

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS
E ALGORITMOS PARA AVALIAÇÃO E
OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO**

TESE DE DOUTORADO

ALZENIRA DA ROSA ABAIDE

Santa Maria, RS, Brasil

2005

**DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS
E ALGORITMOS PARA AVALIAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DA
CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

por

Alzenira da Rosa Abaide

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutora em Engenharia Elétrica.**

Orientador: Prof. Vladimir Andreevitch Popov

Co-orientador: Prof. Felix Alberto Farret, PhD.

Santa Maria, RS, Brasil

2005

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Tese de Doutorado

**DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS
E ALGORITMOS PARA AVALIAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DA
CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

elaborada por
Alzenira da Rosa Abaide

como requisito parcial para obtenção do grau de
Doutora em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Vladimir Andreevitch Popov, PhD
(Presidente/Orientador)

Felix Alberto Farret, PhD. (UFSM)
(Co-orientador)

Lineu Belico dos Reis, PhD. (USP)

Reinaldo Martinez Palhares , PhD. (UFMG)

Alexandre Campos, PhD. (UFSM)

Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)

Santa Maria, 17 de junho de 2005.

*Para meus filhos
Aline e Matheus*

AGRADECIMENTOS

Eis que chegou o momento de expressar meus sinceros agradecimentos a muitos que colaboraram para a realização desta tese. Bem sei que corro o risco de não expressar este “muito obrigado” como é merecido por todos.

Expresso meu agradecimento ao Programa de Pós Graduação em Engenharia através de seus coordenadores Prof. Hélio Hey e Prof. Hilton Abílio Grundling. Quero agradecer também a contribuição e dedicação de Cleonice Sanger de Oliveira que à frente da secretaria da Pós-Graduação tornou mais leve minha jornada.

Sou inteiramente grata ao meu orientador, Prof. Vladimir A. Popov pelas lições de vida ultrapassando a função de orientador. Agradeço, sobretudo, o privilégio de haver trabalhado com uma pessoa desta grandeza, profissionalismo, sabedoria e acima de tudo, paciência.

Ao Prof. Felix Alberto Farret – co-orientador sou imensamente grata pelo apoio e pela leitura atenta. Não apenas valorizo os comentários e observações críticas a respeito do texto, mas também sua amizade. Você é indispensável.

Ao Prof. Ricardo Nederson do Prado – meu muito obrigada pelo estímulo para iniciar esta jornada e sobretudo por acreditar que este momento chegaria.

Agradeço, ao colega Prof. Nilton Fabbrin pela generosa solidariedade e colaboração assumindo uma disciplina na época mais crítica da realização dessa tese.

Meu carinho e reconhecimento a também companheira dessa aventura singular, Prof^a. Luciane Neves Canha, colega, amiga, grande incentivadora e também por esses belos caminhos da vida – ex-aluna – que soube ensinar à ex-professora a superar os obstáculos.

Aos doutorandos Eng. Daniel Bernardon, Eng. André Leonardo König e ao Eng. Lorenzo Comassetto, meu muitíssimo obrigado pelas múltiplas e inestimáveis contribuições.

A meus filhos, Aline e Matheus, que trazem tanta luz e gosto para minha vida, um amor especial. Vocês são a lição mais profunda que vivi de ética, dignidade e amor e, no entanto, foram muitas vezes privados da minha atenção no decorrer deste trabalho.

A meu marido pela compreensão quanto ao meu afastamento e ausência em muitos momentos.

A minha mãe, o meu mais profundo agradecimento por suas sábias lições de esperança; sempre repetindo palavras essenciais – como, por exemplo, amor, crença,

compreensão – infundiram-me a confiança necessária para realizar os meus sonhos, e a coragem de prosseguir, fazendo sempre o melhor possível.

Para aqueles que não souberam compreender e de uma forma ou de outra dificultaram, eu agradeço da mesma maneira pois fizeram com que compreendesse que não há empecilhos para a vontade. Esses percalços, longe de obscurecerem o trajeto, aumentaram-lhe o brilho. E, ao invés de me deterem, impulsionaram-me com mais força para a construção deste trabalho.

Há muito mais a quem agradecer... A todos aqueles que, embora não nomeados, me brindaram com seus apoios e suas presenças carinhosas em inesquecíveis momentos, o meu reconhecido e carinhoso muito obrigado.

RESUMO

Tese de Doutorado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS E ALGORITMOS PARA AVALIAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

AUTORA: ALZENIRA DA ROSA ABAIDE

ORIENTADOR: VLADIMIR ANDREEVITCH POPOV

CO-ORIENTADOR: FELIX ALBERTO FARRET

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 17 de junho de 2005.

O sistema de distribuição é parte extremamente importante do fornecimento de energia. Ao mesmo tempo, as redes de distribuição, na maioria das vezes com configuração radial, são os elementos mais vulneráveis comparado com o sistema de transmissão e sub transmissão. A experiência mundial mostra que até 80% de todas as interrupções no fornecimento de energia são provocados por falhas nos elementos dos sistemas de distribuição.

Naturalmente, que um aumento significativo na confiabilidade pode ser atingido através da reestruturação das redes de distribuição. Isto envolve as transformações das redes aéreas tradicionais para redes compactas protegidas, ou a duplicação das alternativas de suprimento de energia para os consumidores, através da instalação de dois transformadores de distribuição ou automatização completa das redes. Todas estas alternativas exigem investimento muito elevado. Outro meio de aumento da confiabilidade está relacionado com a instalação de equipamentos de comutação. Entretanto, esta solução deve prever a escolha da composição ótima de vários tipos de equipamentos, quantidade necessária e localização estratégica, que em conjunto podem garantir maior efeito sob o ponto de vista do custo-benefício. A importância e eficiência destas soluções estão confirmadas através do grande número de pesquisas realizadas em vários países.

Entretanto este problema é extremamente complexo. Em primeiro lugar, é necessário definir o que significa nível ótimo de confiabilidade, o que está ligado com a análise das várias formulações possíveis do problema de otimização da confiabilidade. Em segundo lugar, é necessário encontrar quais características podem servir para a estimação da confiabilidade e de que forma elas devem ser implementadas na função objetivo e restrição no processo de otimização da confiabilidade. Em terceiro lugar, através da análise dos dados disponíveis na concessionária é preciso definir se a informação é suficiente para a solução do chaveamento ótimo e qual o nível de incerteza desta informação. E, por último, devem ser escolhidos os métodos adequados de otimização, considerando que as pesquisas mostram a impossibilidade do uso eficiente de métodos de programação linear e não linear, levando em conta as características da função objetivo e restrições do problema em análise. Além disso, é necessário não esquecer que na maioria das vezes este problema deve ser resolvido em redes que já possuem equipamentos de comutação instalados. Por isso, geralmente, o problema de otimização está direcionado para a redistribuição dos equipamentos já instalados ou a instalação de equipamentos adicionais.

Neste trabalho é realizada a tentativa de encontrar as respostas em relação a todos os itens mencionados anteriormente, com base nas condições de operação das concessionárias brasileiras.

Palavras-chaves: Estimação da confiabilidade, Distribuição de energia elétrica, Métodos de otimização.

ABSTRACT

PhD Thesis
Post-Graduation Program in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

DEVELOPMENT OF METHODS AND ALGORITHMS FOR EVALUATION AND OPTIMIZATION OF THE RELIABILITY IN NETWORKS DISTRIBUTION

AUTHOR: ALZENIRA DA ROSA ABAIDE
SUPERVISOR: VLADIMIR ANDREEVITCH POPOV
CO-SUPERVISOR: FELIX ALBERTO FARRET
Santa Maria, June, 17 2005.

The distribution system is an extremely important part of the energy supply. At the same time, distribution networks, most of them with radial configuration, are much more vulnerable elements compared with transmission and sub transmission systems. The world experience shows that up to 80% of all interruptions in the energy supply are caused by failure in elements of the distribution systems.

Naturally, a significant increase in reliability can be obtained through re-structuring of the distribution networks. This involves transformation of the traditional overhead networks into protected compact networks, duplication of energy supply alternatives for the consumers, duplication of the distribution transformers and wide use of network automation. All these alternatives demand massive investments. Another way of reliability improvement is related with the installation of commutation equipments. However, this solution should foresee a composition choice of types of equipment, the necessary amount and strategic location that all together can guarantee better results under the cost-benefit point of view. The importance and efficiency of these solutions are confirmed through a large number of related researches accomplished in several countries.

However, optimal installation of commutation equipments is an extremely complex problem. In the first place, it is necessary to define what means optimal degree of reliability, which is linked with the analysis of several possible formulations for the reliability optimization problem. In the second place, it is necessary to find out which characteristics can be used for reliability estimation and in what ways they should be implemented in the objective functions and restrictions along the process of reliability optimization. In the third place, through analysis of the available data existing in the electricity company, it is necessary to define if this information is sufficient for solution of the network optimal sectioning problem and what is the uncertainty level of this information. Finally, it should be chosen appropriate optimization methods, considering that researches show the impossibility of an efficient use of the linear and non linear programming methods taking into account characteristics of objective functions and restrictions. Furthermore, it is necessary not to forget that, most of the time, this problem should be solved in networks that already have commutation equipment installed. Therefore, usually, the optimization problem is addressed to redistribution of equipments already installed or the installation of additional equipments.

This work is an attempt to find answers with respect to all these previously mentioned items, taking into account the operational conditions of the Brazilian electricity companies.

Keywords – Reliability estimation, power distribution, optimization methods.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	iii
RESUMO	v
ABSTRACT	vi
LISTA DE TABELAS	xi
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	xii
LISTA DE QUADROS.....	xiii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE GRÁFICOS	xviii
LISTA DE VARIÁVEIS.....	xx
CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivos da tese.....	6
1.2 Organização da Tese.....	8
CAPÍTULO 2	10
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	10
CAPÍTULO 3	21
REGULAMENTAÇÃO DA CONFIABILIDADE E SISTEMA DE REGISTRO DAS INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA NAS CONCESSIONÁRIAS.....	21
3.1 Regulamentação da confiabilidade do fornecimento de energia no Brasil.....	22
3.2 Sistemas de registro das informações sobre as interrupções no fornecimento de energia.....	26
3.3 Processamento preliminar das informações de interrupção no fornecimento de energia.....	27
CAPÍTULO 4	32

FORMULAÇÕES DO PROBLEMA DE AVALIAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	32
4.1 Minimização das despesas associadas ao aumento da confiabilidade.....	32
4.2 Minimização dos investimentos para aumento da confiabilidade com restrições para alguns nós da rede de distribuição.....	34
4.3 Maximização da confiabilidade do sistema com restrições para o investimento permissível	36
4.4 Indicadores integrais de confiabilidade.....	37
CAPÍTULO 5	40
PROCESSAMENTO DE DADOS ESTATÍSTICOS PARA AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE	40
5.1 Análise comparativa das informações sobre falhas com base nos dados da RGE	41
5.2 Algoritmo para comparação entre as médias de duas amostras pertencentes a um conjunto	55
5.3 Processamento das informações sobre falhas.....	56
CAPÍTULO 6	64
MODELO ANALÍTICO PARA AVALIAÇÃO DOS INDICADORES INTEGRAIS DE CONFIABILIDADE.....	64
6.1 Princípios de formação da matriz lógico-estrutural	65
6.2 Exemplo de formação da matriz lógico-estrutural com instalação de vários equipamentos de manobra e proteção	69
6.3 Construção da função objetivo e restrições baseadas na matriz lógico-estrutural.....	73
CAPÍTULO 7	80
MODELOS E MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO DISCRETA	80
7.1 Breve análise dos métodos de otimização discreta	80

7.2	Transformação da função objetivo e restrições com variáveis booleanas.....	82
7.3	Chaveamento ótimo das redes de distribuição	90
CAPÍTULO 8		95
DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMOS HEURÍSTICOS PARA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE EQUIPAMENTOS DE COMUTAÇÃO		95
8.1	Algoritmo heurístico de maximização para localização ótima de equipamentos de comutação de mesmo tipo	95
8.2	Algoritmo heurístico de minimização para localização ótima de equipamentos de mesmo tipo.....	108
8.3	Algoritmo de localização ótima de meios heterogêneos para aumento da confiabilidade	119
8.4	Aumento da eficiência de soluções no processo de chaveamento ótimo 123	
CAPÍTULO 9		129
FERRAMENTA COMPUTACIONAL E RESULTADOS PRÁTICOS		129
9.1	Localização de equipamentos com restrições para o número de equipamentos	131
9.2	Localização de equipamentos utilizando restrições para a diferença de desempenho.....	145
9.3	Localização de equipamentos utilizando restrições por número de equipamentos ou diferença de desempenho.....	155
CAPÍTULO 10		163
CONCLUSÕES E PESQUISAS FUTURAS		163
10.3	Contribuições.....	165
10.2	Prosseguimento do trabalho	166
BIBLIOGRAFIA.....		167
APÊNDICE A – Freqüência de falhas		178
APÊNDICE B – Taxa de falhas		179

APÊNDICE C – Tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia	180
APÊNDICE D – frequência de falhas médias, comparação entre períodos dos anos	181
APÊNDICE E – Taxa de falhas média, comparação entre departamentos da RGE.....	182
APÊNDICE F – Frequência de falhas média, comparação entre subestações da RGE	184
APÊNDICE G – Frequência de falhas média, comparação entre dia útil e fim semana.....	187
APÊNDICE H – Tempo de restabelecimento médio, comparação entre departamentos da RGE.....	191
APÊNDICE I – Tempo de restabelecimento médio, comparação entre departamentos da RGE.....	192
APÊNDICE J – Tempo de restabelecimento médio, comparação entre departamentos para dia útil e fim de semana	195
APÊNDICE K – Solução gráfica do problema de otimização inteira utilizando algoritmo Gomory.....	199
APÊNDICE L – Programação linear	201
APÊNDICE M – Método branch and bound	213
APÊNDICE N – Variação da energia não fornecida.....	215
APÊNDICE O – Matriz lógico-estrutural para o cálculo dos valores da energia não fornecida para o algoritmo de maximização	219
APÊNDICE P – Matriz lógico-estrutural para o cálculo dos valores da energia não fornecida para o algoritmo de minimização	225
APÊNDICE Q – Eficiência da solução do problema de chaveamento ótimo sob o ponto de vista das perdas.....	229

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Frequência de falhas média para os semestres do ano.....	57
Tabela 5.2 – Taxa de falhas média, comparação entre departamentos para o ano de 2001.....	57
Tabela 5.3 – Taxa de falhas média, comparação entre departamentos para o ano de 2002.....	58
Tabela 5.4 – Frequência de falhas média, comparação entre dia útil e final de semana para a concessionária no ano de 2001.....	59
Tabela 5.5 – Frequência de falhas média, comparação entre dia útil e final de semana para a concessionária no ano de 2002.....	59
Tabela 5.6 – Tempo de restabelecimento médio para toda a RGE, para diferentes períodos dos anos.....	60
Tabela 5.7 – Tempo de restabelecimento médio por falha para toda a RGE, comparação entre dia útil e final de semana para o ano de 2001.....	60
Tabela 5.8 – Tempo de restabelecimento médio por falha para toda a RGE, comparação entre dia útil e final de semana para o ano de 2002.....	61
Tabela 5.9 – Tempo médio de restabelecimento para todos os departamentos da RGE.....	61
Tabela 8.1 – Valores de energia não fornecida com a retirada de apenas uma chave.....	103
Tabela 8.2 – Variação da energia não fornecida.....	106
Tabela 8.3 – Valores de energia não fornecida após a retirada de duas chaves.....	106
Tabela 8.4 – Variação da energia não fornecida com a retirada de duas chaves.....	107
Tabela 8.5 – Valores de energia não fornecida com apenas uma chave instalada.....	114
Tabela 8.6 – Valores da variação da energia não fornecida.....	115
Tabela 8.7 – Valores da energia não fornecida considerando uma chave fixa instalada e acrescentando outra chave.....	117
Tabela 8.8 – Variação da energia não fornecida.....	118

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
ASAI	Average Service Availability Index
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DMCI	Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
RGE	Rio Grande Energia S/A

LISTA DE QUADROS

Quadro 6.1 – Matriz lógico-estrutural – Caso de instalação de chaves facas.	67
Quadro 6.2 – Matriz lógico-estrutural – Caso de instalação de chave faca e chaves fusíveis.....	71
Quadro 6.3 – Matriz lógico-estrutural – Caso de instalação de ponto de interligação.....	72
Quadro 6.4 – Matriz lógico-estrutural para um diagrama unifilar de uma rede de distribuição com chaves em todos os trechos.....	74
Quadro 6.5 – Matriz lógico-estrutural do alimentador com a presença de diversos equipamentos de comutação e possibilidade de interligação.	77
Quadro 8.1 – Dados do diagrama unifilar do alimentador representado na Figura 8.2.....	102
Quadro 9.1 – Valores de energia não fornecida para o algoritmo de minimização e maximização.	135
Quadro 9.2 – Número de consumidores-hora sem energia para o algoritmo de minimização e maximização.	137
Quadro 9.3 – Valores de energia não fornecida para o algoritmo de minimização e maximização.....	139
Quadro 9.4 – Número de consumidores-hora sem energia para o algoritmo de minimização e maximização.	141
Quadro 9.5 – Redução da energia não fornecida, algoritmo de minimização.....	147

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Mapa extraído do site da ANEEL em 30/04/2005.....	24
Figura 3.2 – Estrutura da análise de dados estatísticos sobre falhas.	29
Figura 3.3 – Telas da ferramenta computacional de filtragem de dados.....	30
Figura 6.1 – Diagrama unifilar da rede de distribuição para análise das características integrals de confiabilidade.....	66
Figura 6.2 – Diagrama unifilar de alimentador típico, onde D – disjuntor, C – chave faca e F – chave fusível.	70
Figura 6.3 – Diagrama unifilar de alimentador típico com ponto de interligação.....	72
Figura 6.4 – Diagrama unifilar de uma rede de distribuição em todos os trechos.	73
Figura 6.5 – Diagrama unifilar com a presença de diversos equipamentos de comutação e possibilidade de interligação.	76
Figura 8.1 – Diagrama de blocos representativo do algoritmo de maximização.	99
Figura 8.2 – Diagrama unifilar para o cálculo da localização de equipamentos de comutação de mesmo tipo.	102
Figura 8.3 – Diagrama após a retirada de uma chave.....	106
Figura 8.4 – Diagrama de blocos representativo do algoritmo de minimização.	111
Figura 8.5 – Diagrama unifilar do alimentador.	113
Figura 8.6 – Diagrama unifilar com a instalação de apenas uma chave.....	117
Figura 8.7 – Diagrama de blocos representativo algoritmo de localização ótima de meios heterogêneos para aumento da confiabilidade.	122
Figura 8.8 – Fragmento de rede de distribuição.....	124
Figura 8.9 – Diagrama unifilar considerando o deslocamento da chave para a direita.....	125
Figura 9.1 – Tela de abertura da ferramenta computacional.	130
Figura 9.2 – Janelas que disponibilizam a escolha da tensão e da corrente.	130
Figura 9.3 – Detalhe do alimentador BG1 103.....	131
Figura 9.4 – Chaves facas, com equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos através do algoritmo de minimização.	132
Figura 9.5 – Zoom de um detalhe da Fig. 9.4.....	133
Figura 9.6 – Chaves facas, sem equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos através do algoritmo de minimização.	134

Figura 9.7 – Chaves facas – algoritmo de minimização e maximização – energia não fornecida por quantidade de equipamentos.	135
Figura 9.8 – Chaves facas – sem equipamentos existentes – consumidores-hora sem energia por quantidade de equipamentos através do algoritmo de minimização.	136
Figura 9.9 – Chaves facas – algoritmo de minimização e maximização – consumidores-hora sem energia por quantidade de equipamentos.	137
Figura 9.10 – Chaves fusíveis – com equipamentos existentes – energia não fornecida por quantidade de equipamentos através do algoritmo de minimização.	138
Figura 9.11 – Chaves fusíveis – sem equipamentos existentes – energia não fornecida por quantidade de equipamentos através do algoritmo de minimização.	139
Figura 9.12 – Chaves fusíveis – algoritmo de minimização e maximização – energia não fornecida por quantidade de equipamentos.	140
Figura 9.13 – Chaves fusíveis – algoritmo de minimização e maximização – consumidores-hora sem energia por quantidade de equipamentos.	141
Figura 9.14 – Religadores, sem equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos.	142
Figura 9.15 – Tela que mostra a os valores atribuídos a cada equipamento de comutação.	143
Figura 9.16 – Todos os equipamentos – com equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos.	144
Figura 9.17 – Todos os equipamentos – sem equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos.	144
Figura 9.18 – Todos os equipamentos – sem equipamentos existentes – consumidores-hora sem energia por quantidade de equipamentos através do algoritmo de minimização.	145
Figura 9.19 – Mensagem de interrupção do processo de cálculo em função da eficiência da inserção dos equipamentos.	146
Figura 9.20 – Chaves facas, com equipamentos existentes – por diferença de desempenho para algoritmo de minimização da energia não fornecida.	147
Figura 9.21 – Chaves facas, sem equipamentos existentes – por diferença de desempenho para minimização da energia não fornecida.	148

Figura 9.22 – Chaves facas, com equipamentos existentes – por diferença de desempenho para minimização do número de consumidores-hora sem energia.	149
Figura 9.23 – Chaves facas, sem equipamentos existentes – por diferença de desempenho para minimização do número de consumidores-hora sem energia.	149
Figura 9.24 – Chaves fusíveis, com equipamentos existentes – energia não fornecida, por diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.....	150
Figura 9.25 – Chaves fusíveis, sem equipamentos existentes – energia não fornecida, por diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.....	151
Figura 9.26 – Religadores, com equipamentos existentes – consumidores sem energia por diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.....	152
Figura 9.27 – Todos os equipamentos – com equipamentos existentes – energia não fornecida por diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	153
Figura 9.28 – Todos os equipamentos – sem equipamentos existentes – energia não fornecida por diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	153
Figura 9.29 – Todos os equipamentos – com equipamentos existentes – consumidores-hora sem energia por diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	154
Figura 9.30 – Todos os equipamentos – sem equipamentos existentes – consumidores-hora sem energia por diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	154
Figura 9.31 – Chaves facas, com equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos e diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	156
Figura 9.32 – Chaves facas, sem equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos e diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	157
Figura 9.33 – Chaves facas, com equipamentos existentes – consumidores sem energia, por quantidade de equipamentos e diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.....	157

Figura 9.34 – Chaves fusíveis, com equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos e diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	158
Figura 9.35 – Chaves fusíveis, sem equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos e diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	159
Figura 9.36 – Religadores, com equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos e diferença de desempenho através do algoritmo de minimização.	159
Figura 9.37 – Todos os equipamentos – com equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos e desempenho através do algoritmo de minimização.	160
Figura 9.38 – Todos os equipamentos – sem equipamentos existentes – energia não fornecida, por quantidade de equipamentos e desempenho através do algoritmo de minimização.	161
Figura 9.39 – Todos os equipamentos – sem equipamentos existentes – consumidores sem energia, por quantidade de equipamentos e desempenho através do algoritmo de minimização.	161

