	0,98892	-1,2548	254	0,99081	-1,0397
51	0,99260	-0,8148	153	0,99345	-0,7287	255	0,99519	-0,5413
52	0,98886	-1,1992	154	0,99124	-0,9785	256	0,98173	-2,0414
53	0,98807	-1,2473	155	0,98997	-1,1227	257	0,98133	-2,0448
54	0,98777	-1,2584	156	0,98725	-1,4365	258	0,98117	-2,0460
55	0,97360	-2,8167	157	0,98318	-1,9118	259	0,96468	-4,0135
56	0,97242	-2,7875	158	0,98227	-1,9023	260	0,96259	-4,1063
57	0,96992	-3,4534	159	0,98163	-1,5258	261	0,96318	-4,1019
58	0,96907	-3,5267	160	0,98053	-1,6335	262	0,95817	-4,1312
59	0,96860	-3,5651	161	0,97878	-1,6709	263	0,95885	-4,1089
60	0,96804	-3,6679	162	0,97774	-1,6618	264	0,95940	-4,6903
61	0,96360	-4,2144	163	0,96918	-3,6403	265	0,95536	-4,5850
62	0,96254	-4,2946	164	0,96962	-3,5900	266	0,95372	-5,0248
63	0,96163	-4,3609	165	0,97017	-3,5214	267	0,95405	-4,9952
64	0,96150	-4,3706	166	0,97094	-3,4213	268	0,95491	-4,9205
65	0,96521	-3,6504	167	0,97188	-3,3022	269	0,95575	-4,8469
66	0,96575	-3,6186	168	0,97322	-3,1320	270	0,95620	-4,8089
67	0,96611	-3,5932	169	0,97508	-2,8975	271	0,95780	-4,6726
68	0,97060	-3,4703	170	0,97753	-2,5915	272	0,95983	-4,5131
69	0,97158	-3,1913	171	0,97925	-2,3789	273	0,95893	-3,9681
70	0,97323	-3,1441	172	0,97961	-2,3342	274	0,96497	-3,6585
71	0,97464	-2,7512	173	0,98064	-2,2073	275	0,96594	-3,6285
72	0,99136	-0,9399	174	0,98302	-1,9209	276	0,97244	-3,2309
73	0,99145	-0,9339	175	0,98613	-1,5547	277	0,98737	-1,2808
74	0,99159	-0,9249	176	0,98658	-1,5011	278	0,98711	-1,1941
75	0,99206	-0,8955	177	0,98834	-1,2954	279	0,98785	-1,2112
76	0,99548	-0,5075	178	0,99732	-0,2978	280	0,98708	-1,4763
77	0,98341	-1,8591	179	0,99424	-0,6405	281	0,98091	-2,1345
78	0,98192	-2,0295	180	0,99234	-0,7713	282	0,97672	-2,6163