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 – DEC anual apurado para o Brasil, Região Sul e estado do Rio Grande do Sul.....	23
Gráfico 3.2 – FEC, anual apurado para todo o Brasil, para a Região Sul e estado do Rio Grande do Sul.	24
Gráfico 3.3 – DEC, anual apurado para as concessionárias AES Sul, CEEE e RGE.	25
Gráfico 3.4 – FEC, anual apurado para as concessionárias AES Sul, CEEE e RGE.	25
Gráfico 5.1 – Frequência de falhas médias mensais para os anos de 2001 e 2002.	41
Gráfico 5.2 – Frequência de falhas médias mensais por departamento para o ano de 2001.	42
Gráfico 5.3 – Frequência de falhas médias mensais por departamento para o ano de 2002.	42
Gráfico 5.4 – Taxa de falhas para a concessionária.	44
Gráfico 5.5 – Taxa de falhas por departamento para o ano de 2001.	44
Gráfico 5.6 – Taxa de falhas por departamento para o ano de 2002.	45
Gráfico 5.7 – Tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia para toda a RGE.	46
Gráfico 5.8 – Tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia por departamento para o ano de 2001.	47
Gráfico 5.9 – Tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia por departamento para o ano de 2002.	47
Gráfico 5.10 – Tempo médio de despacho por departamento para o ano de 2001.	48
Gráfico 5.11 – Tempo médio de despacho por departamento para o ano de 2002.	49
Gráfico 5.12 – Tempo médio de despacho para os anos 2001 e 2002.	49
Gráfico 5.13 – Tempo médio de despacho para o conjunto formado pelos anos de 2001 e 2002.	50
Gráfico 5.14 – Tempo médio de deslocamento por departamento ano de 2001.	51
Gráfico 5.15 – Tempo médio de deslocamento por departamento ano de 2002.	51
Gráfico 5.16 – Tempo médio de deslocamento por departamento, anos 2001 e 2002.....	52
Gráfico 5.17 – Tempo médio de deslocamento para o conjunto formado pelos anos de 2001 e 2002.	52

Gráfico 5.18 – Tempo médio de serviço por departamento ano de 2001.....	53
Gráfico 5.19 – Tempo médio de serviço por departamento ano de 2002.....	54
Gráfico 5.20 – Tempo médio de serviço por departamento, anos de 2002 e 2002.	54
Gráfico 5.21 – Tempo médio de deslocamento para o conjunto formado pelos anos de 2001 e 2002.	55

LISTA DE VARIÁVEIS

A_i	número esperado de consumidores-hora sem fornecimento de energia por ano.
$D(\mathbf{x})$	parâmetro que caracteriza a insuficiência da confiabilidade no sistema. Por exemplo, valor esperado de energia não fornecida.
$H(\mathbf{x})$	somatório das despesas associadas com a realização de algum conjunto de medidas de aumento de confiabilidade.
H_0	investimento permissível para aumento de confiabilidade.
k	quantidade de lugares alternativos para instalação de chaves
m	número de trechos do alimentador.
n	quantidade de nós da rede de distribuição onde estão estabelecidas as restrições do ponto de vista da confiabilidade.
ℓ	quantidade de unidades (comprimento da linha em quilômetros, por exemplo).
M	número de elementos do sistema analisado.
$N(\mathbf{x})$	parâmetro que caracteriza a confiabilidade do funcionamento do sistema. Por exemplo, a probabilidade do funcionamento sem faltas.
N_{0i}	nível padronizado de confiabilidade para nó i da rede de distribuição.
N_i	nível de confiabilidade para nó i da rede de distribuição.
N_j	quantidade de consumidores, ligados ao transformador de distribuição j .
P	demanda dos consumidores desligados no caso da falta de energia.
r	quantidade de valores padronizados de variáveis.
S_i	carga, por exemplo, de um transformador de distribuição i .
t	recurso disponível (quantidade de chaves).
u_i	prejuízo por unidade de 1 kWh de energia não fornecida para o consumidor i .
$U_i(u_i, x_i)$	prejuízo do fornecimento incompleto de energia para o consumidor i , no caso de realização de algum conjunto de ações associadas com o aumento de confiabilidade.

W_n	valor energia não fornecida.
W_{nko}	valor inicial de energia não fornecida para o transformador de distribuição k.
W_{nperm}	limite de energia não fornecida para o transformador n.
W_{ni}	valor esperado de energia não fornecida por ano para os consumidores do transformador de distribuição i.
x	conjunto de possibilidades para o aumento de confiabilidade com diferentes versões de seccionamentos de redes, criação de interligações, etc.
τ	tempo médio esperado de restabelecimento do fornecimento de energia, podendo assumir o valor de τ_{tot} ou τ_{parc} .
τ_{tot}	tempo total gasto no completo restabelecimento do fornecimento de energia $\tau_{tot} = \tau_{desp} + \tau_{desl} + \tau_{serv}$.
τ_{desl}	tempo de deslocamento - tempo decorrido desde o repasse da informação pelo “ <i>call center</i> ” até a chegada no local onde houve a interrupção do fornecimento de energia.
τ_{desp}	tempo de despacho - é o tempo decorrido desde o recebimento da reclamação pelo “ <i>call center</i> ” até o início do deslocamento da equipe de manutenção.
τ_{serv}	tempo gasto pela equipe de eletricitas para executar a manutenção e restabelecer o fornecimento de energia.
τ_{parc}	representa o tempo de despacho adicionado ao tempo de deslocamento.
τ_{tot}	valor de τ_{parc} mais a parcela do tempo para a execução do serviço de manutenção.
τ_s	tempo de seccionamento
λ_0	taxa de falhas por unidade, por exemplo, para 1 km de rede de distribuição, por ano.
λ'_0	taxa de falhas permanentes
λ''_0	taxa de falhas transitórias
λ_p	taxa de desligamentos programados

R_i resistência do trecho i do alimentador;

I_j corrente da carga do trecho j ;

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso valioso e indispensável no mundo de hoje. A sociedade depende do seu fornecimento em nível confiável e com qualidade para promover o seu desenvolvimento.

O consumo crescente e permanente de energia elétrica, o aumento da potência exigida nos equipamentos elétrico-eletrônicos, a sensibilidade dos modernos processos tecnológicos, onde a falta de fornecimento de energia até por curtos períodos de tempo, causa prejuízos inestimáveis, fazem com que a confiabilidade do fornecimento de energia seja uma das mais importantes características técnicas e econômicas de um sistema elétrico.

A procura de soluções para os problemas de planejamento e controle ótimo dos sistemas elétricos concentrou-se, por um longo período de tempo, nos sistemas de geração e transmissão. O motivo deste procedimento foi o volume de investimentos direcionados para esta área e também o enorme dano para a sociedade e meio ambiente, no caso do funcionamento inadequado destes sistemas. As redes de distribuição são partes importantes do sistema geral de fornecimento de energia realizando interligações entre os sistemas de potência e os consumidores. Os sistemas de distribuição são constituídos predominantemente de redes aéreas convencionais com cabos nus, na categoria de média tensão (13,8 e 23 kV, no estado do Rio Grande do Sul). Sob o ponto de vista da confiabilidade, são os responsáveis por 85% de todas as interrupções no fornecimento de energia, sendo os elementos mais vulneráveis de todo o sistema energético. Por isto, o crescimento da confiabilidade da distribuição permitirá aumentar a eficiência geral da operação de toda a estrutura de fornecimento de energia.

Os problemas de planejamento e operação dos sistemas de distribuição são normalmente entendidos como a escolha da estratégia que permita minimizar todas as despesas para funcionamento do sistema, com o objetivo de atender todas as cargas previstas, com o cumprimento das restrições técnicas, das exigências de qualidade e da confiabilidade

deste sistema energético. O somatório das despesas inclui os investimentos e os custos operacionais calculados para um período determinado. Geralmente, fazem parte dos custos operacionais os gastos em operação, na manutenção dos equipamentos e também na compensação das perdas de energia. Para as restrições técnicas da qualidade de energia existem padrões estabelecidos, já para as restrições da confiabilidade não existe padronização definida e nem uma única abordagem para sua estimativa.

A análise do problema de aumento da confiabilidade depende de um completo e preciso conhecimento das interrupções no fornecimento de energia. A construção desta base de informações inclui a classificação, o registro, a coleta, a verificação e a análise dos dados estatísticos sobre a falta de energia nos elementos de redes elétricas de distribuição. Estes dados devem estar disponíveis nas concessionárias de energia, em meio magnético ou ótico, acatando determinação da ANNEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), a partir de 1º de janeiro de 2004. É importante mencionar que as concessionárias do Estado do Rio Grande do Sul já possuíam, antes desta data, estes dados coletados e armazenados.

Para estimação ou mesmo para a otimização da confiabilidade é necessário definir índices ou características. No Brasil, existem os índices chamados de indicadores de continuidade de serviço, que devem ser apurados pelas concessionárias no período mensal, trimestral e anual. São eles: o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), o DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e o FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora).

Para apuração destes indicadores, a concessionária deve manter um banco de dados com informações como a data e a hora em que a interrupção no fornecimento de energia foi comunicada, o número de consumidores atingidos, a causa e o serviço realizado e duração da interrupção, entre outras. Os conjuntos de unidades consumidoras para o cálculo dos indicadores são estabelecidos de comum acordo entre a concessionária e a agência reguladora. Como conjunto, por exemplo, pode ser considerada a área urbana de um município, sendo que a sua área rural pode ser um outro conjunto. Este acordo resultará em uma resolução específica, da qual constará a meta dos indicadores para cada conjunto. Caso a concessionária viole a meta estipulada, será penalizada pelo agente regulador com multas por violação dos padrões de continuidade do serviço.

De acordo com estas determinações as distribuidoras estão cada vez mais preocupadas em manter o fornecimento de energia dentro dos padrões exigidos. Adotando, então, sistemas de distribuição mais complexos e de maior flexibilidade, através da

construção de novos alimentadores viabilizando, assim, diversas possibilidades de transferência de carga; possibilitando o seccionamento de trechos defeituosos por meio da instalação de equipamentos de manobra e proteção telecomandados; subestações supervisionadas; adequando os sistemas de proteção; utilizando dispositivos de auxílio à localização de faltas, entre outros. Estas alternativas implicam em investimentos de grande magnitude fazendo com que as empresas busquem a otimização de seus investimentos, procurando as melhores alternativas, sejam elas operacionais ou técnicas.

Os indicadores utilizados no Brasil caracterizam a confiabilidade completa, e não refletem as causas das interrupções no fornecimento de energia. Ao mesmo tempo, estas características são insuficientes para a solução de todo elenco de problemas associados com a modelagem e a otimização da confiabilidade, pois não permitem definir as causas da insuficiência de confiabilidade e as ações necessárias ao seu aumento. Para tanto, é necessário considerar fatores adicionais para completar esta análise e possibilitar a estimação ou mesmo a otimização da confiabilidade.

Os valores de taxa de falhas, tempo médio de falha, e duração anual das falhas no fornecimento de energia são os principais indicadores de confiabilidade utilizados em sistemas de distribuição. Estes valores são básicos para o cálculo dos índices integrais de confiabilidade, como por exemplo, o valor esperado de energia não fornecida ou o número esperado de consumidores sem fornecimento de energia. Esta característica serve também para a avaliação do prejuízo ou algumas de suas parcelas.

O valor monetário do prejuízo de uma interrupção no fornecimento de energia é uma característica mais direta e clara, se comparada com os valores de energia não fornecida. Entretanto, a definição do prejuízo não é simples e há muito tempo são realizadas pesquisas para a sua avaliação. Estes trabalhos fazem a avaliação dos prejuízos para grupos típicos de consumidores industriais, comerciais, administrativos e residenciais. A dificuldade da análise monetária da confiabilidade está associada à presença de um grande número de fatores. Alguns destes fatores não podem ser monetariamente quantificados, por isso, praticamente em todas as pesquisas foram utilizadas entrevistas diretas e estudos da opinião dos consumidores. A análise dos dados obtidos permite definir as principais características do prejuízo para cada grupo típico de consumidores, geralmente em função da duração das interrupções no fornecimento de energia e dimensão das cargas desligadas. No entanto, se a análise for realizada para os nós da rede de distribuição com vários tipos de carga, os prejuízos integrais são definidos como médias ponderadas pela potência, considerando a composição e as demandas de cada grupo típico de consumidores.

Os prejuízos podem ser definidos em função de dois fatores: potência média do consumidor e valor da energia não fornecida. Porém, as estimativas quantitativas para os mesmos grupos de consumidores apresentam grandes faixas de variações, independentemente da forma de apresentação dos resultados. Portanto, é aceitável concluir que a utilização do prejuízo para a análise de confiabilidade é possível e eficiente somente quando estas características forem obtidas na área de atuação da concessionária. A utilização dos dados de regiões com estrutura sócio-econômica diferente ou de outros países pode mascarar os resultados da análise. No entanto, a obtenção de dados adequados para esse tipo de pesquisa exige muito tempo e grandes recursos financeiros e humanos.

Do ponto de vista matemático, para a estimação quantitativa das características integrais de confiabilidade podem ser utilizados métodos analíticos ou modelagem probabilística. Os métodos analíticos são baseados na representação do sistema através de modelo matemático e a definição das características integrais de confiabilidade calculadas com base nos parâmetros de confiabilidade dos vários elementos do sistema. Neste caso, deve ser considerada a contribuição de cada componente do sistema para a falha no fornecimento de energia. Contudo, somente o conhecimento das características integrais de confiabilidade permite analisar a qualidade da operação do sistema, mas não pode indicar a eficiência da utilização de um ou de outro meio de aumento de confiabilidade. Para isto devem ser desenvolvidos métodos que permitam estimar o nível de confiabilidade do sistema de forma quantitativa, com base na topologia da rede, localização e características dos equipamentos de proteção e comutação, dados sobre a confiabilidade dos elementos do sistema e outras características operacionais.

Para viabilizar esta modelagem da confiabilidade são necessários dados confiáveis e em elevada quantidade, obtidos da operação da própria concessionária. O processo de obtenção desta informação é trabalhoso, pois os parâmetros de confiabilidade dependem de um grande número de fatores muitas vezes difíceis de formalizar, que influem para a determinação de suas características quantitativas, diretamente ou indiretamente

Métodos analíticos permitem definir o valor médio ou o esperado de algumas características de confiabilidade. Estes valores são bastante informativos, entretanto não permitem conhecer o nível e o caráter da variabilidade destas características. Naturalmente que, por exemplo, o histograma de distribuições dos valores aleatórios dos parâmetros possibilita além de definir as estimativas pontuais, encontrar os valores que podem influir significativamente para o sistema, mesmo até com baixo nível de probabilidade de aparecimento.

Através da análise bibliográfica é possível concluir que a utilização de modelos determinísticos mais simples não conduz ao aumento significativo do erro na estimação de parâmetros de confiabilidade comparados aos métodos de modelagem probabilística mais complexa.

Todo este procedimento tem como objetivo estabelecer os parâmetros para a determinação dos indicadores de confiabilidade, energia não fornecida ou número esperado de consumidores-hora desligados em consequência de falhas no sistema de distribuição. Estes indicadores serão utilizados como critérios no processo de solução de problemas de otimização da confiabilidade. Pois, o crescimento da confiabilidade permite aumentar a eficiência geral da operação de toda a estrutura de fornecimento de energia, onde o seccionamento ótimo é um dos mais eficientes e conhecidos métodos utilizados para o aumento de confiabilidade.

Os equipamentos de proteção e comutação, permitem no caso de falha, isolar o trecho com defeito, reconfigurar a rede e restabelecer o fornecimento de energia pelo menos para parte dos consumidores em um tempo menor que o necessário para realização do serviço completo de manutenção. Este procedimento permite reduzir os prejuízos ligados com a interrupção no fornecimento de energia

Geralmente, o problema de otimização inclui a especificação, a quantidade e a localização mais eficiente de cada tipo de equipamentos de comutação. As soluções destas questões são necessárias não somente no planejamento das redes elétricas como também na operação. No processo de operação surge a necessidade de redistribuição dos equipamentos de comutação, gerada pelas alterações das cargas elétrica e desenvolvimento das redes.

O problema típico da otimização dos sistemas de distribuição é discreto, combinatório, com função objetivo e/ou restrições não lineares e não diferenciáveis. Isto dificulta a aplicação dos métodos tradicionais de programação linear ou não linear para a sua solução. Além disso, para este grupo de problemas a obtenção da solução ótima global, em geral, não pode ser garantida. Estas considerações podem ser totalmente aplicadas para problemas de chaveamento ótimo.

A maioria das pesquisas para modelagem e construção da função objetivo para otimização de confiabilidade utiliza a abordagem chamada “reliability worth assessment”. Este método permite incluir o custo dos danos aos consumidores, no caso de interrupções no fornecimento de energia, nas despesas ligadas com a operação e o desenvolvimento das redes elétricas. Esta abordagem permite definir a função objetivo analiticamente de forma única e fácil. Naturalmente que a meta neste caso é a quantificação monetária dos prejuízos.

Porém muitas concessionárias não dispõem de dados confiáveis sobre prejuízos, que serviriam para a estimação adequada da confiabilidade do fornecimento de energia e poderiam ser utilizados nos problemas de otimização. Naturalmente, que neste caso, o problema de chaveamento ótimo das redes de distribuição não pode ser analisado de forma geral, quando é necessário definir o mínimo da função objetivo que se apresenta como o somatório dos investimentos para equipamentos, das despesas operacionais e dos valores dos prejuízos causados pela interrupção no fornecimento de energia. Os possíveis problemas de seccionamento ótimo devem ser reformulados de forma a considerar a experiência prática, os interesses da concessionária, a informação disponível, o modelo e os indicadores integrais utilizados para estimação quantitativa da confiabilidade do sistema.

Diante do exposto conclui-se que o modelo para análise quantitativa da confiabilidade deve estar baseado na informação que realmente está disponível na concessionária e para o uso mais eficiente do modelo desenvolvido, os dados estatísticos primários sobre falhas acumulados nas concessionárias devem ser preliminarmente analisados, processados e testados. Este procedimento permite eliminar os possíveis erros e estabelecer as relações principais.

No processo de desenvolvimento do modelo para avaliação da confiabilidade é necessário considerar que ele deve servir não somente para a estimação qualitativa da confiabilidade do sistema e seus componentes como também permitir uma solução eficiente dos problemas de otimização da confiabilidade. Para isso é preciso haver a possibilidade de analisar a confiabilidade do sistema, em função das suas características técnicas (topologia de rede, composição e localização dos equipamentos de proteção e comutação) e operacionais (estratégia e possibilidade de identificação, localização e eliminação de falhas).

Esta situação estimula a utilização de métodos heurísticos que permitem achar uma solução quase ótima com consumo razoável de tempo e recursos computacionais.

1.1 Objetivos da tese

A interrupção no fornecimento de energia elétrica não é mais aceita pelos consumidores, pois a vida moderna depende cada vez mais de um fornecimento de energia confiável.

A falta de energia pode causar enormes danos para o setor industrial, sendo que as concessionárias poderão ser penalizadas com indenizações vultosas aplicadas pelo agente fiscalizador. Em se tratando de consumidores não industriais, os prejuízos causados pela interrupção no serviço de distribuição de energia elétrica poderão gerar além dos danos materiais, danos pessoais, que não podem ser facilmente quantificáveis.

Considerando todos os fatores apresentados, a concessionária deverá ter como meta manter o fornecimento contínuo oferecendo um serviço confiável e de qualidade a todos os seus consumidores.

No entanto, trabalham com o elemento mais vulnerável de todo o sistema energético, as redes de distribuição, estando permanentemente expostas à ação de agentes externos que poderão provocar interrupção no fornecimento de energia.

A concessionária depara-se com um problema dos mais complexos a resolver. Pois, para melhorar a confiabilidade de seus sistemas são necessários grandes investimentos e, caso viole os indicadores de continuidade, pagam multas elevadas. As soluções para o problema do aumento da confiabilidade podem ser agrupadas em várias alternativas, entre elas a localização ótima de seus equipamentos de comutação, que no caso de falha em suas redes, permitirá restabelecer o fornecimento de energia para o maior número de consumidores possível. Para tanto, a concessionária deverá dispor de uma base de dados confiável, onde se encontre todas as informações a respeito das faltas de energia ocorrida em seu sistema, o que permitirá definir as variáveis que auxiliarão na determinação das características de confiabilidade.

Os objetivos desta pesquisa podem ser expressos de forma concisa de acordo com os seguintes itens:

- Definir as formulações mais apropriadas para o problema de otimização da confiabilidade, considerando as condições específicas das redes do sistema de distribuição brasileiro. Uma vez que estas redes têm características peculiares como: ser constituída predominantemente por redes aéreas com cabos nus, ter um elevado número de transformadores e seus alimentadores serem de grande extensão.
- Desenvolver métodos de modelagem das características integrais de confiabilidade, considerando topologia, parâmetros de redes, localização dos equipamentos de comutação, de acordo com as formulações do problema de aumento de confiabilidade considerado nesta pesquisa.

- Avaliar os dados estatísticos para a definição, a composição e a quantidade de informações que podem ser utilizadas para a determinação dos indicadores de confiabilidade das redes de distribuição.
- Analisar os métodos matemáticos que podem ser utilizados para solução de problemas de otimização da confiabilidade, considerando as várias formulações do problema e estruturas da função objetivo e restrições.
- Desenvolver um algoritmo para distribuição ótima de equipamentos de comutação nas redes de distribuição, considerando várias formulações de problemas.
- Aplicar o algoritmo desenvolvido para a localização ótima de equipamentos de comutação numa concessionária distribuidora de energia elétrica.

1.2 Organização da Tese

A tese aqui apresentada “**Desenvolvimento de métodos e algoritmos para avaliação e otimização da confiabilidade em redes de distribuição**” está disposta em vários capítulos.

No Capítulo 1, como introdução foi construída uma breve análise do assunto, bem como o objetivo a ser alcançado.

O Capítulo 2 mostra uma apreciação do tema proposto através de referências bibliográficas.

No Capítulo 3 encontra-se uma breve descrição da regulamentação da confiabilidade do fornecimento de energia no Brasil, bem como, a sistemática de registro das interrupções do fornecimento na concessionária. Analisa o processo pelo qual passam os dados de falta de energia elétrica, com vistas à consolidação das informações armazenadas na base de dados.

O Capítulo 4 mostra o modelo matemático para análise da confiabilidade dos sistemas de distribuição, através de formulações para o problema de otimização da confiabilidade, bem como a definição dos indicadores integrais de confiabilidade.

O Capítulo 5 apresenta o procedimento usado para obtenção e análise dos dados para estudo da confiabilidade, define frequência de falha, taxa de falhas, tempo de restabelecimento do fornecimento de energia, tempo médio de despacho, tempo médio de deslocamento e tempo médio de serviço, necessários para reparar o defeito.

Também descreve o algoritmo utilizado para a comparação das médias de duas amostras pertencentes a um conjunto. Utilizando-se este algoritmo de comparação são analisadas as falhas e os tempos médios de restabelecimento do fornecimento de energia. A análise realizada permite verificar o nível de variação dos indicadores de confiabilidade, taxa de falhas e tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia.

No Capítulo 6, encontra-se o método de organização da matriz lógico-estrutural que serve de base para a construção da função objetivo e restrições.