79	0,97945	-2,3171	181	0,98919	-0,9916	283	0,96932	-3,4813
80	0,97694	-2,6090	182	0,98732	-1,1257	284	0,96506	-3,9903
81	0,97553	-2,7739	183	0,98426	-1,3506	285	0,96417	-4,0967
82	0,97245	-3,1350	184	0,98286	-1,4549	286	0,96288	-4,2605
83	0,97108	-3,2979	185	0,98208	-1,5141	287	0,96070	-4,5296
84	0,96988	-3,4505	186	0,98112	-1,5871	288	0,96026	-4,5848
85	0,96860	-3,6125	187	0,98097	-1,5962	289	0,95949	-4,6830
86	0,96816	-3,6681	188	0,98062	-1,6180	290	0,95882	-4,7705
87	0,96766	-3,7314	189	0,96861	-3,5836	291	0,95795	-4,8930
88	0,96745	-3,7583	190	0,96906	-3,5868	292	0,95781	-4,9112
89	0,96737	-3,7690	191	0,96566	-2,2503	293	0,96384	-4,3914
90	0,96139	-4,3685	192	0,96712	-2,2375	294	0,96394	-4,3780
91	0,96196	-4,5607	193	0,96806	-2,2307	295	0,96490	-4,2469
92	0,96312	-4,4153	194	0,96995	-2,2195	296	0,96582	-4,1189
93	0,96578	-4,0869	195	0,97210	-2,2052	297	0,96667	-4,0036
94	0,96720	-3,9087	196	0,97417	-2,0784	298	0,96692	-3,9693
95	0,96814	-3,7898	197	0,97479	-2,0389	299	0,96893	-3,7063
96	0,97073	-3,4684	198	0,97723	-1,8797	300	0,97134	-3,3946
97	0,97181	-3,3302	199	0,97957	-1,7293	301	0,97258	-3,2338
98	0,97329	-3,1453	200	0,98282	-1,5146	302	0,97493	-2,9393
99	0,97415	-3,0366	201	0,98710	-1,2354	303	0,97753	-2,6139
100	0,97663	-2,7310	202	0,99110	-0,9739	304	0,98131	-2,1557
101	0,98060	-2,2480	203	0,99251	-0,8177	305	0,98347	-1,9007
102	0,98442	-1,7948	204	0,99560	-0,4728			

Tabela E.17 - Índice OP_i para custo de operação "caro"

Fonte	Carga	OP_i	Fonte	Carga	OP_i	Fonte	Carga	OP_i
F1	1	0,89803	103	127	0,88746	218	217	0,80317
1	4	0,89565	127	126	0,88889	220	246	0,89161
4	128	0,89545	126	125	0,88751	246	245	0,89531
128	129	0,89767	125	124	0,88276	245	244	0,89569
129	130	0,89909	124	123	0,89576	244	243	0,89867
130	131	0,89967	123	122	0,89744	243	242	0,80169
4	7	0,89497	F3	230	0,87243	246	272	0,89466
7	8	0,89677	230	231	0,84963	272	271	0,87858
8	9	0,89652	231	232	0,89266	271	270	0,88363
9	10	0,89664	232	233	0,89881	270	269	0,89552
10	11	0,89911	233	234	0,89536	269	268	0,89162
F1	2	0,88900	234	235	0,89848	268	267	0,89159
2	5	0,87975	231	256	0,87189	267	266	0,89686
5	28	0,83540	256	281	0,89158	222	248	0,86987
28	29	0,87877	281	282	0,85416	248	247	0,88297
29	30	0,83803	282	283	0,81420	247	273	0,88638
30	31	0,85938	283	284	0,85086	223	249	0,88919
31	32	0,88545	284	285	0,88995	249	275	0,88591
32	33	0,88275	285	286	0,88550	275	274	0,88901
33	34	0,87571	286	287	0,87614	F4	203	0,88024
34	35	0,89027	287	288	0,89521	203	202	0,89214
35	36	0,87733	288	289	0,89181	202	201	0,87146
36	37	0,88736	289	290	0,89287	201	200	0,86116
37	38	0,89536	290	291	0,89093	200	199	0,86621
38	39	0,89832	291	292	0,89859	199	198	0,87420