No Capítulo 7 são analisados sucintamente os métodos de otimização discreta e as transformações para a adaptação da função objetivo e restrições para utilização destes métodos, também é indicada uma metodologia para a localização ótima de vários tipos de equipamentos de comutação.

No Capítulo 8 é mostrada a utilização de métodos heurísticos de otimização discreta para a localização de equipamentos de comutação de mesmo tipo e conjunto de diferentes dispositivos de proteção e manobra em redes de distribuição, como também seus respectivos exemplos numéricos.

No Capítulo 9 são mostrados os resultados práticos da modelagem para otimização da confiabilidade em sistemas de distribuição.

O Capítulo 10 mostra as conclusões e a possível continuidade do trabalho aqui apresentado.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O fornecimento de energia elétrica de qualidade e com elevada confiabilidade é requisito imprescindível ao desenvolvimento de um povo, sendo inclusive fator limitador do crescimento sócio econômico. A falta de energia mesmo por pequenos períodos não é mais tolerada, pois qualquer interrupção causa prejuízo para todos os tipos de consumidores.

A sociedade moderna tem como expectativa um sistema de fornecimento de energia que opere da forma mais econômica possível e com uma confiabilidade cada vez maior. A crescente necessidade de energia leva ao crescimento da demanda, o que torna cada vez mais complexo o planejamento, a construção, a operação e o controle ótimo dos sistemas elétricos.

Os objetivos principais do planejamento e controle ótimo dos sistemas energéticos são: a satisfação da demanda e a oferta de energia elétrica com qualidade padronizada para os consumidores, com despesas mínimas e alto nível de confiabilidade.

Durante muitos anos a busca da solução deste problema teve como enfoque principal os sistemas de geração e transmissão [1]. Isto se deve a quantidade de investimentos aplicados nestas áreas e também aos enormes danos que podem causar para a sociedade, pois quando esses sistemas falham provocam grandes desligamentos, com elevado número de consumidores interrompidos, atingindo vastas regiões trazendo como consequência enormes prejuízos.

No caso da análise de desempenho [2] o sistema pode ser considerado como um conjunto com base em sua performance passada [3]. Se, no entanto, for necessária uma nova apreciação sob o ponto de vista do planejamento futuro, esse procedimento torna-se impraticável devido a grande quantidade de variáveis e dados envolvidos.

Os métodos utilizados para análise da confiabilidade em sistemas elétricos de potência nem sempre podem ser utilizados ou são pouco eficientes para redes de distribuição [4]. De acordo com a experiência mundial, uma análise individual do sistema de distribuição é importante considerando que, exigem até 50% dos investimentos, são responsáveis por

aproximadamente 60% das perdas e 85% das falhas no fornecimento de energia de todo o setor energético [5], [6], [7]. Assim sendo, tem influência predominante nos indicadores de desempenho das concessionárias. Portanto, uma análise particularizada do sistema de distribuição é importante, considerando que é o principal responsável pela falta de fornecimento de energia para os consumidores.

Normalmente os problemas de planejamento e operação dos sistemas de distribuição são estabelecidos como a seleção da estratégia que minimiza o somatório das despesas para a distribuição de energia, tendo como finalidade atender as cargas previstas. Conseqüentemente, todas as alternativas devem garantir o cumprimento das restrições técnicas, das exigências de qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia. A confiabilidade [8] pode ser difícil de ser obtida economicamente, principalmente em níveis de baixa e média tensão, onde o sistema é radial, constituído praticamente em sua totalidade de cabos nus, expostos as condições adversas [9], como por exemplo, descargas atmosféricas, vegetais em contato com a rede, etc.

Comumente as despesas operacionais abrangem os custos de operação e manutenção dos equipamentos e também a compensação das perdas de energia. Existem padrões estabelecidos para qualidade de energia, já para as restrições de confiabilidade não existe padronização definida e nem metodologia incontestável para sua estimativa. Estas considerações podem explicar o grande número de pesquisa e publicações que tratam deste assunto.

Os principais indicadores de confiabilidade utilizados em sistemas de distribuição [10] são: taxa de falhas, tempo médio de falhas e duração anual das falhas no fornecimento de energia. Esses índices básicos podem servir para o cálculo dos indicadores integrais de confiabilidade para todo o sistema.

Atualmente são utilizados mundialmente [11], de uma ou outra forma, os indicadores integrais de confiabilidade [4] SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) e ASAI (Average Service Availability Index).

Geralmente os indicadores integrais de confiabilidade são calculados pelas concessionárias de energia ao final de cada ano baseados nos dados estatísticos acumulados. Ao mesmo tempo, estas características são insuficientes para a solução de todo elenco de problemas ligados com a modelagem e a otimização da confiabilidade. Por isso, em inúmeras pesquisas foram introduzidos critérios adicionais que permitem refletir um outro aspecto da

confiabilidade do fornecimento de energia, são eles: taxa de falhas, duração da interrupção e duração média anual das falhas.

Em [12] destacam-se SAIFI1 e SAIFI2, que representam simultaneamente a frequência das falhas permanentes e transitórias. Além disso, o mesmo trabalho propõe a determinação de uma série de indicadores semelhantes aos citados acima, definidos em relação ao somatório das cargas e não em relação a quantidade de consumidores, são eles: ASIDI (Average System Interruption Duration Index) e ASIFI (Average System Interruption Frequency Index).

Especificamente em [11] para a análise de falhas transitórias é utilizado um índice especial: MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index). Em [13] todas as características estão definidas em relação a cada alimentador ao contrário de outras propostas, onde os índices foram definidos para todo o sistema. Entretanto, conforme a referência [12] a utilização de todos os indicadores apresentados acima não permite comparar objetivamente a confiabilidade de várias concessionárias, e o que é mais importante, não definem as causas da insuficiência de confiabilidade e as ações necessárias ao seu aumento. Para tanto, é necessário à consideração de fatores adicionais para completar esta análise.

No Brasil, nos últimos anos, a área de distribuição de energia elétrica começou a receber mais atenção, provavelmente devido a sua reestruturação que foi decorrência da privatização do setor. Este processo está acontecendo em vários países do mundo [14], e num futuro próximo o abastecimento de energia elétrica será um mercado competitivo como outro qualquer.

As fortes mudanças que têm ocorrido após a privatização das empresas de distribuição de energia elétrica se devem também à fiscalização da agência reguladora. Essa agência é responsável por estabelecer a qualidade do serviço prestado pelas empresas e também aplicar as penalidades, quando o desempenho esperado não for alcançado. Portanto, as concessionárias de energia devem estar preocupadas em manter condições operacionais adequadas, bem como, em garantir o nível de confiabilidade requerido [15].

No Brasil, as metas são estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [16], [17] através dos indicadores gerais [18] DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), o DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e o FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) que são semelhantes aos utilizados em outros países. Estes limites podem ser estabelecidos para um grupo de consumidores baseados em dados históricos e no método *benchmarking*. [19].

A confiabilidade esperada da rede primária de distribuição pode ser estimada através da avaliação da sua configuração [20], [21] e dos parâmetros do circuito, considerando a extensão, o tipo de condutor, os equipamentos de comutação e o risco de uma interrupção atingir um determinado número de consumidores. Indicadores numéricos podem ser calculados para uma parte qualquer ou para todo o circuito desde que sejam conhecidos os dados estatísticos do seu desempenho [22].

Numa série de trabalhos para a avaliação integral da confiabilidade é usado o índice de valor esperado de energia não fornecida [12], [23], [24], [25]. Entretanto, esta característica não tem uso independente e serve, em princípio, para a avaliação do prejuízo ou algumas de suas parcelas.

A avaliação da ocorrência de falhas num sistema de distribuição [11], [26] pode ser realizada através de diferentes enfoques como: valores reais, valores normalizados, valores relativos e valores probabilísticos de falhas. As falhas afetam de forma significativa a confiabilidade, a segurança e a qualidade da energia fornecida entre outros fatores.

A quantificação da confiabilidade é parte integrante da informação de um sistema de distribuição, assim como a sua topologia, os parâmetros dos equipamentos, o consumo de energia, etc. A determinação da confiabilidade juntamente com outros objetivos permite um planejamento ótimo para o sistema de distribuição. Para manter um bom nível de confiabilidade pode ser utilizada a inspeção, que tem como finalidade localizar problemas em potencial [27], [28] a fim de que providências possam ser tomadas para evitar que falhas venham a ocorrer [29]. Também a melhoria da confiabilidade dos sistemas de distribuição pode ser obtida através do uso de equipamentos de chaveamento preexistentes ou da inclusão de novos [30], permitindo desta forma a transferência de carga ou a redução de trechos com interrupção no fornecimento de energia [31], [32].

Evidentemente que o valor monetário do prejuízo é uma característica mais informativa comparada com o valor da energia não fornecida. Entretanto, a determinação do prejuízo é um problema extremamente complexo e trabalhoso, pois o prejuízo depende de vários fatores como: demanda de energia, horário do dia, dia da semana e estação do ano em que houve a interrupção.

Existe um interesse crescente na avaliação quantitativa da confiabilidade dos sistemas elétricos e a avaliação do custo/benefício calculado para sua operação, planejamento e expansão. O elemento chave da estimação do custo equivalente é a avaliação do prejuízo que as interrupções causam aos consumidores e a capacidade de determinação dos indicadores adequados que possam ser usados no planejamento e na operação.

Nestas condições, para a consideração da confiabilidade em problemas de planejamento [33] e controle das redes elétricas podem ser propostos dois caminhos [23]: considerar a confiabilidade como critério adicional no processo de comparação das alternativas ou considerar este fator como parte das despesas operacionais, da mesma forma que as perdas anuais de energia, pois ambas exigem a quantificação dos prejuízos.

A análise bibliográfica mostra que as pesquisas ligadas com a avaliação dos prejuízos em sistemas elétricos têm longa história [34]. Em vários países, foram realizadas amplas pesquisas na tentativa de quantificar monetariamente as conseqüências sócio-econômicas das falhas no fornecimento de energia [20], [35], [36], [37], [38], [39]. Dentre estas pesquisas é necessário destacar os trabalhos que apresentam o resultado da análise e a avaliação dos prejuízos para grupos típicos de consumidores industriais, comerciais, administrativos e residenciais [37], [40], [41], [42]. Os métodos que foram utilizados para estimação dos prejuízos ligados com as interrupções no fornecimento de energia de acordo com a classificação [43] podem ser apresentados através de três procedimentos: métodos analíticos, análise das conseqüências dos “apagões” e entrevistas diretas juntamente com estudos da opinião dos consumidores. A dificuldade da apreciação analítica da confiabilidade está ligada com a presença de um grande número de fatores. Alguns destes fatores não podem ser monetariamente quantificados, por isso, praticamente em todas as pesquisas foi utilizado o último método. Neste caso, os consumidores têm a possibilidade de quantificar de forma monetária as conseqüências das falhas no fornecimento de energia para as próprias empresas, escritórios, apartamentos, etc. [44], [45], [46], [47]. Em seguida, a análise dos dados permite definir as principais características do prejuízo para cada grupo típico de consumidores, geralmente em função da duração das interrupções no fornecimento de energia e valores das cargas desligadas. Para os nós da rede de distribuição com vários tipos de carga os prejuízos integrais são definidos como médias ponderadas pela potência, considerando a composição e as demandas de cada grupo típico de consumidores.

Os prejuízos das interrupções no fornecimento de energia podem ser opcionalmente divididos em prejuízos diretos e indiretos [43]. Para alguns grupos de consumidores os prejuízos diretos ligados com as perdas na produção industrial, produtos e peças danificadas, perdas do tempo de trabalho podem ser estimadas de forma razoavelmente exata. Para outros grupos de consumidores os prejuízos diretos como adiamento de reuniões ou planos pessoais pode ser facilmente identificado, mas a estimativa quantitativa adequada apresenta grandes dificuldades. Os prejuízos indiretos nem sempre podem ser identificados.

Os valores dos prejuízos até para os mesmos grupos de consumidores é função de um grande número de fatores como a forma e o nível de dependência do fornecimento energia elétrica a que está sujeito o consumidor. Esta vinculação é definida através das características do próprio consumidor como tipo de equipamento, potência, energia consumida, quantidade de cargas desligadas, caráter do processo interrompido, considerando o período do dia, da semana e do ano. Depende também das características das falhas como frequência, duração (permanentes, transitórias ou desligamentos programados), intervalos de tempo decorrido desde a última falha, etc. [39].

Nos trabalhos publicados [36], [38], [41], [43], [48], [49], [50], [51], [52], [53] foram utilizadas várias abordagens para a definição e processamento de dados sobre prejuízos para os consumidores causados pelas interrupções de diferentes durações ocorridas em diversos períodos do dia e do ano. Na maioria das vezes os prejuízos estão definidos em função de dois fatores [54]: potência média do consumidor e valor da energia não fornecida e são apresentados na forma de cenários gerais [39], valores médios [49], em formas de curvas e tabelas, [48], [55] considerando a variação do prejuízo para os consumidores em função do tempo [37] e equação de regressão [36]. Entretanto, independentemente da forma de apresentação dos resultados é claro que as estimativas quantitativas para os mesmos grupos de consumidores apresentam grandes intervalos de variações. Além disso, é necessário também levar em conta que a definição dos prejuízos para um conjunto de vários tipos de carga com valor médio ponderado nem sempre é adequada.

Por isso, é admissível concluir que a utilização de prejuízos para a análise de confiabilidade é possível e eficiente somente quando estas características forem obtidas na área de atuação da concessionária. A utilização dos dados de regiões com diferentes estruturas sócio-econômicas ou de outros países pode distorcer os resultado da análise. Ao mesmo tempo, a realização deste tipo de pesquisa é um problema que exige muito tempo e grandes recursos financeiros e humanos [55].

Para a estimação quantitativa das características integrais de confiabilidade foram utilizados vários enfoques, que em geral podem ser divididos em dois grandes grupos: métodos analíticos e modelagem probabilística [56], [57].

A idéia principal dos métodos analíticos está baseada na representação do sistema na forma de modelo matemático e definição das características integrais de confiabilidade através de cálculos com base nos parâmetros de confiabilidade de vários elementos do sistema. Neste caso, deve ser analisada a contribuição de cada componente do sistema para a falha no fornecimento de energia. Entretanto, o conhecimento somente das características

integrals de confiabilidade permite, de certa forma, analisar a qualidade de operação do sistema mas não pode dar uma resposta quanto à efeito da utilização dos vários meios de aumento de confiabilidade. Para verificar a eficácia de uma alternativa de aumento da confiabilidade devem ser desenvolvidos métodos que permitam estimar quantitativamente o nível de confiabilidade do sistema [27] com base na topologia da rede, na localização e características dos equipamentos de proteção e comutação, nos dados sobre confiabilidade dos elementos do sistema e outras características operacionais [11]. Para isto é necessário o conhecimento das principais características de confiabilidade: taxas de falhas permanentes, transitórias, desligamentos programados, tempo médios de restabelecimento do fornecimento de energia, tempo médio de seccionamento para vários equipamentos de comutação, etc. Neste caso, alguns indicadores devem ser definidos independentemente para cada componente básico da rede elétrica: redes aéreas, compactas ou subterrâneas, disjuntores, religadores, chaves fusíveis, etc.

Evidentemente que para a realização desta modelagem de confiabilidade são necessários dados confiáveis e em elevada quantidade, obtidos no processo de operação da própria concessionária [11], [36]. O processo de obtenção desta informação é trabalhoso, pois os parâmetros de confiabilidade dependem de um grande número de fatores muitas vezes difíceis de formalizar, que influem diretamente ou indiretamente para a determinação de suas características quantitativas.

A referência [58] serve como exemplo da utilização dos métodos matemáticos estatísticos para análise dos componentes do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia. Neste trabalho, foi feita a tentativa de estimação quantitativa da influência de vários fatores para o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia. Esta técnica permite definir mais adequadamente o tempo de restabelecimento para vários nós da rede, ao contrário da utilização de um único valor médio para todos os consumidores localizados a jusante do equipamento de proteção que atuou por ocasião da falha [59]. A quantificação das características integrals de confiabilidade realiza-se através da análise consecutiva de todas as possíveis falhas da rede e suas influências para o sistema inteiro.

Na referência [60] são utilizados equivalentes especiais das redes elétricas, considerando suas características específicas e regras sobre a localização dos equipamentos de proteção e comutação. Este método permite simplificar a determinação das cargas atingidas para cada provável falha da rede. Admite também definir a estratégia de restabelecimento do fornecimento de energia dependendo da estrutura da rede e do conjunto de regras utilizadas pela concessionária. Este procedimento é a parte mais complexa da análise. Para a

quantificação das características integrais de confiabilidade alguns autores utilizam métodos matemáticos baseados nas seções mínimas [4], [61]. Entretanto, a utilização deste método para análise de redes muito extensas, com inúmeras derivações e na maioria das vezes com estruturas radiais, não é aceitável. Esta técnica pode ser considerada como uma tentativa para adaptar para os sistemas de distribuição os métodos desenvolvidos e utilizados em sistemas elétricos de potência.

Os métodos analíticos admitem definir o valor médio ou o valor esperado de algumas características de confiabilidade. Estes valores são bastante informativos, entretanto não permitem analisar o nível e o caráter da sua variabilidade. Naturalmente que, por exemplo, o histograma de distribuições dos valores aleatórios dos parâmetros possibilita além de definir as estimativas pontuais, encontrar os valores que podem influir significativamente para o sistema, mesmo até com baixo nível de probabilidade de aparecimento [56]. Para permitir a estimação desta influência é necessário incluir a distribuição de probabilidade de vários valores dos parâmetros no processo de cálculos das características integrais de confiabilidade. Esta idéia é a base para os métodos de modelagem estatística ou métodos de Monte Carlo.

O princípio de utilização do Método de Monte Carlo para problema de confiabilidade está apresentado na referência [62]. De acordo com esta abordagem devem ser gerados ciclos constituídos de períodos de estado normal e anormal dos elementos do sistema, ao longo do tempo. Os valores que refletem o tempo de operação normal e o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia são determinados através de um gerador de valores aleatórios utilizando as leis de distribuição das frequências de falhas dos elementos e as parcelas do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia. Na etapa seguinte, com base nas interligações entre os estados dos vários elementos do sistema e o estado do sistema inteiro, as distribuições de probabilidade podem ser definidas para todos os indicadores integrais de confiabilidade. Evidentemente que para a utilização deste método é necessário definir adequadamente as leis de distribuição para todas as variáveis aleatórias. Entretanto, nas pesquisas publicadas não existe uma opinião única em relação à quais leis de distribuição podem ser utilizadas para a determinação dos parâmetros de confiabilidade. Por exemplo, em [63] os componentes do tempo de restabelecimento da energia é modelado através da distribuição exponencial. Para a apresentação da taxa de falhas é analisada a possibilidade de utilização das distribuições normal, log-normal ou gama. A referência [56] afirma que as parcelas que compõe o tempo de restabelecimento também podem ter diferentes leis de distribuição: normal, log-normal ou exponencial. Além disso, destaca que para sistemas complexos com ampla faixa de variação dos parâmetros da confiabilidade de alguns

elementos, é praticamente impossível definir as características probabilísticas dos critérios integrais de confiabilidade. A referência [64] assegura que as falhas em redes de distribuição correspondem às leis de distribuição normal, exponencial ou Poisson. Entretanto, o trabalho conclui que muitas vezes a utilização destas distribuições não permite realizar uma modelagem adequada. Na referência [66] é analisada uma série de leis de distribuição, entretanto afirma que muitas vezes a distribuição de falhas para alguns nós de carga é multimodal e não pode ser representada através de nenhuma lei de distribuição conhecida. O mesmo trabalho apresenta também dados sobre as características integrais de confiabilidade obtidos através de modelagem estatística com a utilização de várias combinações de leis de distribuição. Os resultados apresentam grande diferença. Entretanto, através da análise dos resultados do trabalho [56] é possível concluir que algumas vezes a utilização dos modelos determinísticos mais simples não conduz ao aumento significativo do erro na estimação dos parâmetros de confiabilidade comparados com os métodos mais complexos de modelagem probabilística.

A mesma situação acontece com a tentativa de modelagem probabilística dos prejuízos em [6], [32], [65], [67], [68], [69], onde várias leis de distribuição foram utilizadas com este objetivo. Neste caso, as leis de distribuição, ou pelo menos os parâmetros das leis de distribuição [38], na maioria das vezes, são diferentes para várias durações da interrupção no fornecimento de energia. Naturalmente que para a efetivação desta abordagem, é necessária a realização de pesquisa preliminar que inclui a coleta e a análise dos dados correspondentes da concessionária.

A breve análise apresentada acima admite fazer as seguintes conclusões. O modelo para análise quantitativa da confiabilidade deve estar baseado na informação que realmente está disponível numa determinada concessionária. Neste caso, é preferível a utilização de um modelo mais simples, que tenha uma base de informação confiável em comparação aos modelos mais sofisticados que exigem a utilização de dados gerais obtidos fora da concessionária. Para o uso mais eficiente do modelo desenvolvido, os dados estatísticos primários sobre falhas acumulados nas concessionárias devem ser preliminarmente analisados, processados e testados de uma forma especial. Este procedimento permite eliminar os possíveis erros e estabelecer as principais relações entre os fatores. No processo de desenvolvimento do modelo para avaliação da confiabilidade é necessário considerar que este deve servir não somente para estimação qualitativa da confiabilidade do sistema e seus componentes como também permitir uma solução eficiente para os problemas de otimização da confiabilidade. Para tanto, é preciso haver a possibilidade de analisar a confiabilidade do

sistema em função das suas características técnicas (topologia de rede, composição e localização dos equipamentos de proteção e comutação) e operacionais (estratégia e possibilidade de identificação, localização e eliminação de falhas).

A solução do problema de otimização da confiabilidade tem como finalidade aumentar a eficiência geral da operação de toda a estrutura de fornecimento de energia sendo que o seccionamento ótimo [70] é um dos métodos mais conhecidos, eficiente e utilizado. Os equipamentos de proteção e comutação permitem no caso de falha isolar o trecho com defeito, reconfigurar a rede e restabelecer o fornecimento de energia, pelo menos para parte dos consumidores em um tempo menor que o necessário para realização do serviço completo de manutenção. Este procedimento permite reduzir os prejuízos associados à interrupção no fornecimento de energia [71]. Geralmente inclui a especificação, a quantidade e a localização mais eficiente de cada tipo de equipamentos de comutação. Além disso, no processo de operação aparece a necessidade de redistribuição dos equipamentos de comutação gerada pelas alterações das cargas elétrica [72] e desenvolvimento das redes [73].

A maioria dos problemas típicos de otimização dos sistemas de distribuição é discreto [74], [75], combinatório, com função objetivo e/ou restrições não lineares e não diferenciáveis. Isto dificulta a aplicação de métodos tradicionais de programação linear ou não linear para a sua solução [76]. Além disso, como mostra [54], para este grupo de problemas a obtenção de solução ótima global, em geral, não pode ser garantida. Estas considerações podem ser totalmente aplicadas para problemas de chaveamento ótimo.