30	55	0,88290	289	264	0,89907	198	197	0,87214
55	56	0,88625	284	259	0,89569	197	196	0,89289
32	57	0,89511	285	261	0,88887	196	195	0,87591
57	58	0,89003	261	236	0,89495	195	194	0,87476
58	59	0,89453	261	260	0,89338	194	193	0,87799
36	61	0,89645	256	257	0,89593	193	192	0,88914
61	62	0,88817	257	258	0,89828	192	191	0,88331
62	63	0,88997	F3	204	0,89308	202	177	0,88118
63	64	0,89857	204	205	0,87320	177	176	0,88596
64	65	0,81088	205	206	0,86307	176	175	0,89613
65	66	0,89389	206	207	0,84392	175	174	0,87125
F1	3	0,89339	207	208	0,83577	174	173	0,87578
3	6	0,86879	208	209	0,86635	173	172	0,88895
6	52	0,89529	209	210	0,84552	172	171	0,89611
52	53	0,89403	210	211	0,86587	171	170	0,88106
53	54	0,89768	211	212	0,86739	170	169	0,87214
6	77	0,84858	212	213	0,89076	169	168	0,87841
77	78	0,88513	213	214	0,89239	168	167	0,88440
78	79	0,87404	214	215	0,89420	167	166	0,88904
79	80	0,87226	215	216	0,89732	166	165	0,89093
80	81	0,88392	211	237	0,87023	165	164	0,89360
81	82	0,86423	237	238	0,88663	164	163	0,89488
82	83	0,88407	238	263	0,89294	164	190	0,89351
83	84	0,88594	263	262	0,89288	190	189	0,89471
84	85	0,88508	213	239	0,86436	153	128	0,84592
85	86	0,89495	239	265	0,89152	206	232	0,83618
86	87	0,89418	239	240	0,89317	259	258	0,67271
86	60	0,89852	240	241	0,89155	259	260	0,82781
83	109	0,87409	F3	178	0,89742	260	235	0,63239
109	110	0,86605	178	179	0,89077	208	182	0,72099
110	111	0,87758	179	180	0,89118	28	8	0,77324
77	104	0,88485	180	181	0,88043	29	54	0,78741
104	105	0,88746	181	182	0,88583	54	80	0,74895
105	106	0,88037	182	183	0,87318	79	106	0,84387
106	107	0,87854	183	184	0,88651	108	81	0,84062
107	108	0,89407	184	185	0,89218	156	131	0,81171
F2	27	0,89375	185	186	0,89014	131	132	0,76454
27	26	0,87938	186	187	0,89851	236	209	0,75852
26	25	0,89443	187	188	0,89633	286	210	0,81155
25	24	0,89779	188	162	0,82035	157	158	0,89105
26	152	0,88471	186	160	0,89384	56	57	0,82242
152	151	0,87139	160	161	0,88113	11	12	0,89521
151	150	0,86122	185	159	0,89547	12	33	0,63807
150	149	0,88073	159	158	0,84382	159	160	0,83914
149	148	0,88835	179	153	0,89662	263	264	0,84447
148	147	0,89393	153	154	0,88836	212	187	0,63090
147	146	0,88285	154	155	0,89200	290	265	0,81653
146	145	0,89072	155	156	0,87983	265	266	0,83487
145	144	0,88785	156	157	0,86346	135	34	0,75113
144	143	0,89161	157	132	0,88659	59	85	0,84998
143	142	0,89842	132	133	0,86464	111	112	0,89255
142	141	0,89833	133	134	0,89064	35	60	0,82697
148	22	0,89963	134	135	0,87856	60	61	0,80220