Esta situação estimula a ampla utilização de métodos heurísticos [77], [78], [79] que permitem achar uma solução quase ótima com consumo razoável de tempo e recursos computacionais [80]. Já existe uma certa experiência positiva na aplicação de algoritmos genéticos [78], simulated annealing [71], redes neurais [25] tabu search e ant colony algorithms [77] para a solução de grande número de problemas de planejamento [81] e operação de sistemas de distribuição incluindo o chaveamento ótimo de redes elétricas.

Com uma pequena exceção [82] na maioria das pesquisas de modelagem e formação da função objetivo para otimização da confiabilidade utiliza-se a abordagem chamada “reliability worth assessment” [23], [48], [83], [84]. Este método permite incluir o custo das perdas do consumidor, no caso de interrupções no fornecimento de energia, nas despesas gerais ligadas com a operação e o desenvolvimento das redes elétricas. Esta abordagem permite definir a função objetivo analiticamente de forma única e fácil. Naturalmente que a meta neste caso é a quantificação monetária dos prejuízos.

Entretanto, muitas concessionárias não dispõem de dados confiáveis sobre prejuízos, que serviriam para a estimação adequada da confiabilidade do fornecimento de energia e logo após seriam utilizados nos problemas de otimização. Como já mencionado anteriormente, o uso de dados obtidos fora da área de atuação da concessionária pode levar a solução incorreta dos problemas de otimização da confiabilidade. Naturalmente, que neste caso, o problema de chaveamento ótimo das redes de distribuição não pode ser analisado na forma geral, quando é necessário definir o mínimo da função objetivo que se apresenta como o somatório dos investimentos para equipamentos, despesas operacionais e valores dos prejuízos causados pela interrupção no fornecimento de energia. Os possíveis problemas de seccionamento ótimo devem ser reformulados de forma a considerar a experiência prática, os interesses da concessionária, a informação disponível, o modelo e os indicadores integrais utilizados para estimação quantitativa da confiabilidade do sistema. Este contexto estimula a aplicação de métodos heurísticos com o objetivo de encontrar uma solução quase ótima para os problemas de seccionamento.

Neste trabalho será proposta a utilização de um algoritmo heurístico que já foi usado com sucesso para solução de muitos problemas relacionados aos sistemas de energia elétrica [74], incluindo os vinculados a otimização da confiabilidade [75].

CAPÍTULO 3

REGULAMENTAÇÃO DA CONFIABILIDADE E SISTEMA DE REGISTRO DAS INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA NAS CONCESSIONÁRIAS

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, decorrência da privatização do setor, o estado passou ao papel de regulador e fiscal do serviço de fornecimento de energia elétrica, do novo mercado que se formou no país. Então foi criada a ANEEL com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão e a comercialização de energia elétrica em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

De forma a atender as exigências do agente regulador, as concessionárias de distribuição de energia elétrica mantêm registro de todas as interrupções que ocorrem em seus sistemas, sendo que cada uma delas tem a sua própria sistemática de armazenamento de informações. Os dados acumulados são basicamente os mesmos, pois têm como finalidade apurar os indicadores de continuidade de serviço regulamentados.

Também é importante salientar a grande dificuldade que é o gerenciamento destas informações, pois existem diferenças quanto aos procedimentos adotados pelas concessionárias para atender as reclamações dos consumidores sobre falta de energia. Estes métodos podem gerar inconsistências que poderão acarretar distorções nas informações compiladas com base em números não tratados. Então as concessionárias possuem um sistema de consolidação dos registros armazenados, visando eliminar distorções.

A criação da base de informação necessária para a análise de confiabilidade, a mais completa e adequada possível, passa pela solução do problema que inclui a coleta, o registro, a verificação, a classificação e a análise dos dados estatísticos sobre falhas dos elementos dos sistemas elétricos de distribuição.

3.1 Regulamentação da confiabilidade do fornecimento de energia no Brasil

A privatização do setor energético brasileiro no ano de 1997 fez com que houvesse mudanças radicais no órgão fiscalizador. Antes da privatização a função reguladora era exercida pelo Ministério de Minas e Energia e pelo DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Até então praticamente todo o setor elétrico era estatal. Com a privatização foi criada a ANEEL.

Em 2000 foram implantados mais três indicadores com o objetivo de aferir a qualidade da energia fornecida aos consumidores, são eles: DIC (Duração da Interrupção por Unidade Consumidora), FIC (Frequência da Interrupção por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora). O DMIC é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica, durante um período muito longo. Esse indicador passou a ser controlado a partir de 2003 e penalidades são aplicadas no caso de violação dos padrões de continuidade estabelecidos.

O padrão de continuidade do serviço de energia elétrica tem apresentado um ganho de eficiência significativo, como pode ser verificado nos gráficos extraídos dos dados da ANEEL [85], referente aos índices de DEC e FEC, para os cenários nacional, regional, estadual e suas maiores concessionárias.

Quando foi iniciado o período de observação, ano de 1996, cada consumidor brasileiro ficava sem energia elétrica, aproximadamente, 22 vezes por ano, num total de quase 26 horas. Em 2002 estes números caíram para 14,8 interrupções, num total de 18,07 horas por ano.

O Gráfico 3.1, que representa o DEC anual apurado para o Brasil, para a Região Sul e para o estado do Rio Grande do Sul, mostra que a Região Sul, até o ano de 1999 apresentou uma atuação melhor que a média brasileira. No entanto, nos de 2000, 2001 e 2002 o seu desempenho foi inferior ao nacional, mas individualmente, a sua performance foi melhorando ano a ano, com exceção do ano de 2002, onde houve um ligeiro acréscimo no seu indicador. Avaliando o comportamento do estado do Rio Grande do Sul, verifica-se que o estado teve um pior desempenho se comparado ao nacional e ao regional, em todo o período considerado quanto à duração das interrupções.

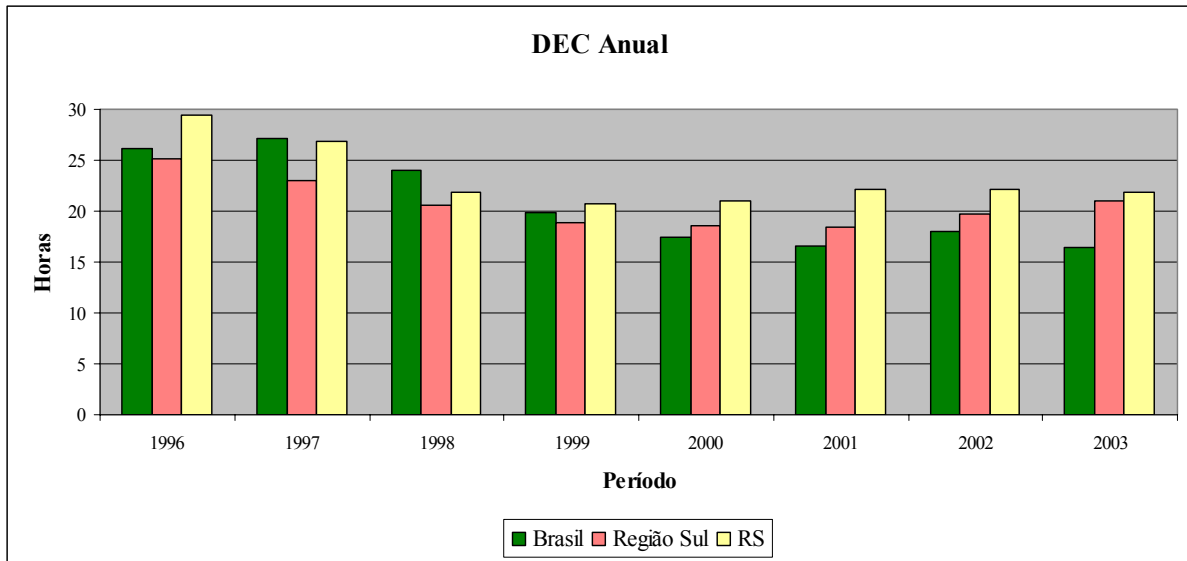


Gráfico 3.1 – DEC anual apurado para o Brasil, Região Sul e estado do Rio Grande do Sul.

Analisando o FEC através do Gráfico 3.2 e comparando os resultados alcançados pelo Brasil, pela Região Sul e pelo estado do Rio Grande do Sul observa-se que na Região Sul a frequência das interrupções no fornecimento de energia é bem maior, com exceção apenas do ano de 1998, onde a média foi ligeiramente menor que a brasileira.

Novamente, o estado do Rio Grande do Sul apresentou um comportamento pior do que o da sua região quanto ao número de interrupções. Logo, o estado está sujeito a uma frequência maior de desligamentos do que o Brasil e a Região Sul.

A análise completa quanto a DEC e FEC do estado do Rio Grande do Sul mostrou um desempenho desfavorável em todo o período observado. No ano de 2003 foram 19,49 interrupções, num total de 21,92 horas.

Frente a este péssimo desempenho surge a curiosidade de verificar o desempenho das distribuidoras gaúchas de energia elétrica.

No estado do Rio Grande do Sul existem oito concessionárias responsáveis pelo serviço de distribuição de energia. Apenas três delas, AES-Sul, CEEE e RGE, são as responsáveis por mais de 90% do território riograndense, conforme pode ser verificado na Fig. 3.1. Portanto, para a análise dos indicadores de continuidade de serviço serão utilizados somente os dados das três maiores distribuidoras gaúchas de energia.

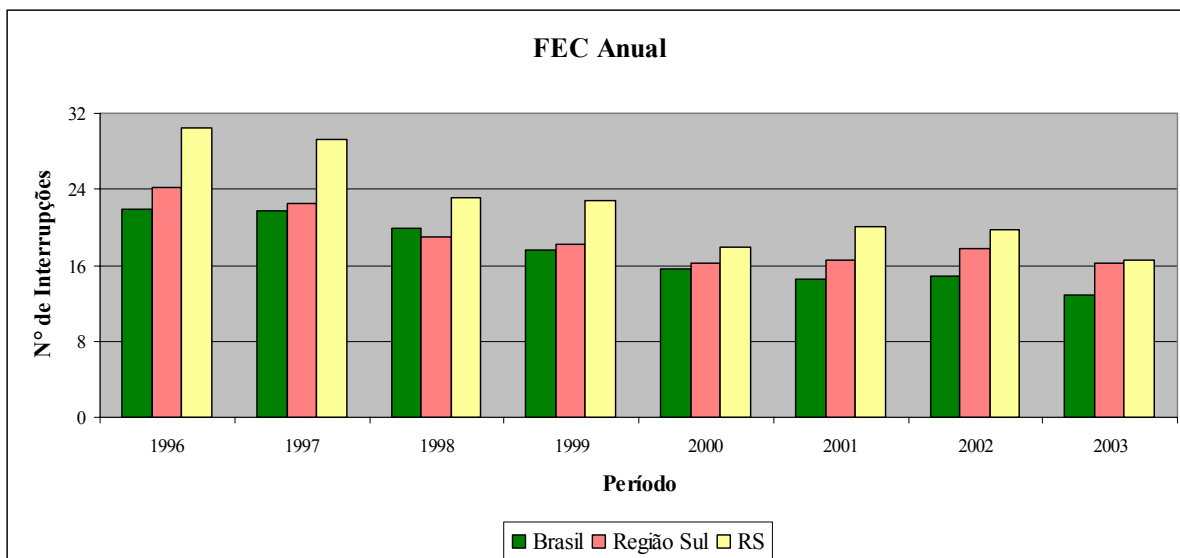


Gráfico 3.2 – FEC, anual apurado para todo o Brasil, para a Região Sul e estado do Rio Grande do Sul.

- AES Sul
Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
- CEEE
Companhia Estadual de Energia Elétrica
- DEMEI
Departamento Municipal de Energia de Ijuí
- ELETROCAR
Centrais Elétricas de Carazinho S/A
- MUXFELDT
Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda.
- NOVA PALMA
Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda.
- PANAMBI
Hidroelétrica Panambi S/A.
- RGE
Rio Grande Energia S/A

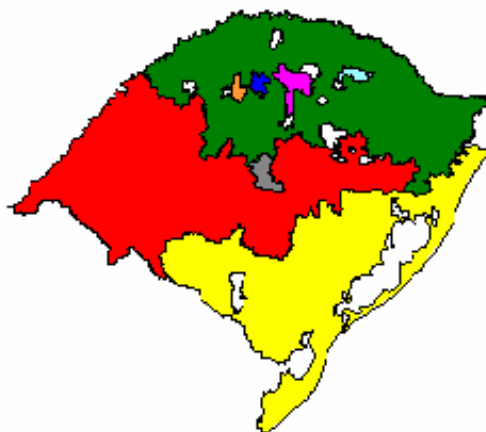


Figura 3.1 – Mapa extraído do site da ANEEL em 30/04/2005.

O Gráfico 3.3, mostra no ano de 1996, apenas a CEEE, pois neste ano a distribuição de energia ainda era quase que totalmente estatal. Observa-se que o comportamento das três concessionárias de energia é irregular quanto à duração das interrupções.

Analisando o indicador FEC para as três concessionárias gaúchas, Gráfico 3.4, também o desempenho das concessionárias mostrou-se imprevisível também.

No ano de 2004, último ano do período de observação, a RGE foi a concessionária que apresentou pior desempenho tendo 15,04 interrupções num total de 23,87 horas.

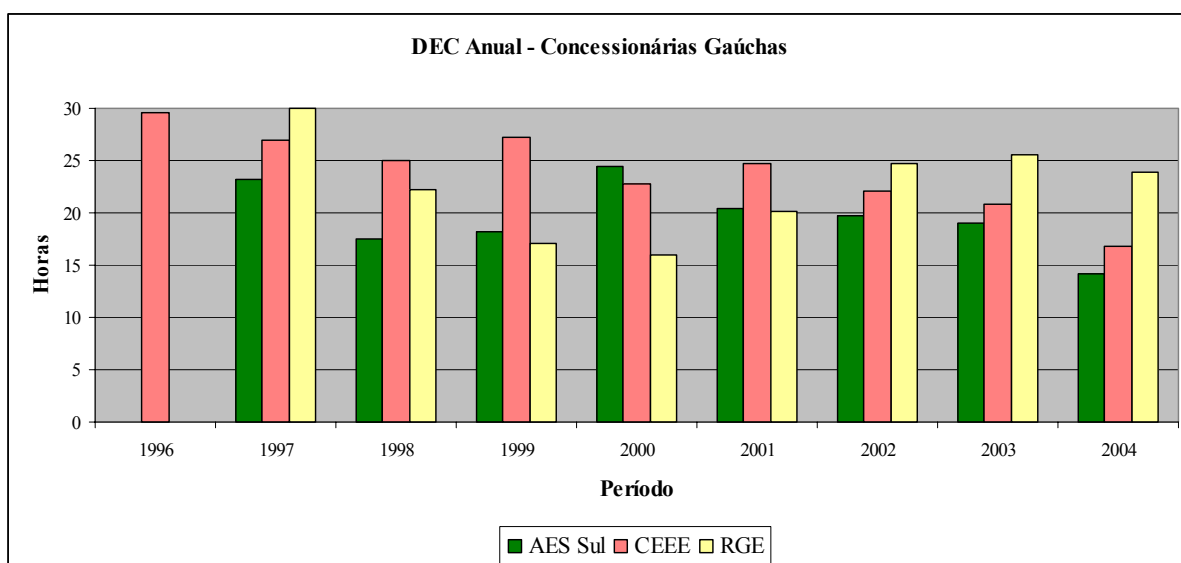


Gráfico 3.3 – DEC, anual apurado para as concessionárias AES Sul, CEEE e RGE.

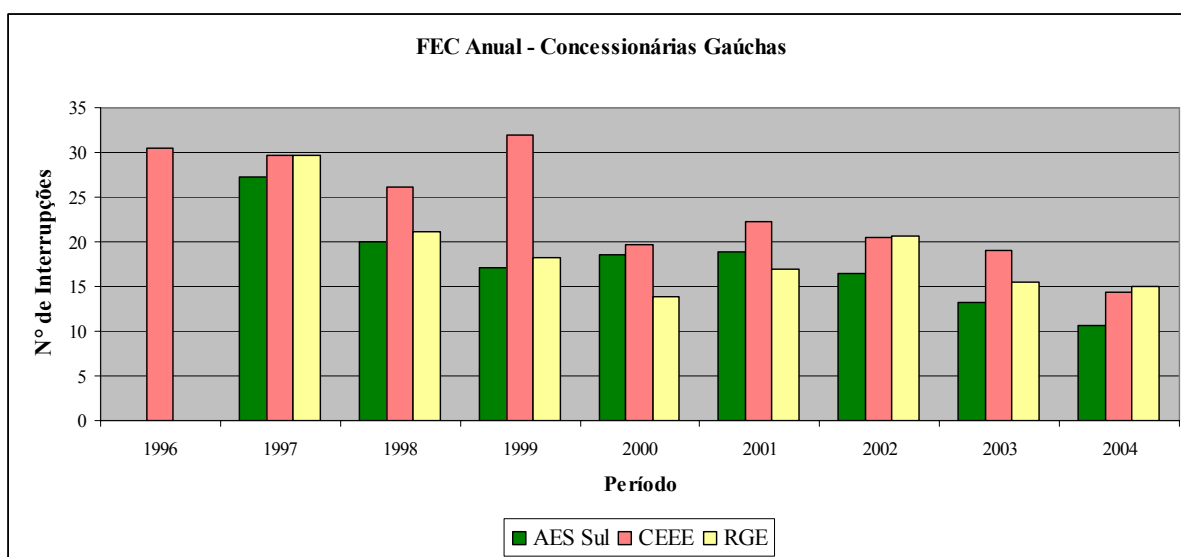


Gráfico 3.4 – FEC, anual apurado para as concessionárias AES Sul, CEEE e RGE.

Os dados apresentados levam a fazer as seguintes observações:

A redução dos indicadores DEC e FEC são bastante lentas e não é estável tanto para o país, quanto para região e suas concessionárias, esta situação dificulta a definição dos dados estatísticos médios com suficiente nível de precisão e exige uma análise mais ampla e detalhada.

Os problemas de otimização da confiabilidade para as empresas do Rio Grande do Sul devem ter grande importância, considerando que, os seus indicadores de qualidade do fornecimento de energia são piores do que a média da Região Sul e do Brasil.

3.2 Sistemas de registro das informações sobre as interrupções no fornecimento de energia

As concessionárias possuem uma central de atendimento ao cliente centralizada [16], [176]. As informações registradas são basicamente as mesmas como já foi mencionado anteriormente, no entanto os procedimentos para o registro podem ser muito diferentes.

A concessionária que forneceu os dados para esta pesquisa foi a Rio Grande Energia – RGE – através do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento intitulado “Distribuição ótima de recursos para aumento da confiabilidade das redes de distribuição da RGE, visando melhoria nos indicadores DEC e FEC”.

Nesta concessionária, o fluxo de informação da interrupção possui três formas iniciais de registro distintas entre si. A principal é realizada através do “RGE 24h”, localizado em Caxias do Sul, atendendo um total de 243 municípios e com uma população superior a 3,2 milhões de habitantes, totalizando mais de um milhão de clientes. Através da central de atendimento são realizados todos os pedidos comerciais além do registro de reclamação de falta de energia e dos níveis de tensão.

A segunda forma de entrada de informação de interrupção, está associada aos desligamentos programados, ou seja, desligamentos temporários que se fazem necessários devidos alguma situação especial, tal como: troca ou reposição de equipamentos, manutenção na rede ou equipamentos, entre outras.

A terceira forma de entrada da informação de interrupção é realizada através da conversão dos dados cadastrados no sistema SRE (Sistema de Registro de Eventos da Transmissão), na qual são registrados todos os eventos ocorridos no sistema de transmissão

RGE, CEEE ou do Sistema Básico de Transmissão, que tenham atingido o sistema de distribuição.

3.3 Processamento preliminar das informações de interrupção no fornecimento de energia

Para a avaliação do nível de confiabilidade nos sistemas de distribuição, é necessário o conhecimento histórico da incidência de falhas, a forma como estas informações são registradas e a consistência dos dados a serem utilizados.

Através do banco de dados central da RGE foram gerados os relatórios utilizados para analisar as características da confiabilidade da operação das redes de distribuição. Estes relatórios apresentam as seguintes informações:

- ID: Número seqüencial atribuído para a identificação técnica da falha;
- Departamento: Indica a qual dos cinco departamentos da RGE pertence à interrupção (Serra, Metropolitano, Planalto, Noroeste ou Missões);
- Data/Hora INI: Data e hora de início do evento (momento em que a reclamação entra no RGE24h);
- Data/Hora DES: Data e hora de despacho do evento para a equipe de eletricitas;
- Data/Hora CHEG: Data e hora de chegada da equipe de eletricitas ao local do evento;
- Data/Hora FIM: Data e hora do encerramento do evento pela equipe de eletricitas e restabelecimento do fornecimento de energia;
- Tipo de rede onde houve o defeito: C- Circuito (Transformador); P- Rede Primária; S – Rede Secundária; T – Transmissão; U - Subestação
- Tipo de Interrupção programada ou emergencial: S-Programada; N- Emergencial
- Clima: 1-Tempo Bom, 2-Neve, 3-Neblina, 4-Vento, 5-Chuva, 6-Temporal;
- Tipo de Equipamento: CC- Circuito/Transformador RGE; PM- Medidor Primário/Transformador Particular; FU – Chave Fusível; CH- Chave Faca; RL – Religador; SC- Seccionalizadora; AL- Alimentador

- Equip: Identificação técnica do equipamento que provocou a interrupção;
- Região do Equipamento de Interrupção: 1 –Urbano; 2 – Rural
- SUB: Sigla da subestação de origem;
- AL: Número de identificação do alimentador;
- Causa: Código de identificação numérica da causa da interrupção;
- Serv: Código de identificação numérica do serviço realizado:
- Resp: Responsável pela Interrupção: (RGE, Cliente ou CEEE)
- Tempo: Tempo total da interrupção em minutos
- CJ: Número de Municípios com consumidores atingidos;
- CS: Número de consumidores atingidos.

Entretanto, como mostra a análise da informação acumulada nem todos os dados tem o mesmo nível de confiança, pois alguns registros não são colocados na base de dados em tempo real. Algumas vezes, aparecem contradições entre os códigos que representam a causa da falha e o do serviço realizado. Além disso, os dados disponíveis não permitem uma diferenciação quanto ao tipo de rede, se aérea com cabos nus convencional, que é a grande maioria, se rede compacta ou ainda se rede subterrânea. Devido ao exposto, não é possível uma avaliação da confiabilidade para os vários elementos do sistema de distribuição em separado. Por outro lado, no banco de dados estão disponíveis informações que permitem identificar o departamento, a subestação e o alimentador onde ocorreu a falha. Também é possível localizar a parte do sistema de distribuição que foi responsável pelo defeito (rede secundária, primária, linhas de transmissão) e todas as características de tempo: períodos do ano, dia da semana e horário. Além disso, o registro de falhas permite calcular as várias parcelas do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia, em particular, o intervalo de tempo entre a chegada da reclamação sobre ausência de energia e a designação da equipe para realização do serviço necessário, o tempo decorrido até a chegada no local da falha e o tempo necessário para execução do serviço completo.

Evidentemente que todos estes dados devem ser considerados de forma mais eficiente no processo de desenvolvimento do modelo para avaliação e otimização dos indicadores de confiabilidade.

Diante do exposto e também levando em conta que um dos objetivos desta pesquisa é a otimização da confiabilidade das redes primárias de distribuição, neste trabalho foi desenvolvida uma ferramenta computacional com o objetivo de filtrar as informações das

falhas e do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia referente apenas às interrupções na rede primária e eliminar os registros que se caracterizam como desligamentos programados.

Além disso, é necessário avaliar as diferenças em relação ao caráter e o valor das cargas, ao comprimento das redes, a infra-estrutura das regiões atendidas pelos vários departamentos da concessionária e também as condições climáticas típicas para os períodos do ano. Sem dúvida todos estes fatores influem para o nível dos indicadores de confiabilidade. Por isso, existe interesse na análise comparativa dos indicadores básicos de confiabilidade para o primeiro e o segundo semestre do ano, para dias úteis e fim de semana, para os vários departamentos, subestações e alimentadores, Fig. 3.2.

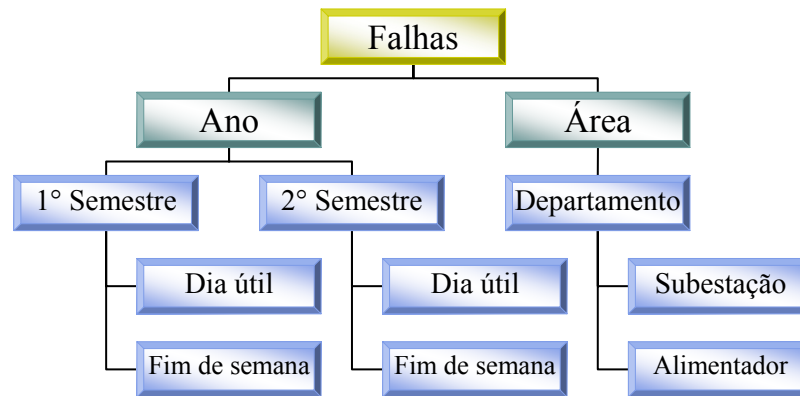


Figura 3.2 – Estrutura da análise de dados estatísticos sobre falhas.

Para facilitar esta análise foi desenvolvido um filtro computacional onde foram incluídas as opções mencionadas na Fig. 3.2.

Este filtro permite calcular a taxa de falhas, ou o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia e suas parcelas para toda a concessionária, para um departamento, para o alimentador ou subestação, para as interrupções que ocorreram no período 01/01/2002 até 30/06/2002, por exemplo, e tiveram o serviço de manutenção necessário para restabelecer o fornecimento de energia maior do que 30 minutos, Fig. 3.3.

Este procedimento justifica-se devido as seguintes considerações. É importante definir as características básicas de confiabilidade não somente para a avaliação dos indicadores integrais de confiabilidade, mas também de forma que possam ser utilizadas nos problemas de otimização.

Um dos meios mais utilizados e eficientes, para aumento da confiabilidade em redes de distribuição, é a localização ótima dos equipamentos de comutação. O objetivo principal, neste caso, é restabelecer o fornecimento de energia para parte dos consumidores em tempo menor do que o necessário para a execução completa do serviço de manutenção, através da localização, e isolamento do trecho com falha. Evidentemente que o isolamento da falha é razoável somente quando o tempo de serviço previsto ultrapassa um determinado valor.

The image shows two side-by-side screenshots of a software application interface. The left window is titled "Relatórios de Frequência de Falhas" and the right window is titled "Relatórios de Tempo de Restabelecimento". Both windows have a "Tipo de Relatório:" dropdown menu set to "De Falhas" and "De Tempo de Restabelecimento" respectively. Below this is a "Parâmetros de Consulta" section with several dropdown menus: "Departamento" (Todos), "Subestação" (Todas), "Alimentador" (Todos), and "Município" (Todos). There are also input fields for "Mês(es)" and "Ano(s)" with format instructions "mm ou mm-mm" and "aaaa ou aaaa-aaaa". The right window has "01-06" and "2002" entered. Below these are two more input fields: "Tempo Total maior que" and "Tempo de Serviço maior que", both with "minutos" units. The right window has "30" entered in the second field. At the bottom of each window are "Fechar" and "Gera Relatório" buttons. The right window also has a "Tipo de Gráfico" section with radio buttons for "Linhas" (selected) and "Barras", and a note: "Somente para Relatórios de Tempo de Restabelecimento".

Figura 3.3 – Telas da ferramenta computacional de filtragem de dados.

A informação acumulada no sistema computacional de registro de falhas da concessionária permite a obtenção e análise das principais características de confiabilidade: taxa de falhas, tempo de restabelecimento do fornecimento de energia e suas parcelas. No entanto, é necessário salientar que na maioria dos casos estes sistemas computacionais estão sendo usados pelas concessionárias somente nos últimos 2 ou 3 anos. Entretanto, para uma análise estatística adequada será necessária uma amostra de dados maior.

Por isso, nesta pesquisa não foi assumida a tarefa de obtenção das características probabilísticas dos indicadores de confiabilidade. Pois, os métodos da teoria da probabilidade

não podem ser considerados como ferramenta matemática adequada, para análise dos dados estatísticos sobre falhas, devido ao pequeno período de observação disponível nas concessionárias de energia.

CAPÍTULO 4

FORMULAÇÕES DO PROBLEMA DE AVALIAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os indicadores de continuidade de serviço apurados atualmente pelas companhias energéticas são insuficientes para a solução do elenco de problemas associados com a modelagem e a otimização da confiabilidade, pois não permitem definir as causas da sua insuficiência nem as ações necessárias ao seu aumento. Estes indicadores também não podem ser utilizados diretamente nos problemas de otimização da confiabilidade.

A avaliação e a otimização da confiabilidade são interligadas, portanto se está prevista a utilização do modelo de avaliação também para otimização, este deve permitir estimar quantitativamente as características integrais de confiabilidade, em função dos parâmetros principais das redes de distribuição como topologia, comprimento dos trechos, localização dos equipamentos de manobra e proteção, cargas e quantidade de consumidores. Contudo, a escolha da formulação do problema de otimização depende das informações disponíveis em cada concessionária. Por isso, as possíveis formulações dos problemas de otimização da confiabilidade e o modelo de avaliação dos indicadores integrais de confiabilidade devem ser discutidos simultaneamente.

4.1 Minimização das despesas associadas ao aumento da confiabilidade

A formulação mais tradicional do problema de otimização da confiabilidade [54] supõe incluir diretamente na função objetivo o somatório dos investimentos associados com o aumento da confiabilidade das redes elétricas e as despesas para compensação dos prejuízos dos consumidores atingidos pela interrupção no fornecimento de energia,

$$Z = \min_x \left\{ H(\mathbf{x}) + \sum_i U_i(u_i, x_i) \right\} \quad (4.1)$$

onde,

\mathbf{x} , é o conjunto de estratégias para o aumento da confiabilidade através das diferentes opções de seccionamentos das redes, instalação de equipamentos de proteção e criação de interligações entre alimentadores;

$H(\mathbf{x})$, é o somatório das despesas associadas com a realização de algum conjunto de medidas para o aumento da confiabilidade;

u_i , é o valor normalizado (por exemplo, para 1 kWh de energia não fornecida) do prejuízo para o consumidor i ;

$U_i(u_i, x_i)$, é o prejuízo do fornecimento incompleto de energia para o consumidor i , no caso de realização da estratégia x de aumento de confiabilidade.

A maior desvantagem deste modelo é a complexidade da definição dos valores do prejuízo da interrupção no fornecimento de energia. Para os consumidores industriais, o valor do prejuízo teoricamente pode ser calculado, já para os consumidores comerciais e residenciais uma análise deste tipo é extremamente complicada e exige uma pesquisa especial [66].

No entanto, até para os consumidores industriais o valor do prejuízo depende do período do dia quando aconteceu essa falta, do período da produção, do valor da carga não atendida e da duração da interrupção [86]. Esta dependência é muitas vezes não linear. Os prejuízos são diferentes para os vários tipos de consumidores industriais. Esta diferença impossibilita estabelecer um único valor de prejuízo por unidade para todos os consumidores. Esta situação pode levar a necessidade da definição do prejuízo, por exemplo, para 1 kWh de energia não fornecida, para praticamente cada consumidor ligado à rede. Enfim, na solução dos problemas de planejamento é necessário ter certeza, de que os dados sobre prejuízo calculado com base nas informações anteriores possam ser extrapolados para o futuro, o que é tarefa complicada, especialmente para as concessionárias em processo de reformulação ou novas.

4.2 Minimização dos investimentos para aumento da confiabilidade com restrições para alguns nós da rede de distribuição

A segunda formulação do problema de otimização da confiabilidade pode ser apresentada da seguinte forma: é necessário minimizar as despesas associadas com a realização das ações de aumento da confiabilidade, com o cumprimento das restrições para o nível de confiabilidade, para alguns nós das redes de distribuição.

$$\begin{aligned} Z &= \min_x \{H(\mathbf{x})\} \\ N_i &\leq N_{0i}, \quad i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (4.2)$$

onde,

$H(\mathbf{x})$ é o somatório das despesas para a realização de um conjunto de medidas para o aumento da confiabilidade;

N_i é o nível de confiabilidade;

N_{0i} é o nível padronizado de confiabilidade para nó i da rede de distribuição;

n , é a quantidade de nós da rede de distribuição, para os quais estão estabelecidas as restrições do ponto de vista da confiabilidade;

Neste ponto, é necessário mostrar que o problema de manter um determinado nível de confiabilidade para todos os nós da rede de distribuição, muitas vezes pode não ter sentido prático.

Na equação 4.2, podem ser utilizadas como restrições, as seguintes características que refletem o nível de confiabilidade:

a) Probabilidade de funcionamento do sistema sem falhas (neste caso, a restrição tem a seguinte forma $N_i \geq N_{0i}$);

b) Taxa de falhas;

c) Tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia;

d) Valor esperado de energia não fornecida;

e) Agrupamento de algumas das características dadas acima, por exemplo, taxa de falhas e tempo médio de restabelecimento de fornecimento de energia.

Muitas pesquisas mostram a conveniência do último item para a formulação das restrições. Esta vantagem está baseada nas seguintes considerações: as características probabilísticas de confiabilidade tal como, probabilidade de funcionamento do sistema sem faltas, leva em conta somente o fato do aparecimento do defeito no sistema, mas não pode dar nenhuma informação quanto ao nível de influência deste defeito para o fornecimento de energia aos consumidores.

As características b e c, separadas, também não fornecem as informações necessárias e suficientes para a análise do caráter da influência das faltas para os consumidores.

Então, para os pontos de entrega de energia podem ser definidos os níveis máximos permissíveis da taxa de falhas para um período de tempo, geralmente um ano, e o tempo máximo permissível para o restabelecimento da energia para cada falta.

Para que esta abordagem seja bem sucedida, é necessário o interesse econômico mútuo entre a concessionária e o consumidor. Por um lado, nem todos os consumidores estão interessados no mesmo nível de confiabilidade do fornecimento de energia, já que uma maior confiabilidade acarretaria aumento nos custos relativos ao consumo de energia elétrica. Por outro lado, para as concessionárias são necessários diferentes investimentos, para garantir o mesmo nível de confiabilidade para vários consumidores, por exemplo, em razão das diferentes distâncias aos centros de fornecimento de energia. Por isso, uma padronização única de confiabilidade não pode considerar todos os interesses, pois no processo de criação de um padrão único existem interesses opostos, o dos fornecedores e o dos consumidores de energia.

Uma das possibilidades para a solução destas contradições está na hipótese de utilização de tarifas diferenciadas, definidas individualmente para cada consumidor (prioritariamente, consumidores industriais de médio e grande porte) ou grupos de consumidores, para os quais estão definidas as condições técnicas e econômicas do fornecimento de energia. Multas poderão ser aplicadas para os fornecedores de energia, no caso da transgressão destas condições. Assim, os interesses econômicos das concessionárias são representados na forma de aumento das tarifas, que levam em conta a compensação das despesas adicionais associadas ao aumento da confiabilidade. Esta solução está sendo utilizada em alguns países, onde já estão claramente estabelecidas as relações de mercado na área energética.

4.3 Maximização da confiabilidade do sistema com restrições para o investimento permissível

Mais uma formulação do problema de otimização da confiabilidade prevê a inclusão dos parâmetros de confiabilidade diretamente na função objetivo e as características econômicas na forma de restrições [54]:

$$\begin{aligned} Z &= \min_x \{D(\mathbf{x})\}, & Z &= \max_x \{N(\mathbf{x})\} \\ H(\mathbf{x}) &\leq H_0 \end{aligned} \quad (4.3)$$

onde,

\mathbf{x} é o conjunto de possibilidades para o aumento de confiabilidade com diferentes versões de seccionamentos de redes, criação de interligações, etc;

$D(\mathbf{x})$ é o parâmetro que caracteriza a insuficiência da confiabilidade no sistema. Por exemplo, valor esperado de energia não fornecida;

$N(\mathbf{x})$ é o parâmetro que caracteriza a confiabilidade do funcionamento do sistema. Por exemplo, a probabilidade do funcionamento sem faltas;

$H(\mathbf{x})$ é o somatório das despesas ligadas com a concretização de algum conjunto de procedimentos para o aumento de confiabilidade;

H_0 , é o investimento permissível para aumento de confiabilidade;

Esta abordagem também tem algumas desvantagens. Geralmente no processo de escolha dos métodos para o aumento da confiabilidade, analisa-se um alimentador ou um grupo de alimentadores, que estão interligados através de chaves normalmente abertas. Neste caso, a função objetivo representa os parâmetros que caracterizam a falta de confiabilidade ou a confiabilidade integral do alimentador ou do conjunto de redes de distribuição. Isto significa que no processo de otimização, o aumento da confiabilidade pode ser conseguido por conta de um grupo de consumidores, algumas vezes em detrimento de outro grupo.

4.4 Indicadores integrais de confiabilidade

Neste trabalho, a proposta é utilizar como indicadores integrais de confiabilidade os valores esperados de energia não fornecida e consumidores-hora sem fornecimento de energia.

O primeiro indicador caracteriza, de certa forma, o prejuízo provocado pela falha no fornecimento de energia, o segundo indicador (número esperado de consumidores-hora sem fornecimento de energia) assemelha-se aos critérios integrais de confiabilidade utilizados e padronizados atualmente no Brasil e análogos a SAIDI e SAIFI.

No caso geral, o valor esperado de energia não fornecida calcula-se através da fórmula

$$W_{ni} = \sum_{m=1}^M \lambda_{0m} \ell_m \tau S_i \quad (4.4)$$

onde,

W_{ni} é o valor esperado de energia não fornecida por ano para o alimentador analisado;

λ_{0m} é a taxa de falhas do elemento m ;

ℓ são os trechos m do sistema;

τ é o tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia, em função da presença ou ausência de equipamento de comutação;

S_i é demanda média dos consumidores desligados no caso da falta de energia, que pode ser facilmente calculada através dos dados sobre consumo de energia;

M é o número de elementos do sistema analisado.

Além de W_{ni} , como indicador integral de confiabilidade, pode-se considerar o valor esperado de consumidores-hora sem fornecimento de energia por ano. Neste caso, as cargas médias devem ser alteradas para a quantidade de consumidores desligados do sistema, no caso de falha.

$$A_i = \sum_{m=1}^M \lambda_{0m} \ell_m \tau N_j \quad (4.5)$$

onde:

A_i é o número esperado de consumidores-hora sem fornecimento de energia por ano.

N_j é a quantidade de consumidores ligados ao transformador de distribuição j .

A vantagem principal da utilização destes indicadores está ligada com a possibilidade de definir as características integrais de confiabilidade para o sistema inteiro, alimentadores ou nós da rede em função da topologia, dos parâmetros, do tipo e localização de equipamentos de comutação e proteção [87]. Entretanto, como já foi citado, o sistema computacional de registro de falhas, atualmente, permite definir a taxa de falhas somente para toda a rede primária, sem a possibilidade de fazer a diferenciação para os vários elementos do sistema.

Em situações mais simples, a carga pode ser considerada como valor médio, definido com base nos dados sobre o consumo anual de energia de todos os consumidores supridos pelo transformador de distribuição i .

É claro que o mesmo valor de W_n e A_i pode ser obtido através de várias combinações dos fatores: taxa de falhas (λ_0); tempo de restabelecimento do fornecimento de energia (τ); demanda dos consumidores desligados em razão das faltas (S_i ou N).

Esta é a principal desvantagem destes indicadores. Entretanto, como será mostrado a seguir, no processo de definição destes indicadores relativamente simples podem ser considerados fatores como topologia e parâmetros de redes, características e localização de equipamentos de proteção e manobra.

A criação de um modelo formal para avaliação da confiabilidade integral do sistema, com base nestes indicadores, permite também fazer uma previsão destes indicadores em função dos fatores acima citados. Isto simplifica a utilização destes modelos em problemas de otimização.

Entretanto para viabilizar o estudo proposto em relação aos indicadores integrais de confiabilidade será necessária a obtenção de dados básicos confiáveis, tais como: frequência de falhas, taxa de falhas e as parcelas do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia.

Concluindo, é necessário destacar que, as características integrais de confiabilidade (4.4) ou (4.5) não estão em contradição com as características de confiabilidade utilizadas no Brasil, DEC e FEC, DIC e FIC, mas as complementam como instrumento para solução dos problemas de otimização de confiabilidade.

CAPÍTULO 5

PROCESSAMENTO DE DADOS ESTATÍSTICOS PARA AVALIAÇÃO DOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE

O objetivo deste capítulo é descrever os procedimentos utilizados para a obtenção e análise dos dados necessários para o estudo de confiabilidade, considerando a maneira como são registradas e acumuladas as informações referentes às interrupções no fornecimento de energia no sistema de cadastro das distribuidoras de energia elétrica [88].

Os dados acumulados podem e devem ser utilizados de forma mais eficiente, servindo para desenvolver um modelo para avaliação e otimização dos indicadores de confiabilidade em redes de distribuição, o que até o momento não é realizado.

Os valores de taxa de falhas e tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia são as principais características de confiabilidade utilizadas em sistemas de distribuição. Estes dados são fundamentais para a obtenção dos indicadores integrais de confiabilidade: valor esperado de energia não fornecida e o número esperado de consumidores sem fornecimento de energia.

A seguir será realizada uma análise dos dados de falhas da RGE com o objetivo de subsidiar a determinação dos indicadores integrais de confiabilidade do sistema de distribuição.

A análise de dados sobre falhas tem como objetivo verificar a existência de alguma diferença estatisticamente significativa entre as estimativas das características de confiabilidade para várias regiões de atuação da concessionária, subestações, alimentadores, períodos do ano, dias úteis e fim de semana e períodos típicos do dia. O resultado desta análise deve dar como resposta: qual elemento do sistema (alimentador, subestação, departamento ou concessionária inteira) deve ter as características taxa de falhas e tempo médio de

restabelecimento do fornecimento de energia diferenciados de acordo com os períodos do ano ou dias da semana.

5.1 Análise comparativa das informações sobre falhas com base nos dados da RGE

Para realizar esta análise, primeiramente foi necessário filtrar as informações de acordo com o procedimento descrito anteriormente, permanecendo apenas os dados referentes a interrupções não programadas ocorridas na rede primária de distribuição.

Exemplos de análise da frequência das faltas da concessionária de energia elétrica, RGE, serão mostrados nos gráficos a seguir.

O Gráfico 5.1 refere-se a todas as interrupções ocorridas na área de atuação da concessionária analisada. Os dados disponíveis e consolidados são os referentes aos anos de 2001 e 2002. Observa-se que durante o ano de 2002 houve uma incidência maior de falhas em relação ao ano de 2001. A característica que se repetiu nos dois anos analisados é que existe uma tendência de incidência maior de falhas no segundo semestre do ano. Este comportamento se deve às características climáticas do estado, onde o segundo semestre é o mais crítico, consequência do período de tempestades que se manifestam rotineiramente entre os meses de setembro e janeiro.

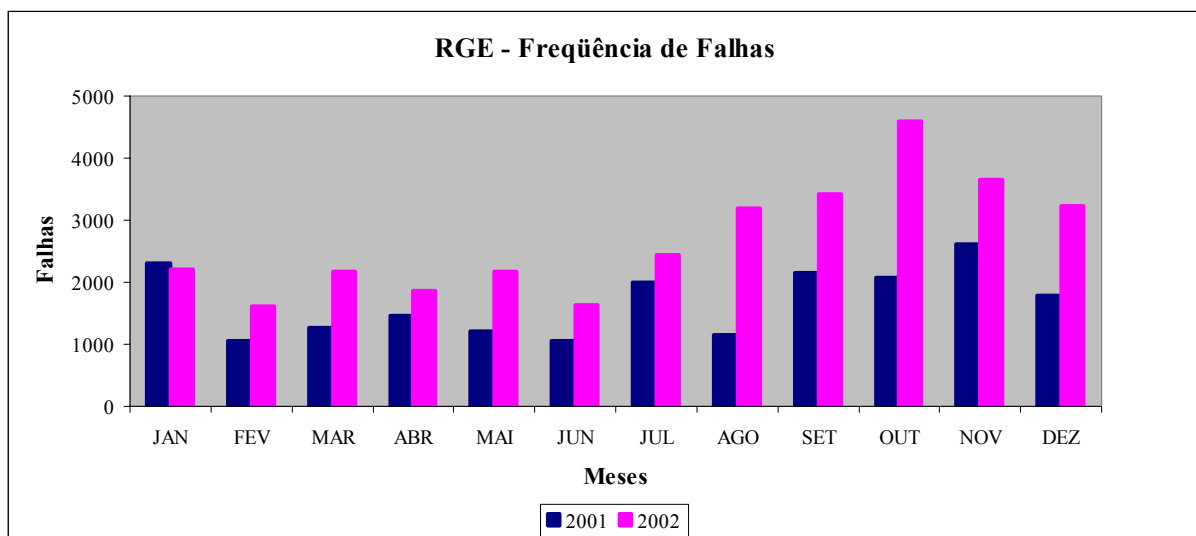


Gráfico 5.1 – Frequência de falhas médias mensais para os anos de 2001 e 2002.

A seguir será analisada a frequência de falhas separada nos cinco departamentos operacionais da empresa.

Nos Gráficos 5.2 e 5.3 representativos dos anos 2001 e 2002 respectivamente, e os gráficos apresentados no Apêndice A observa-se o mesmo tipo de tendência, ou seja, um acréscimo na incidência no número de falhas no segundo semestre do ano em todos os departamentos. Também nota-se que o departamento Serra apresenta a maior incidência de falhas durante os anos de 2001 e 2002 permanecendo sempre acima da média de frequência de falhas de toda a concessionária.