22	23	0,75128	135	136	0,89101	136	13	0,81236
F2	51	0,88071	136	137	0,88255	161	162	0,88847
51	50	0,89461	137	138	0,89766	162	163	0,75662
50	49	0,85874	138	139	0,89807	163	138	0,80475
49	48	0,84922	139	140	0,89941	188	189	0,72067
48	47	0,84504	134	12	0,73424	214	189	0,74778
47	46	0,86965	137	14	0,88900	87	88	0,89757
46	45	0,88737	14	13	0,88860	113	88	0,77589
45	44	0,86689	14	15	0,89269	267	241	0,84426
44	43	0,88965	15	16	0,89748	292	293	0,78848
43	42	0,89029	16	17	0,89889	241	242	0,89684
42	41	0,89599	17	18	0,80868	242	216	0,81411
41	40	0,89466	18	19	0,89806	216	165	0,72260
45	69	0,89485	19	20	0,89810	140	141	0,84468
46	21	0,85571	F4	255	0,89175	141	17	0,82854
F2	76	0,89272	255	254	0,87884	39	40	0,80281
76	75	0,88517	254	253	0,88236	40	64	0,79538
75	74	0,89736	253	252	0,89886	63	90	0,89735
74	73	0,89917	252	251	0,89728	166	191	0,79218
73	72	0,89948	251	277	0,89689	191	217	0,88732
72	71	0,70070	253	279	0,89686	167	142	0,83002
75	103	0,88130	279	278	0,89410	294	269	0,76745
103	102	0,86113	254	280	0,87307	119	94	0,76820
102	101	0,86195	280	305	0,86767	66	67	0,89579
101	100	0,85639	305	304	0,87837	43	67	0,87484
100	99	0,87155	304	303	0,85912	194	169	0,79350
99	98	0,88993	303	302	0,87039	221	195	0,75347
98	97	0,88284	302	301	0,87267	272	273	0,84094
97	96	0,88727	301	300	0,88552	297	273	0,76902
96	95	0,86986	300	299	0,87192	298	274	0,82892
95	94	0,88908	299	298	0,87669	196	171	0,79588
94	93	0,88375	298	297	0,89710	145	20	0,76838
93	92	0,86996	297	296	0,89029	121	122	0,59326
92	91	0,88715	296	295	0,88943	97	69	0,84738
91	90	0,84409	295	294	0,88926	20	21	0,88693
90	89	0,78638	294	293	0,89878	21	22	0,75038
89	88	0,89901	301	276	0,89841	172	146	0,81664
91	116	0,89249	276	250	0,82274	300	224	0,84614
116	115	0,89649	F4	229	0,89687	70	71	0,83464
115	114	0,89757	229	228	0,87264	47	71	0,88747
114	113	0,89708	228	227	0,85387	199	174	0,81630
113	112	0,82072	227	226	0,84797	225	250	0,89643
116	117	0,89518	226	225	0,85138	250	251	0,72728
117	118	0,89024	225	224	0,85059	302	277	0,73028
118	119	0,89462	224	223	0,86628	101	73	0,76298
119	120	0,88842	223	222	0,85855	23	24	0,89836
120	121	0,89619	222	221	0,88600	303	278	0,76020
96	68	0,89850	221	220	0,87654	177	152	0,84597
68	67	0,80088	220	219	0,88968			
98	70	0,89940	219	218	0,89893			