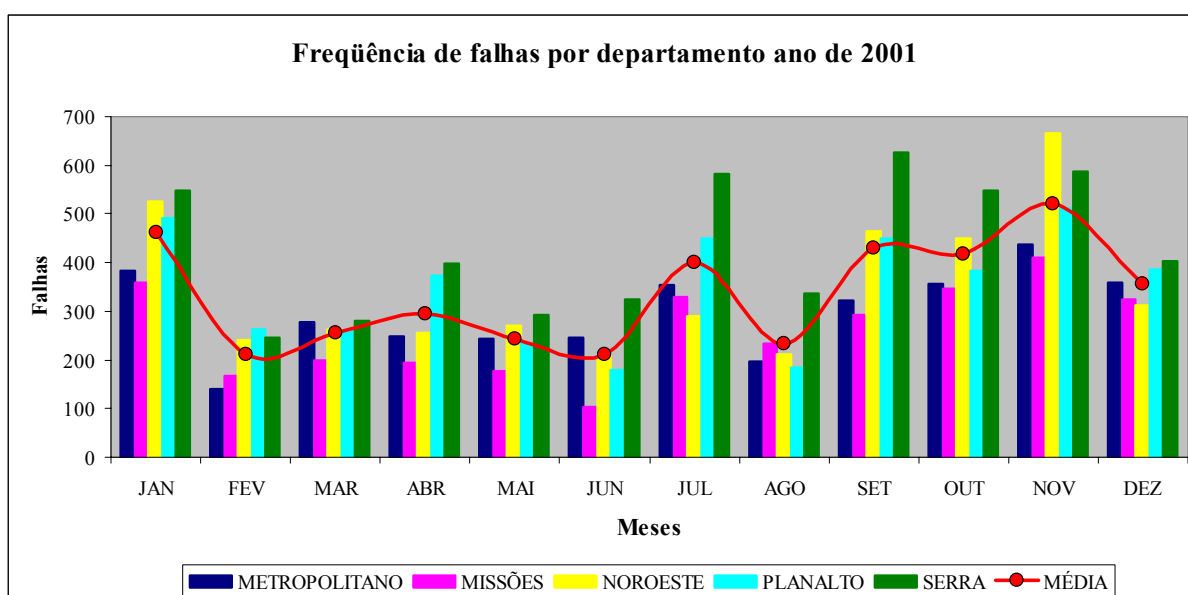


Gráfico 5.2 – Frequência de falhas médias mensais por departamento para o ano de 2001.

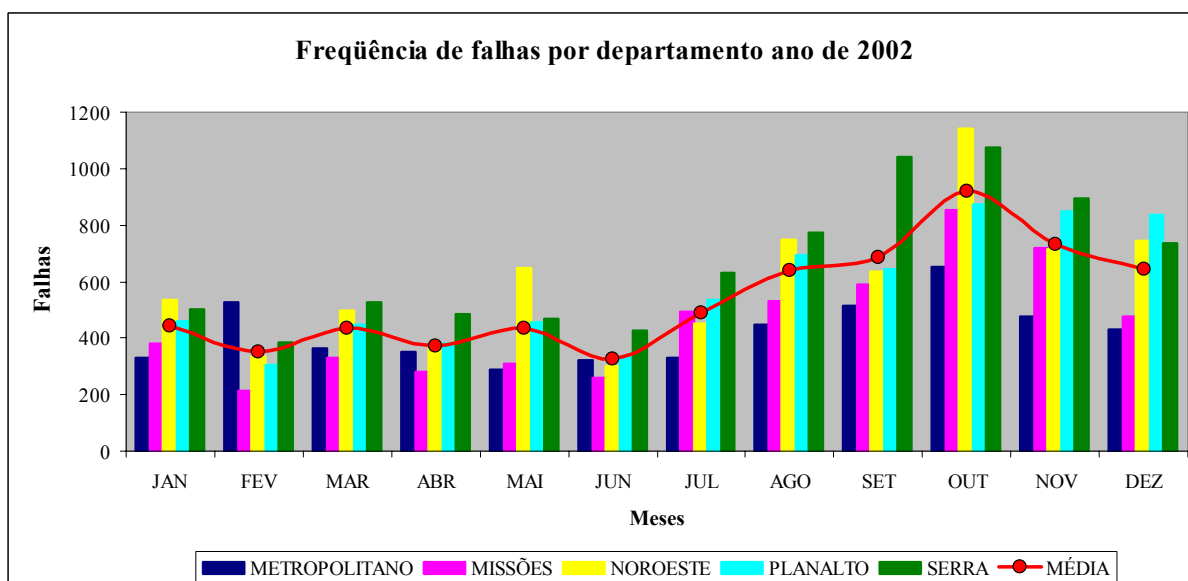


Gráfico 5.3 – Frequência de falhas médias mensais por departamento para o ano de 2002.

O fator frequência de falhas não permite uma comparação adequada entre os componentes do sistema. Naturalmente que o número de falhas ocorridas em um determinado alimentador, ou mesmo numa área qualquer da concessionária, não é uma característica adequada para representar a confiabilidade. Pois, para redes de comprimento maior o número de falhas esperado deverá ser maior do que para uma rede mais curta.

Para a estimativa quantitativa de falhas, que é uma das principais características de confiabilidade, geralmente utilizam-se valores normalizados, por exemplo, quantidade de falhas para 1 km de rede de distribuição de certo nível de tensão nominal, por ano. Assim, será possível comparar informações igualmente quantificadas. Por exemplo, no caso da comparação entre departamentos: o departamento com maior extensão de redes pode apresentar o maior número de faltas, enquanto o departamento que possuir menor extensão de redes apresentarem um menor número de interrupções e, no entanto, ambos possuem valores muito próximos de taxa de falhas, o que indicaria redes com condições físicas e operacionais semelhantes.

Por isso, toda a análise sobre frequência de falhas apresentada acima, deve em seguida ser realizada para o parâmetro taxa de falha.

A taxa de falhas é calculada através da expressão

$$\lambda_0 = \frac{\sum F}{\sum \ell},$$

onde:

$\sum F$ é o somatório das falhas emergenciais da rede primária durante determinado período, geralmente um ano;

$\sum \ell$ é o comprimento total do circuito estudado em quilômetros.

O gráfico 5.4 compara a taxa de falhas dos anos de 2001 e 2002 de toda a empresa.

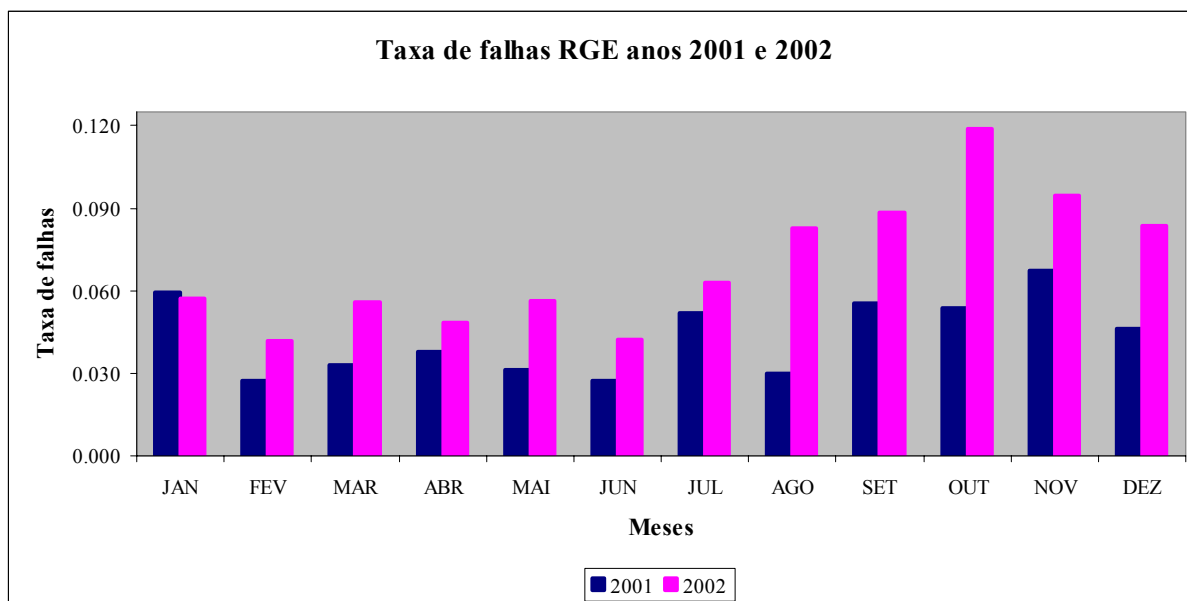


Gráfico 5.4 – Taxa de falhas para a concessionária.

O gráfico 5.5 apresenta as taxas de falhas por departamento, praticamente repete o traçado do Gráfico 5.2.

Os gráficos 5.5, 5.6 e Apêndice B representam os dados dos anos de 2001 e 2002 respectivamente e mostram claramente um acréscimo na taxa de falhas no segundo semestre de cada ano e também diferenças entre estes valores para as diferentes regiões.

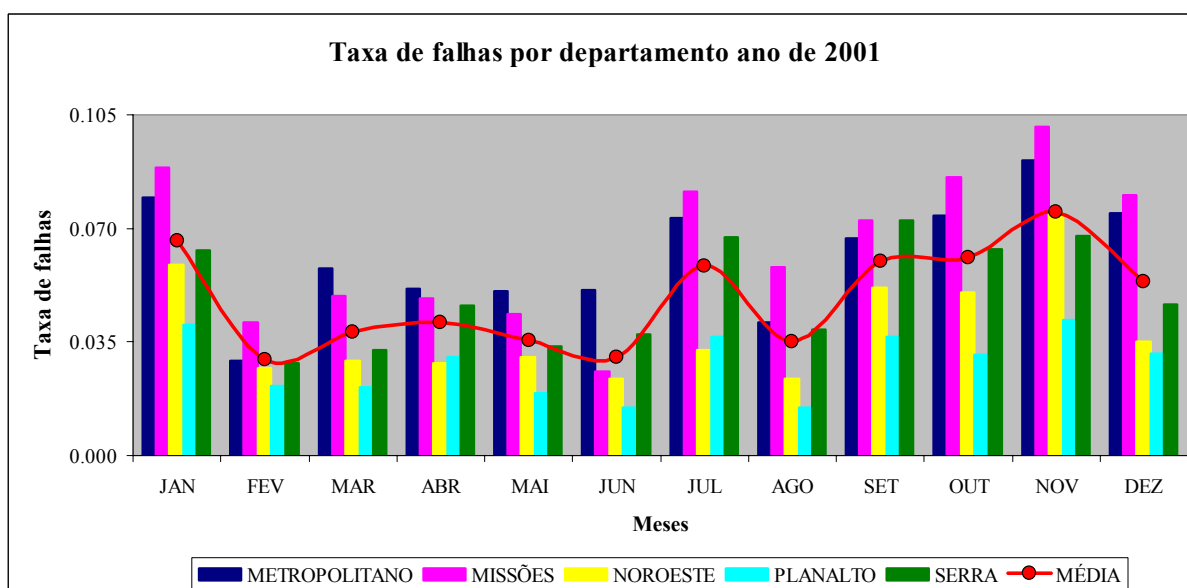


Gráfico 5.5 – Taxa de falhas por departamento para o ano de 2001.

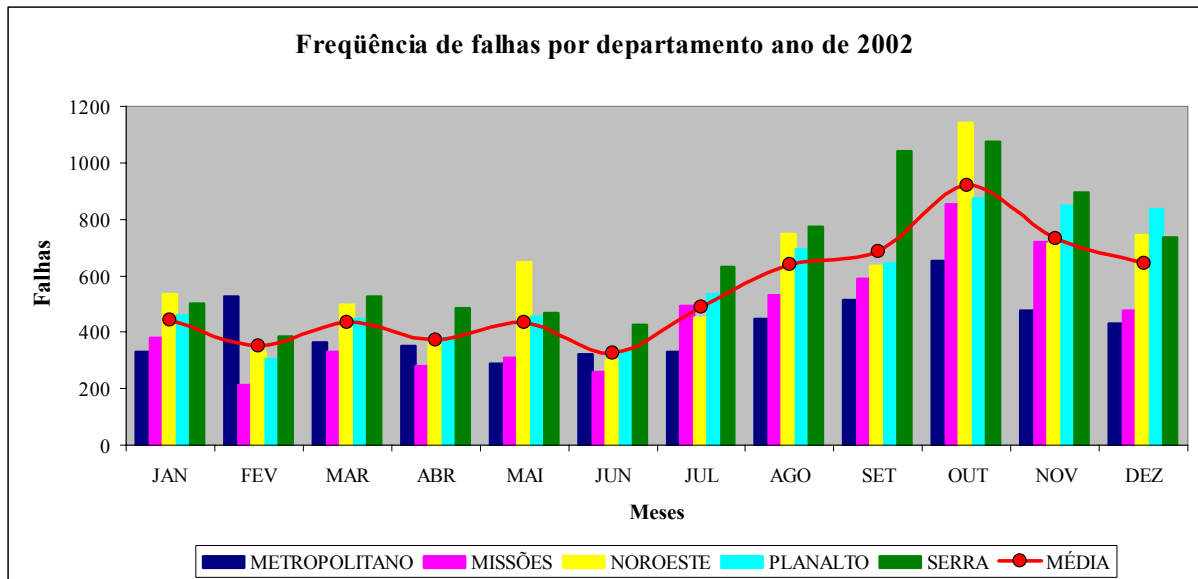


Gráfico 5.6 – Taxa de falhas por departamento para o ano de 2002.

Outra característica indispensável para a análise da confiabilidade das redes de distribuição é o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia.

Não pode deixar de ser considerada, a grande influência no tempo de restabelecimento do fornecimento de energia, fatores como: a área de atuação da concessionária, que define o tempo de deslocamento para o atendimento da falta de energia; a quantidade e a qualificação das equipes; a extensão das redes de distribuição; a qualidade e a proximidade das redes às rodovias; a quantidade e composição dos equipamentos de comutação e proteção instalados nas redes de distribuição, entre outras.

Evidentemente que o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia, depende também da possibilidade e do tempo necessário para o isolamento do elemento com defeito, dos recursos das concessionárias como meios de telecomando e telecomunicações.

No caso específico da RGE, o procedimento padrão do “RGE 24 horas” ao atender o reclamante de falta de energia é fazer algumas indagações com a finalidade de identificar possíveis reclamações improcedentes, tais como:

A falta de energia ocorreu somente em sua residência?

O senhor/ senhora já verificou o seu disjuntor?

O senhor/ senhora já verificou o seu ramal de entrada?

No caso da reclamação ser procedente, o atendente verifica no sistema se existe algum desligamento programado para o circuito em questão, em caso negativo inicia o processo de registro e procedimentos para atender a reclamação.

O Gráfico 5.7 representa o tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia para toda a área de concessão da RGE. Observa-se que o ano de 2002 apresentou um intervalo de tempo maior para restabelecer a energia do que o do ano de 2001, isto pode ser creditado a maior frequência de falhas que houve no ano de 2002, conforme Gráfico 5.1.

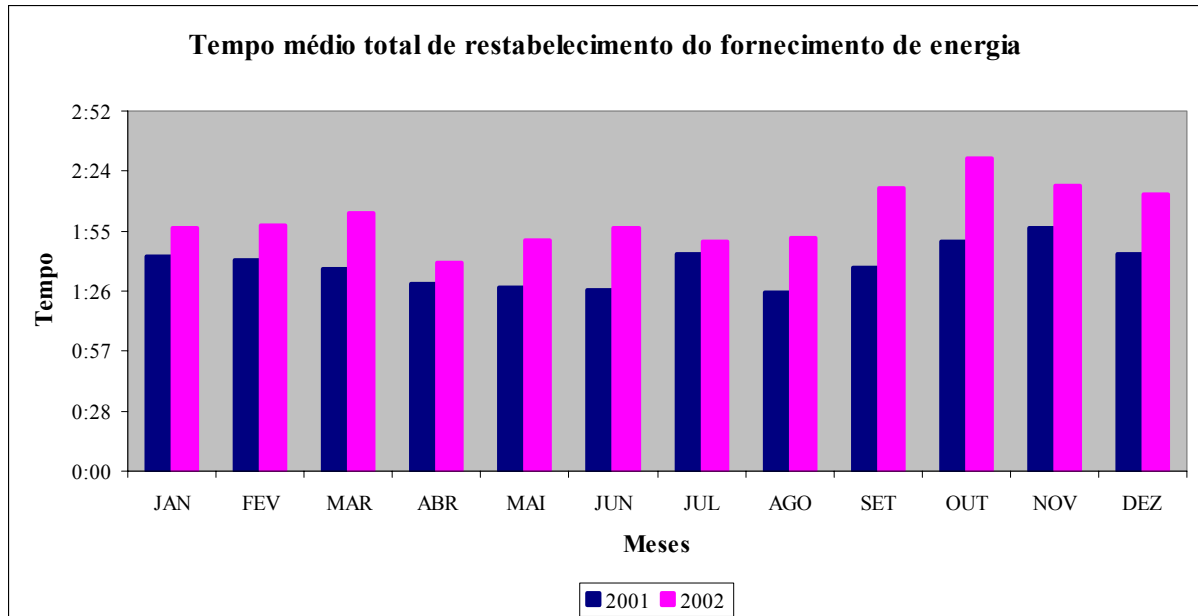


Gráfico 5.7 – Tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia para toda a RGE.

Analisando o tempo médio de restabelecimento por departamento, para o ano de 2001, apresentado no Gráfico 5.8 e, para o ano de 2002 apresentado no Gráfico 5.9, é difícil fazer qualquer conclusão em relação à tendência das alterações deste indicador durante o ano e sobre uma diferença estável entre os valores do tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia para os vários departamentos da concessionária.

Os gráficos do Apêndice C confirmam as conclusões acima apresentadas. No ano de 2001 o pior desempenho foi do departamento Metropolitano e Missões. Já para o ano de 2002, a pior performance foi do departamento Noroeste seguido pelo Metropolitano e Missões. Quando a análise é realizada considerando a média dos dois anos, Apêndice C, a diferença entre os valores de tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia para os vários departamentos tende a nivelar-se.

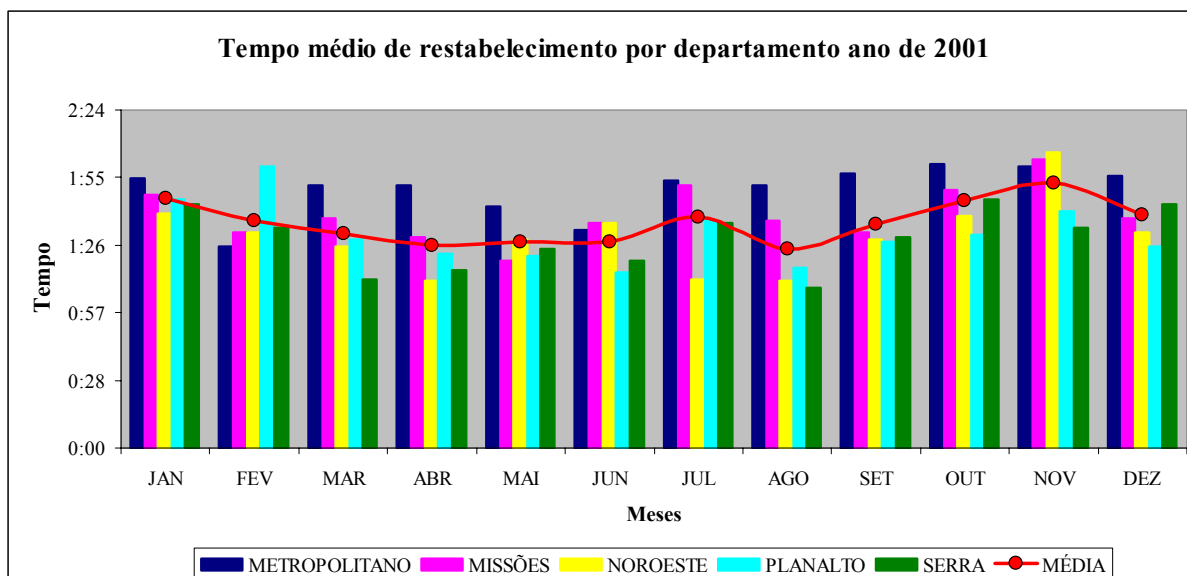


Gráfico 5.8 – Tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia por departamento para o ano de 2001.

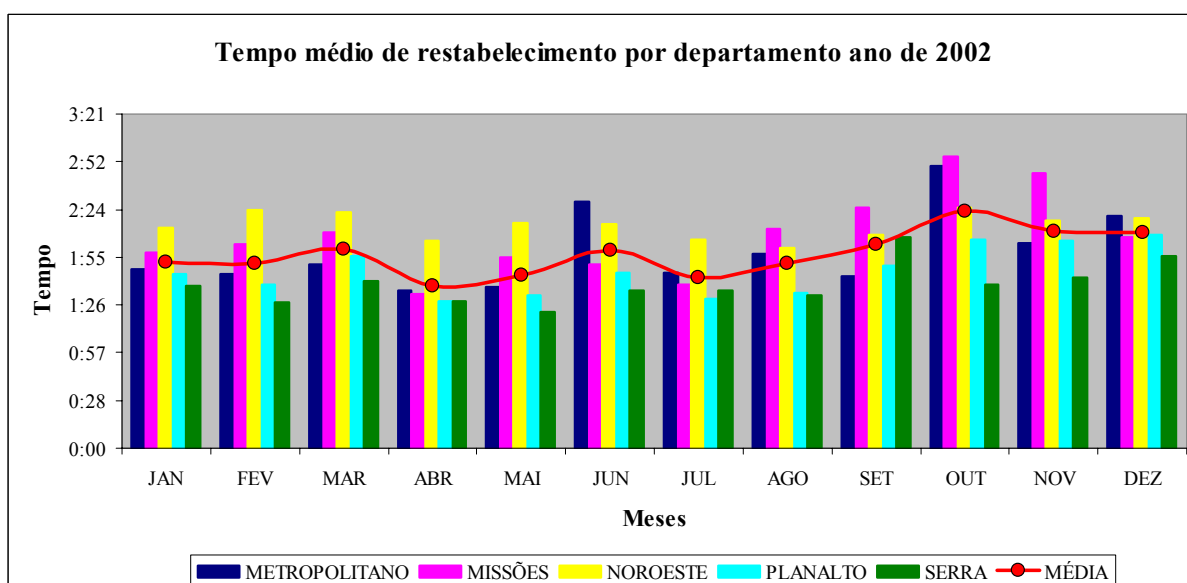


Gráfico 5.9 – Tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia por departamento para o ano de 2002.

Considerando-se a necessidade de utilização do modelo para avaliação e para otimização da confiabilidade faz-se necessário determinar algumas parcelas do tempo geral de restabelecimento do fornecimento de energia.

A primeira parcela do tempo está definida como o tempo decorrido desde o recebimento da reclamação pela central de atendimento até o início do deslocamento da equipe.

Analisado os Gráfico 5.10 e 5.11, que representam o tempo médio de despacho por departamento para o ano de 2001 e 2002 respectivamente, observa-se que no período compreendido entre os meses de setembro e janeiro houve uma elevação deste indicador para a maior parte dos departamentos, especialmente para o departamento Missões.

Entretanto, a análise dos mesmos dados através dos Gráficos 5.12 e 5.13 mostram que a elevação do valor médio do tempo de despacho para o departamento Missões não é estável. Por outro lado, os mesmos gráficos mostram que existe certa diferença neste indicador para os vários departamentos.

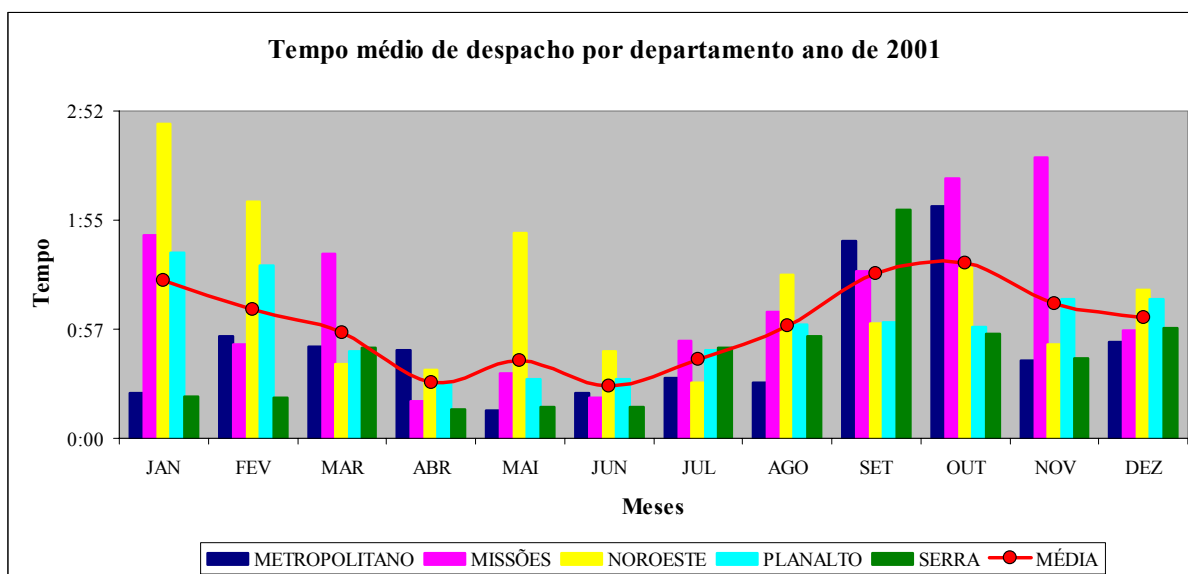


Gráfico 5.10 – Tempo médio de despacho por departamento para o ano de 2001.

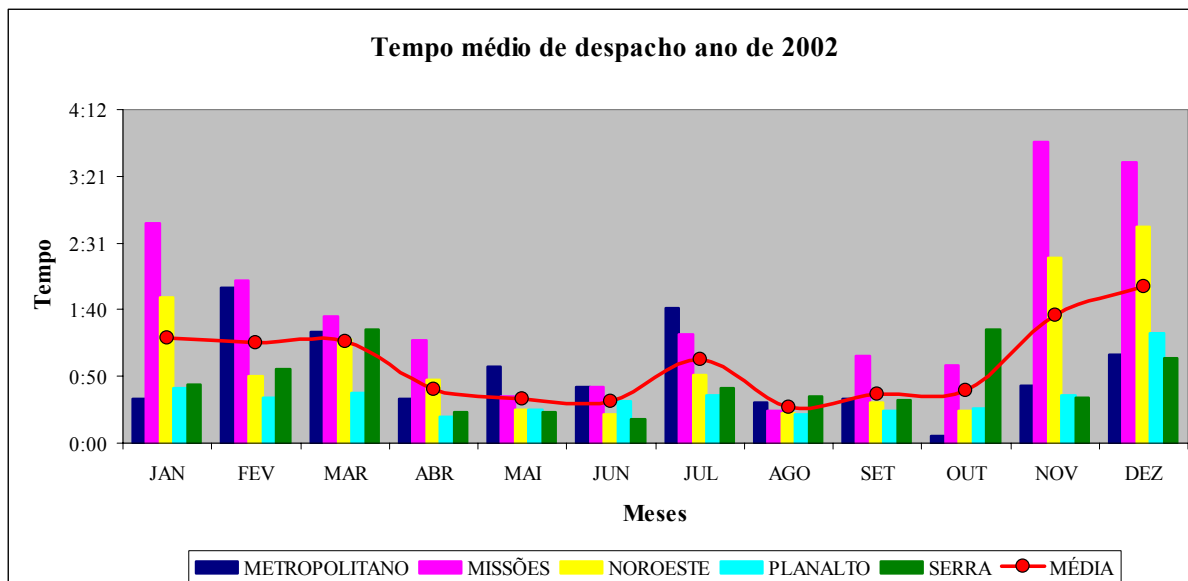


Gráfico 5.11 – Tempo médio de despacho por departamento para o ano de 2002.

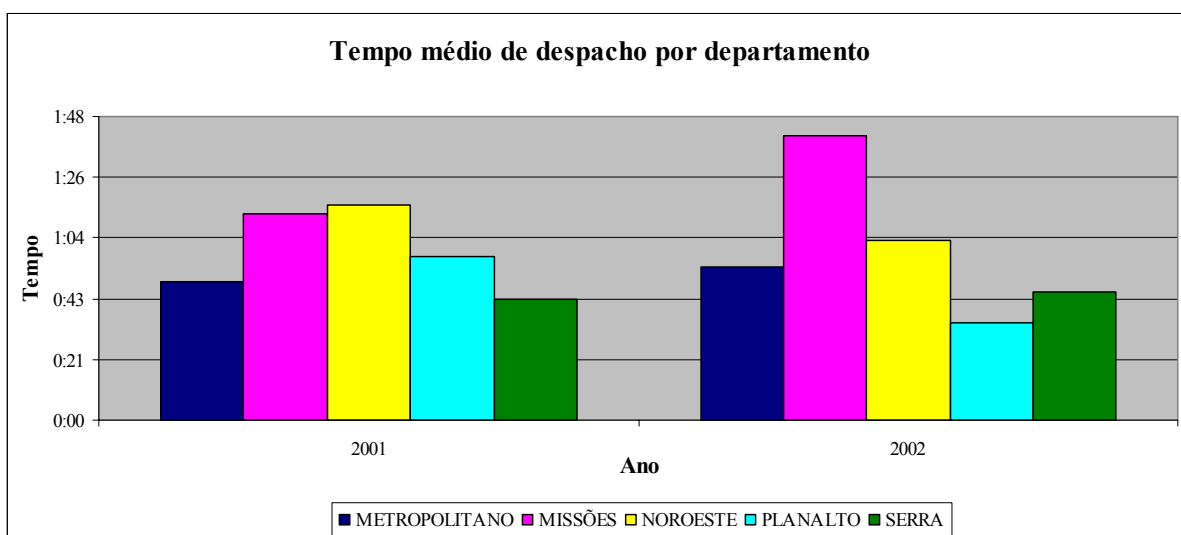


Gráfico 5.12 – Tempo médio de despacho para os anos 2001 e 2002.

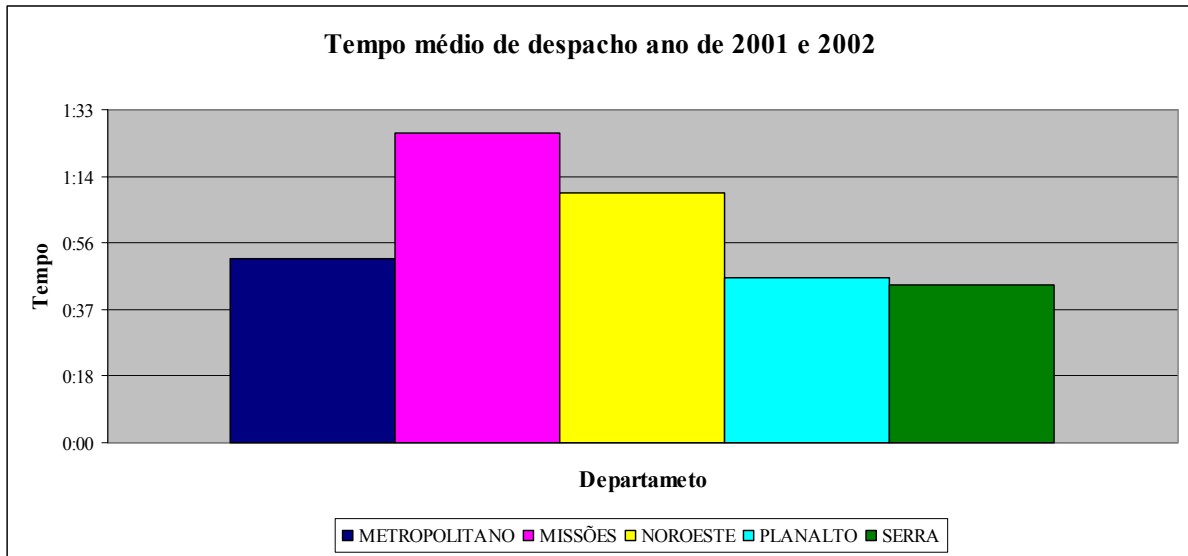


Gráfico 5.13 – Tempo médio de despacho para o conjunto formado pelos anos de 2001 e 2002.

A segunda parcela do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia está definida como o tempo médio decorrido entre a designação da equipe de manutenção, até a sua chegada no local e localização do defeito (τ_{desp}). Geralmente, pode ser determinado como valor médio independente para cada região, pois depende de várias características, como por exemplo, da área de atendimento, da extensão dos alimentadores, da quantidade de derivações, da facilidade de acesso, representada pela qualidade das rodovias e sua proximidade às redes.

Além de todos os fatores acima mencionados, o valor desta componente também depende da sistemática das concessionárias, no atendimento das reclamações. A RGE somente faz a designação da equipe de manutenção quando a mesma está disponível, ou seja, já tenha concluído o serviço anterior. Outras concessionárias distribuem vários serviços ao mesmo tempo, não estabelecendo prioridades de atendimento, ficando a equipe de eletricitas responsável por decidir qual reclamação atender primeiro, geralmente esta escolha é realizada em função da proximidade da equipe ao local onde ocorreu o defeito.

O ideal desta parcela de tempo é que pudesse ser dividida em mais duas componentes que seriam: tempo de deslocamento e tempo de localização da falha. O tempo de deslocamento τ_{desl} seria o tempo decorrido entre a designação da equipe e a chegada na área da reclamação. O tempo de localização representaria o tempo gasto para encontrar o defeito especificamente, ou seja, na inspeção da rede com o objetivo de identificar a causa da interrupção. No entanto, esta informação não está disponível nas concessionárias, atualmente.

Dados da RGE para os anos de 2001 e 2002, (Gráfico 5.14 e 5.15), que apresentam as alterações mensais do valor do tempo de deslocamento médio mostram que todos os departamentos mantiveram-se em torno da média.

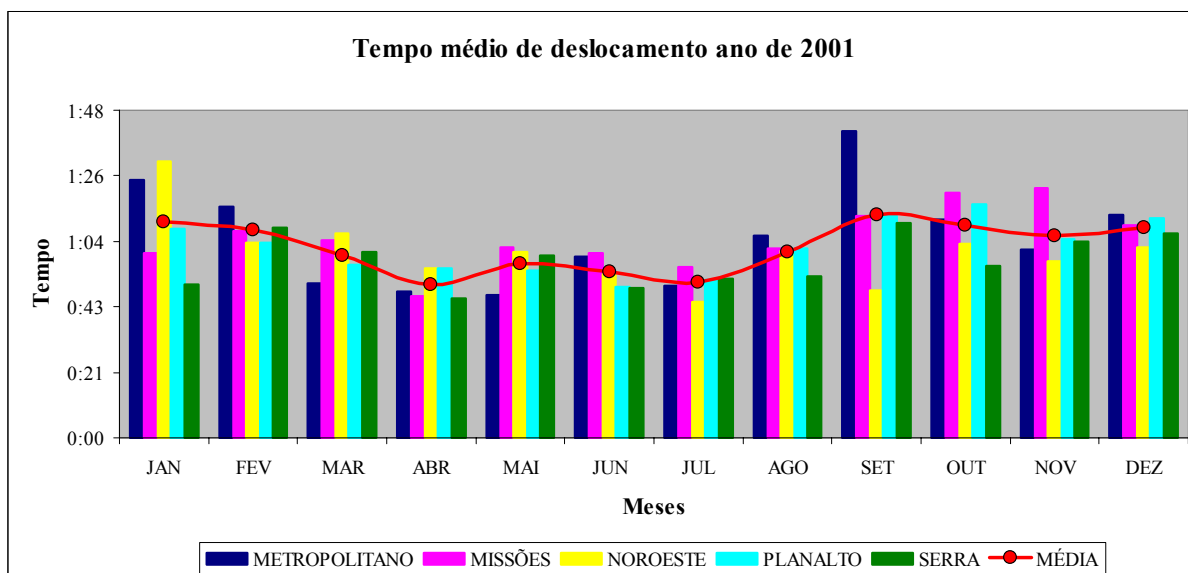


Gráfico 5.14 – Tempo médio de deslocamento por departamento ano de 2001.

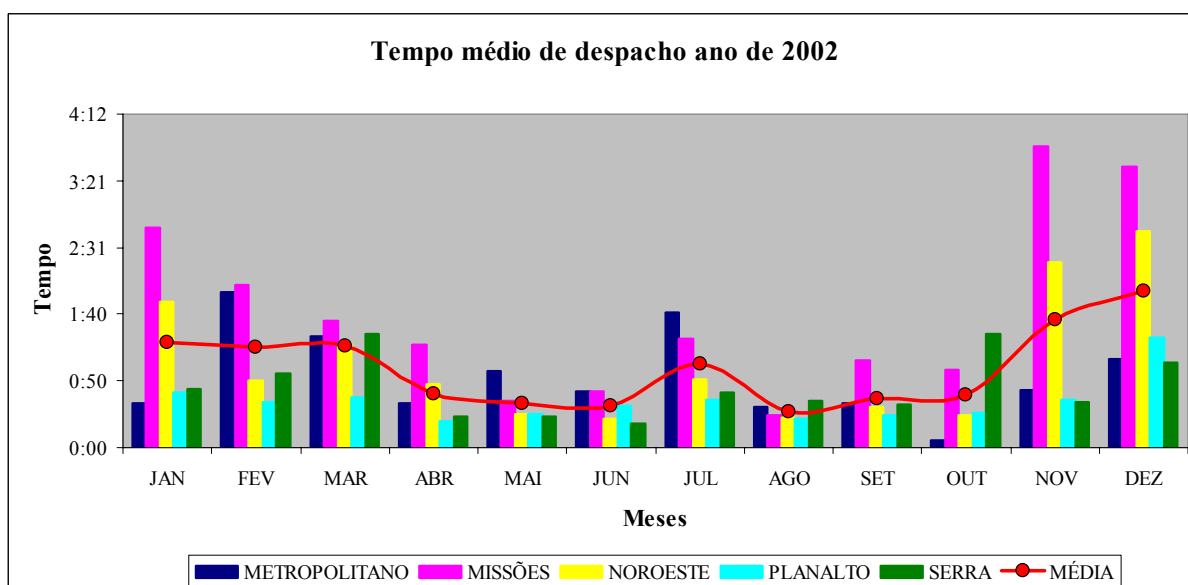


Gráfico 5.15 – Tempo médio de despacho por departamento ano de 2002.

Os gráficos 5.16 e 5.17 representam a média desta parcela do tempo de restabelecimento por departamento para os anos de 2001 e 2002. Neste caso, é possível

observar que somente o departamento Missões teve um pior desempenho comparado aos outros departamentos.

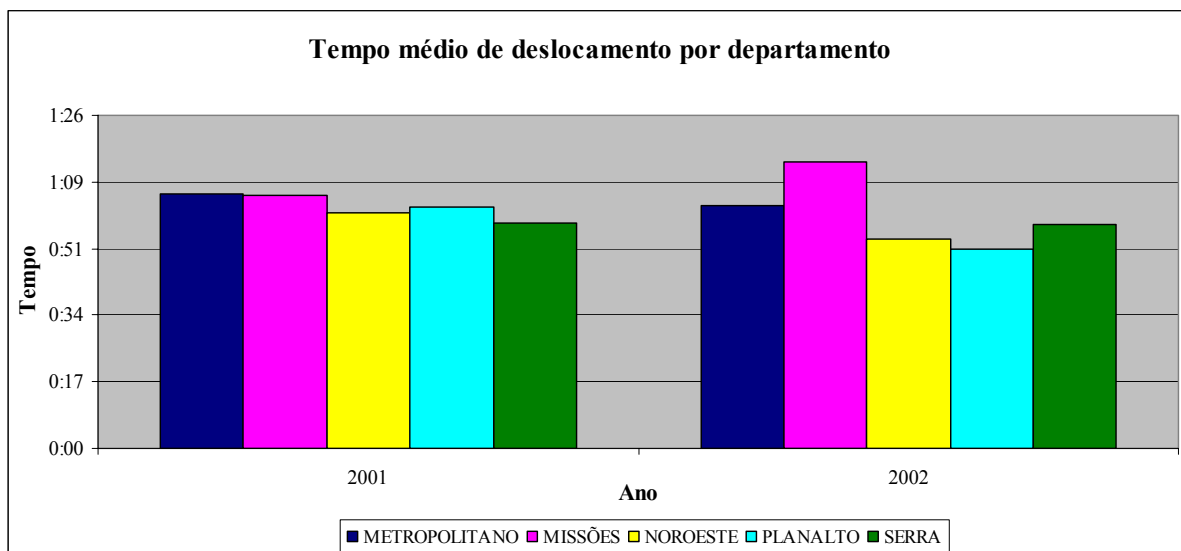


Gráfico 5.16 – Tempo médio de deslocamento por departamento, anos 2001 e 2002.

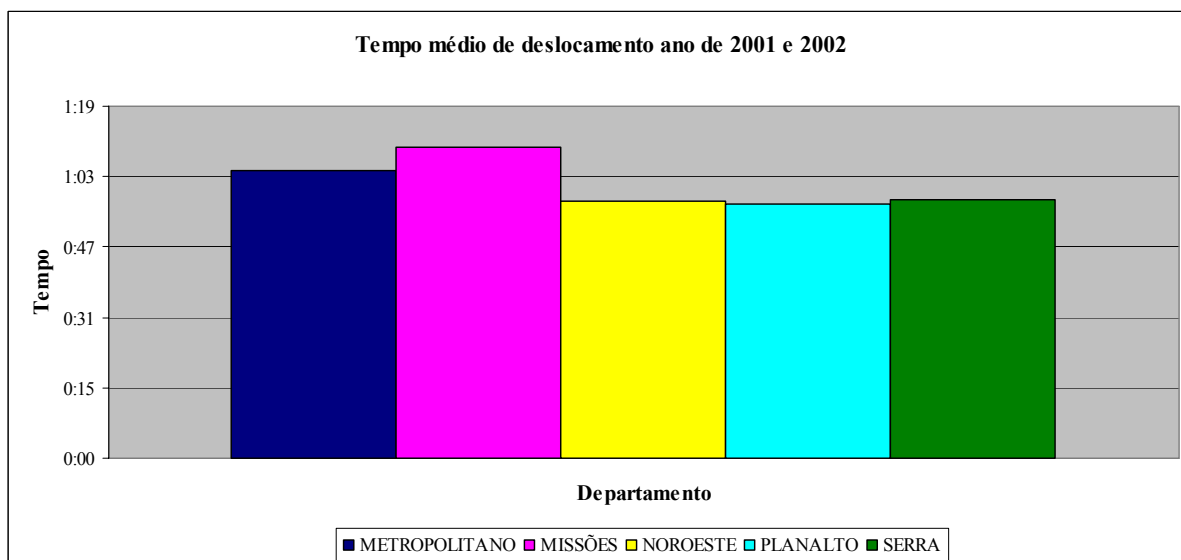


Gráfico 5.17 – Tempo médio de deslocamento para o conjunto formado pelos anos de 2001 e 2002.

A terceira parcela representa o tempo médio de serviço τ_{ser} que é o tempo gasto pela equipe de eletricitas para executar a manutenção e restabelecer o fornecimento de energia.

Atualmente a maioria das concessionárias que atuam na área de distribuição de energia elétrica usa serviços terceirizados, ou seja, contratam empresas prestadoras de serviços para fazer o trabalho de restabelecimento do fornecimento de energia.

As alterações mensais no tempo de serviço por departamento, para o ano de 2001, apresentado no gráfico 5.18 mostram que para o departamento Metropolitano e Missões, este parâmetro ficou abaixo da média da empresa, enquanto o departamento Noroeste ficou acima da média.

No ano de 2002, gráfico 5.19, apenas o departamento Metropolitano mostrou picos de desempenho acima da média, especialmente no segundo semestre do ano.

Os Gráficos 5.20 e 5.21 representam o tempo médio de serviço por departamento para os anos de 2001 e 2002, através de outra forma de apresentação.

Com base nestes dados é difícil destacar alguns departamentos com melhor ou pior desempenho. Entretanto, é possível supor que entre os vários departamentos existe certa diferença em relação a esta parcela do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia.

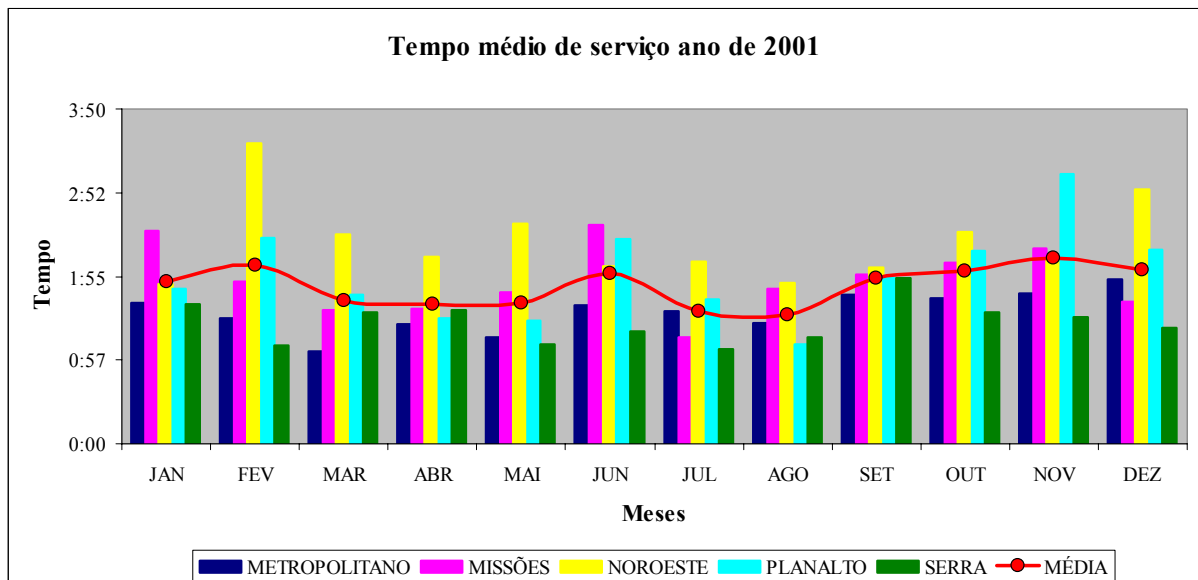


Gráfico 5.18 – Tempo médio de serviço por departamento ano de 2001.