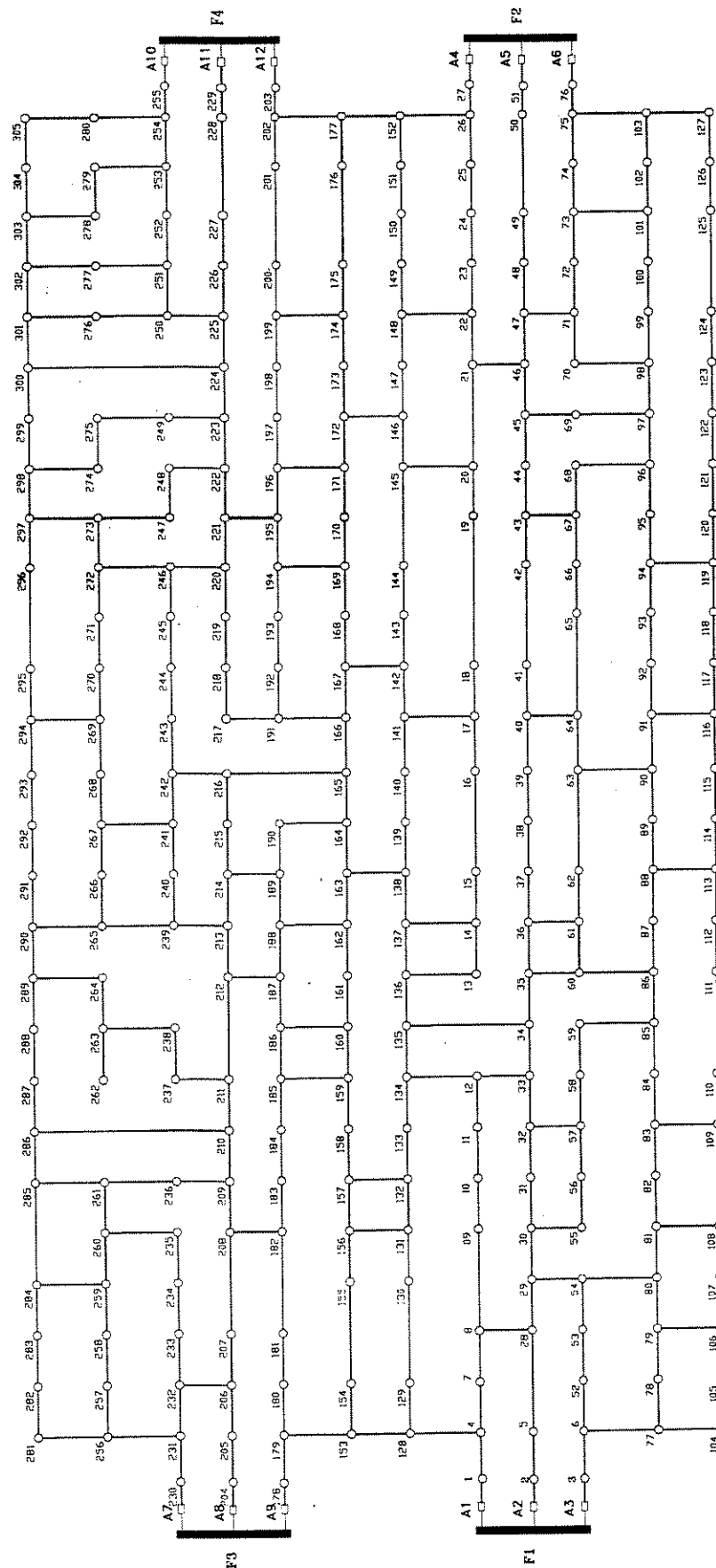


Figura E.4 - Rede de Distribuição de 305 Barras

Anexo F

Este anexo apresenta os dados utilizados no gráfico da figura 3.2 e um exemplo de um relatório emitido pela CESP a partir de um RDTD.

Tabela F.1 – Dados da figura 3.2

Período	kW	$\cos \varphi$	Período	kW	$\cos \varphi$
00:00	31	-0,97	12:00	240	0,98
00:15	22	-0,97	12:15	245	0,98
00:30	22	-0,97	12:30	260	0,97
00:45	35	-0,97	12:45	455	0,97
01:00	31	-0,97	13:00	520	0,94
01:15	20	-0,97	13:15	560	0,94
01:30	22	-0,97	13:30	565	0,94
01:45	22	-0,97	13:45	560	0,94
02:00	22	-0,97	14:00	560	0,94
02:15	31	-0,97	14:15	560	0,94
02:30	31	-0,98	14:30	565	0,94
02:45	35	-0,97	14:45	570	0,94
03:00	19	-0,96	15:00	570	0,94
03:15	22	-0,97	15:15	565	0,94
03:30	22	-0,97	15:30	565	0,94
03:45	31	-0,97	15:45	565	0,94
04:00	35	-0,97	16:00	570	0,94
04:15	35	-0,97	16:15	570	0,94
04:30	22	-0,97	16:30	570	0,94
04:45	22	-0,97	16:45	570	0,94
05:00	21	-0,97	17:00	570	0,94
05:15	22	-0,97	17:15	570	0,94
05:30	35	-0,97	17:30	565	0,94
05:45	35	-0,97	17:45	570	0,94
06:00	16	-0,95	18:00	570	0,94
06:15	16	-0,95	18:15	490	0,97
06:30	20	-0,97	18:30	330	0,96
06:45	16	-0,95	18:45	245	0,96
07:00	16	-0,97	19:00	245	0,96
07:15	180	0,99	19:15	245	0,96
07:30	240	-0,99	19:30	245	0,96
07:45	260	0,97	19:45	260	0,97
08:00	265	0,96	20:00	255	0,97
08:15	320	0,96	20:15	255	0,97
08:30	470	0,96	20:30	260	0,97
08:45	475	0,96	20:45	260	0,97
09:00	510	0,94	21:00	250	0,97
09:15	510	0,94	21:15	255	0,97
09:30	510	0,94	21:30	260	0,97
09:45	515	0,94	21:45	255	0,97
10:00	510	0,94	22:00	250	0,97
10:15	510	0,94	22:15	210	0,98
10:30	515	0,94	22:30	45	-0,99
10:45	510	0,94	22:45	35	-0,97
11:00	490	0,95	23:00	35	-0,97
11:15	490	0,95	23:15	22	-0,97
11:30	490	0,95	23:30	22	-0,97
11:45	240	0,98	23:45	30	-0,97

Relatorio dos Parametros Anteriores sem Fechamento de Fatura

Hora Atual: 08:42:32 Data Atual: 12/02/98 Quinta
 Ultimo Periodo Integrado
 Hora: 07:45:00 Data: 06/02/98
 Fatura
 Ultima: 07:45:00 06/02/98 Penultima: 07:52:14 08/01/98
 Numero de Palavras
 Leitura Atual: 005211 Ultima Fatura: 025047
 Intervalo de Integracao
 Leitura Atual: 15 Ultima Fatura: 15
 Nro. de Reposicoes de Demanda: 21 Versao de Software do R.D.: 09.11

Demanda Pesquisada: Inativa Posto Reservado: Inativo
 Demandas em Ponta: Inativa Cod. Ad. Canal 2: Inativo
 Demanda Automatica: Inativa Bateria: Ok
 Base Tempo para o Relogio: Cristal Estado do Mostrador: Aceso
 Tipo de reversao: Indefinida Cond. divisao por 100: Ativa
 Tipo de tarifa: Verde Int. memoria de massa: 05:00,00

Horario de verao: Inativo
 Tarifa de reativos: Ativa
 Intervalo reativo: 0060 Fator pot. referencia: 92

	Canal 1	Canal 2	Canal 3
Constantes de mult.:	000149/001000	000149/001000	000001/000001
Grandezas dos canais:	kW	kQ	Indefinida
Comp. canais p/ calc. FP:	Ativa	Reat. kQ	Irrelevante
Tempo minimo dos pulsos:	000 mS	000 mS	000 mS

Segmentos horarios	Ponta	Fora Ponta	Reservado
Sabados	Nao	Sim	Nao
Domingos	Nao	Sim	Nao
Feriados	Nao	Sim	Nao

Conj. 2 de seg. horarios: Inativo
 Inicio Cj. 1: 00/00 00/00
 Ponta: 17:30 17:30 17:30 17:30
 Fora Ponta: 20:30 05:30 20:30 05:30
 Reservado: 23:30 23:30 23:30 23:30
 Indutivo: 06:30 06:30
 Capacitivo: 00:30 00:30
 Inicio Cj. 2: 00/00 00/00
 Ponta: 00:00 00:00 00:00 00:00
 Fora Ponta: 00:00 00:00 00:00 00:00
 Reservado: 00:00 00:00 00:00 00:00
 Indutivo: 06:30 06:30
 Capacitivo: 00:30 00:30

Feriados nacionais: 01/01/01 01/01/01 01/01/01 01/01/01 01/01/01
 01/01/01 01/01/01 01/01/01 01/01/01 01/01/01
 01/01/01 01/01/01 01/01/01 01/01/01 01/01/01