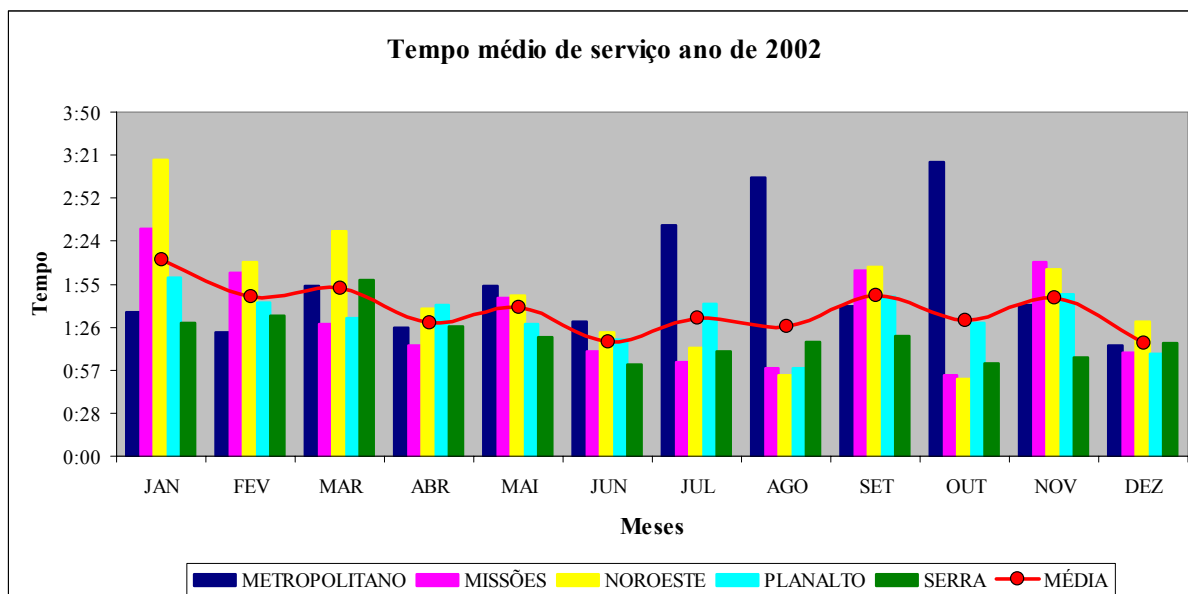


Gráfico 5.19 – Tempo médio de serviço por departamento ano de 2002.

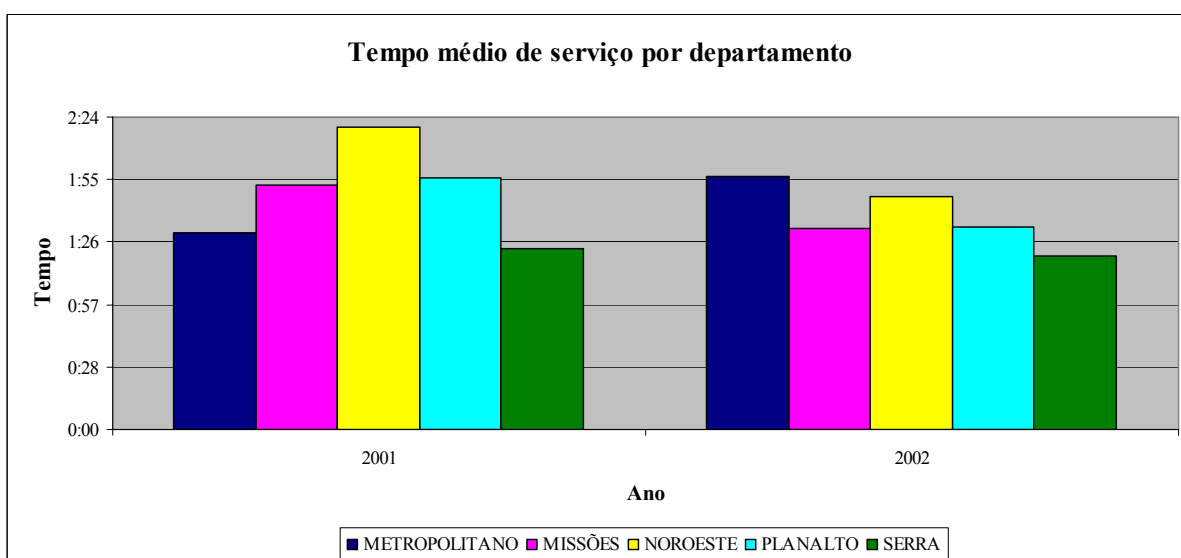


Gráfico 5.20 – Tempo médio de serviço por departamento, anos de 2001 e 2002.

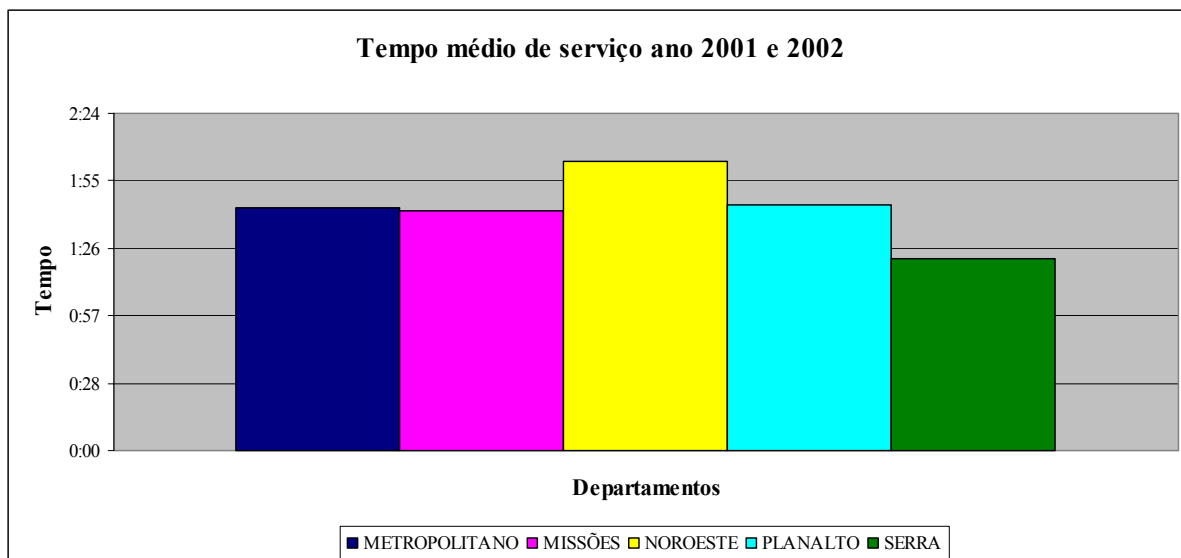


Gráfico 5.21 – Tempo médio de deslocamento para o conjunto formado pelos anos de 2001 e 2002.

Os dados sobre falhas apresentados acima, de várias formas gráficas não permitem através da análise visual concluir se existe alguma tendência estável de variação nos indicadores de confiabilidade durante o ano ou se existe diferença significativa entre estas características para vários departamentos da empresa. Por isso, na busca destas respostas, deve ser utilizada alguma teoria matemática formal.

5.2 Algoritmo para comparação entre as médias de duas amostras pertencentes a um conjunto

Este procedimento tem como objetivo identificar para quais períodos de tempo e área devem ser calculados os indicadores de confiabilidade da rede primária. Para realizar tal tarefa é necessário verificar se entre os vários subconjuntos dos dados existem diferenças significativas estatisticamente.

Para a verificação da significância da diferença entre os valores médios de duas amostras que pertencem a um único conjunto é necessário definir com qual probabilidade esta diferença pode ultrapassar o valor calculado Δ_f [68].

$$P[(\tilde{x}_1 - \tilde{x}_2) > \Delta_f] = 2[1 - S(\alpha_f)] \quad (5.1)$$

onde \tilde{x}_1 e \tilde{x}_2 são os valores médios de cada amostra com dimensão n_1 e n_2 , respectivamente,

$$\Delta_f = \tilde{x}_1 - \tilde{x}_2$$

$$\mu = \sqrt{\frac{\left[\sum_i (x_{1i} - \tilde{x}_1)^2 + \sum_i (x_{2i} - \tilde{x}_2)^2 \right] \cdot (n_1 + n_2)}{(n_1 + n_2 - 2)n_1 n_2}}$$

$$\alpha_f = \frac{\Delta_f}{\mu}$$

$S(\alpha_f)$ é a integral de Student, que deve ser definida através de tabelas especiais [68] com número de graus de liberdade $n = n_1 + n_2 - 2$.

Uma probabilidade P muito grande quer dizer que as diferenças entre as médias das amostras poderão ser maiores do que no caso analisado, ou seja, as diferenças entre \tilde{x}_1 e \tilde{x}_2 não são significativas. Ao contrário, se a probabilidade é muito pequena a diferença entre \tilde{x}_1 e \tilde{x}_2 podem ser consideradas significativas.

5.3 Processamento das informações sobre falhas

Os resultados da análise mostrados nas tabelas apresentadas a seguir são referentes a várias amostras extraídas dos dados armazenados sobre falhas de acordo com a estrutura apresentada na Fig. 3.2.

As características foram calculadas de acordo com (5.1) com o objetivo de comparar os valores médios das falhas tanto para os semestres dos anos de 2001 e 2002 separadamente, como para o conjunto formado pelos dois anos. Na Tabela 5.1 são mostrados os valores da probabilidade para os dados de toda a concessionária e foram encontrados valores variando entre 0,002 e 0,066. Estes valores podem ser considerados pequenos, o que indica que existem diferenças significativas entre os valores analisados.

Tabela 5.1 – Frequência de falhas média para os semestres do ano.

RGE	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	n	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
2001 por semestre	1397,8	1965,3	10	2,1	967	6,60
2002 por semestre	1943,8	3422,7	10	4,8	999	0,20
2001+2002 por semestre	1670,8	2694,0	10	4,3	999	0,20
1º sem. 2001 e 2002	1397,8	1943,8	10	2,5	983	3,40
2º sem. 2001 e 2002	1965,3	3422,7	10	4,2	999	0,20
2001 e 2002	1681,6	2683,3	22	3,2	998	0,40

Os resultados das análises realizadas para todos os departamentos da concessionária estão apresentados no Apêndice D.

A análise comparativa entre as características de confiabilidade entre os departamentos da concessionária apresenta grande interesse, pois existe o objetivo de detectar se existem diferenças significativas entre as regiões de atuação da concessionária. Neste caso, para esta comparação é utilizada a característica de confiabilidade taxa de falhas, considerando-se a diferença em área, estrutura, condições operacionais das redes dos vários departamentos (Tabela 5.2 e 5.3).

Os mesmos estudos porém comparando a taxa de falhas para cada semestre do ano separadamente são mostrados no Apêndice E.

Tabela 5.2 – Taxa de falhas média, comparação entre departamentos para o ano de 2001.

DEP 1	DEP 2	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	n	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
Metropolitano	Missões	0,740	0,678	22	0,6	722	55,60
Metropolitano	Noroeste	0,740	0,440	22	3,3	998	0,40
Metropolitano	Planalto	0,740	0,340	22	5,7	999	0,20
Metropolitano	Serra	0,740	0,571	22	1,8	956	8,80
Missões	Noroeste	0,678	0,440	22	2,1	976	4,80
Missões	Planalto	0,678	0,340	22	3,5	999	0,20
Missões	Serra	0,678	0,571	22	0,9	811	37,80
Noroeste	Planalto	0,440	0,340	22	1,3	896	20,80
Noroeste	Serra	0,440	0,571	22	1,3	896	20,80
Planalto	Serra	0,340	0,571	22	2,9	996	0,80

Tabela 5.3 – Taxa de falhas média, comparação entre departamentos para o ano de 2002

DEP 1	DEP 2	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	n	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
Metropolitano	Missões	1,046	1,347	22	1,6	937	12,60
Metropolitano	Noroeste	1,046	0,798	22	2,1	996	0,80
Metropolitano	Planalto	1,046	0,557	22	5,0	999	0,20
Metropolitano	Serra	1,046	0,919	22	1,0	835	33,00
Missões	Noroeste	1,347	0,798	22	2,9	996	0,80
Missões	Planalto	1,347	0,557	22	4,4	999	0,20
Missões	Serra	1,347	0,919	22	2,2	980	4,00
Noroeste	Planalto	0,798	0,557	22	2,2	980	4,00
Noroeste	Serra	0,798	0,919	22	0,9	811	37,80
Planalto	Serra	0,557	0,919	22	3,2	998	0,40

Os dados agrupados por subestações, Apêndice F, não permitem chegar a uma conclusão pois a quantidade de falhas assim distribuídas foi muito pequena para uma análise estatística confiável, apresentando uma variação de valores muito grande. Em alguns caso a média mensal não chegou a uma falta por dia. Por exemplo, a Tabela 1 (Apêndice F), mostra a incidência de falhas na Subestação de Taquara do departamento Metropolitano para o ano de 2001, pode-se confirmar que a incidência de falhas foi baixa, sendo que nos meses de Abril e Agosto do ano de 2001 não ocorreu uma falta por dia.

A probabilidade da diferença entre valores médios da taxa de falhas definidos para dias úteis e fins de semana separadamente, ultrapassar o valor calculado Δ_f é apresentado na Tabela 5.4 para o ano de 2001 e na Tabela 5.5 para ano de 2002. O valor da probabilidade na maioria das vezes é bastante elevado, o que permite concluir que a diferença entre estas amostras não é significativa.

Os resultados da mesma análise realizada para todos os departamentos da concessionária estão apresentados no Apêndice G.

Os mesmos estudos estatísticos foram realizados para os valores médios do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia por falha. A Tabela 5.4 apresenta os resultados dos cálculos feitos para toda a RGE considerando as amostras divididas por semestres. Os valores \tilde{x}_1 e \tilde{x}_2 representam a média do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia por falha por semestre ou ano, conforme informações das Tabelas.

Tabela 5.4 – Frequência de falhas média, comparação entre dia útil e final de semana para a concessionária no ano de 2001.

RGE 2001	\tilde{x}_1 dia útil	\tilde{x}_2 final semana	n	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
JAN	75,30	71,63	29	0,2	578	84,40
FEV	39,70	33,00	26	0,8	785	43,00
MAR	43,05	36,67	29	0,1	539	92,20
ABR	51,24	43,67	28	0,5	689	62,20
MAI	44,04	25,25	29	1,5	928	14,40
JUN	35,95	34,11	28	0,2	578	84,40
JUL	76,73	35,11	29	1,6	940	12,00
AGO	38,83	33,63	29	0,2	578	84,40
SET	64,85	85,50	28	0,6	724	55,20
OUT	76,26	41,00	29	1,2	881	23,80
NOV	88,09	83,75	28	0,1	539	92,20
DEZ	61,67	48,90	29	0,7	756	48,80

Tabela 5.5 – Frequência de falhas média, comparação entre dia útil e final de semana para a concessionária no ano de 2002.

RGE 2002	\tilde{x}_1 dia útil	\tilde{x}_2 final semana	n	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
JAN	76,57	56,25	29	0,8	785	43,00
FEV	60,90	49,38	26	0,7	756	48,80
MAR	73,71	61,70	29	0,2	578	55,20
ABR	59,68	68,75	28	0,5	689	62,20
MAI	76,22	52,50	29	0,9	813	37,40
JUN	51,40	61,00	28	0,7	756	48,80
JUL	86,48	56,38	29	1,0	838	32,40
AGO	117,09	68,67	29	1,1	860	28,00
SET	139,57	54,67	28	1,8	959	8,20
OUT	147,26	151,25	29	0,1	539	92,20
NOV	129,81	103,33	28	0,7	756	48,80
DEZ	107,59	95,44	29	0,3	616	76,80

A probabilidade encontrada está apresentada na Tabela 5.6. Os seus valores permaneceram entre 0,002 e 0,066 que são valores baixos. Portanto, a diferença entre as médias pode ser considerada como significativa.

Tabela 5.6 – Tempo de restabelecimento médio para toda a RGE, para diferentes períodos dos anos.

RGE	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	n	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
2001 por semestre	99	123	10	3,1	994	1,20
2002 por semestre	135	158	10	2,1	967	6,60
2001+2002 por semestre	117	140	10	2,8	990	2,00
1º sem. 2001 e 2002	99	135	10	5,1	999	0,20
2º sem. 2001 e 2002	123	158	10	3,0	993	1,40
2001 e 2002	111	146	22	4,3	999	0,20

A mesma análise foi realizada para todos os departamentos da concessionária, Apêndice H. Os resultados provam que a diferença encontrada entre as amostras pode ser considerada significativa.

A análise realizada para amostras do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia (expressa em minutos) divididas em dias úteis e fins de semana, Tabelas 5.7 e 5.8, mostra que os valores de probabilidade obtidos têm variação extremamente grande, o que dificulta uma interpretação definitiva dos resultados.

Tabela 5.7 – Tempo de restabelecimento médio por falha para toda a RGE, comparação entre dia útil e final de semana para o ano de 2001.

RGE 2001	\tilde{x}_1 dia útil	\tilde{x}_2 final semana	n	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
JAN	99	117	29	1,9	967	6,60
FEV	98	108	26	0,8	785	43,00
MAR	90	113	29	2,3	986	2,80
ABR	82	107	28	2,5	991	1,80
MAI	85	97	29	1,7	951	9,80
JUN	88	87	28	0,0	500	100,00
JUL	102	108	29	0,4	654	69,20
AGO	89	80	29	1,4	915	17,00
SET	93	109	28	1,9	967	6,60
OUT	113	100	29	0,9	813	37,40
NOV	115	120	28	0,3	616	76,80
DEZ	96	121	29	0,3	616	37,40

Tabela 5.8 – Tempo de restabelecimento médio por falha para toda a RGE, comparação entre dia útil e final de semana para o ano de 2002

RGE 2002	\tilde{x}_1 dia útil	\tilde{x}_2 final semana	n	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
JAN	121	108	29	0,6	724	55,20
FEV	113	129	26	0,9	813	37,40
MAR	120	131	29	0,7	756	48,80
ABR	97	106	28	0,9	813	37,40
MAI	106	123	29	0,9	813	37,40
JUN	107	136	28	2,5	991	37,40
JUL	104	129	29	2,2	982	3,60
AGO	110	118	29	0,5	689	62,20
SET	135	139	28	1,5	578	84,40
OUT	142	174	29	1,5	928	14,40
NOV	138	134	28	0,2	578	84,40
DEZ	127	149	29	0,2	578	84,40

A Tabela 5.9 mostra a análise do tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia por falha para todos os departamentos da RGE, para os semestres do ano. Todos os valores encontrados são de probabilidade baixa indicando uma diferença significativa entre as amostras comparadas. Apenas um valor foi de probabilidade alta, o que pode ser desconsiderado estatisticamente.

Tabela 5.9 – Tempo médio de restabelecimento para todos os departamentos da RGE.

Metropolitano	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	N	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
2001 por semestre	111	143	10	3,3	995	1,00
2002 por semestre	125	158	10	2,3	977	4,60
2001+2002 por semestre	118	150,5	10	3,6	997	0,60
1° sem. 2001 e 2002	111	125	10	1,5	916	16,80
2° sem. 2001 e 2002	143	158	10	1,0	828	34,40
2001 e 2002	127	141	22	1,3	896	20,80
Missões	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	N	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
2001 por semestre	89	119	10	2,8	990	2,00
2002 por semestre	103	134	10	2,3	977	4,60
2001+2002 por semestre	96	127	10	3,2	995	1,00
1° sem. 2001 e 2002	89	103	10	1,7	938	12,40
2° sem. 2001 e 2002	119	134	10	1,0	828	34,40
2001 e 2002	104	119	22	1,1	858	28,40

Noroeste	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	N	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
2001 por semestre	92	110	10	1,9	955	9,00
2002 por semestre	178	161	10	1,1	850	30,00
2001+2002 por semestre	135	135	10	0,1	539	100,00
1º sem. 2001 e 2002	92	178	10	7,3	999	0,20
2º sem. 2001 e 2002	110	161	10	3,7	998	0,40
2001 e 2002	101	169	22	4,3	999	0,20
Planalto	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	N	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
2001 por semestre	102	113	10	1,1	850	30,00
2002 por semestre	119	152	10	2,5	983	3,40
2001+2002 por semestre	140	133	10	0,6	718	56,40
1º sem. 2001 e 2002	102	119	10	2,0	962	7,60
2º sem. 2001 e 2002	113	152	10	2,7	988	2,40
2001 e 2002	107	166	22	3,8	999	0,20
Serra	\tilde{x}_1	\tilde{x}_2	N	α_f	$S(\alpha_f)$	Prob. %
2001 por semestre	89	119	10	2,8	990	2,00
2002 por semestre	103	134	10	2,3	977	4,60
2001+2002 por semestre	96	127	10	3,2	995	1,00
1º sem. 2001 e 2002	89	103	10	1,7	938	12,40
2º sem. 2001 e 2002	119	134	10	1,0	828	34,40
2001 e 2002	104	119	22	1,1	858	28,40

Os cálculos dos valores médios do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia realizados para várias combinações de departamentos, Apêndice I, apresentam grandes variações no valor de probabilidade. O Apêndice J apresenta os mesmos cálculos realizados para todos os departamentos da RGE.

Os indicadores principais utilizados para modelagem e otimização de confiabilidade são: taxa de falhas e tempo necessário para o restabelecimento do fornecimento de energia [31]. Por isso, a tarefa principal da análise de dados estatísticos sobre falhas, está diretamente associada à definição quantitativa destas características e a definição da sua variação dentro da concessionária.

Neste capítulo foi definido o caráter das alterações da frequência e taxa de falhas, bem como o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia para várias regiões geográficas, dentro da área de atuação da concessionária.

Considerando o enorme comprimento de alguns alimentadores é recomendável fazer a estimação dos indicadores de frequência de falhas, para várias partes de um mesmo alimentador, em separado, pois trechos deste alimentador podem, por exemplo, atender o centro da cidade, a periferia e até mesmo ultrapassar o limite urbano chegando ao meio rural.

Cada parte deste alimentador tem sua própria característica de carga por unidade (carga para 1 km de rede), de quantidade de equipamentos de proteção e comutação, bem como, sua infra-estrutura de serviço técnico. Entretanto, atualmente, a maioria das concessionárias não dispõe de dados estatísticos em quantidade suficiente para uma análise estatística adequada, o que dificulta este tipo de apreciação [89].

Para uma análise apropriada de dados estatísticos são necessários vários anos de observação, como 10 anos, por exemplo. Mas a experiência em sistema de distribuição leva a afirmar, que ao final de 10 anos o sistema de distribuição inicial não mais existiria, sendo esta situação uma consequência da expansão e crescimento natural das cargas atendidas [90]. Então, o conjunto de dados mais apropriado seria o de 5 anos. Assim seria equilibrada a falta de confiança estatística com a expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Inicialmente para o desenvolvimento desta tese foi realizada uma análise minuciosa fazendo a filtragem dos dados por alimentador, por subestações, por períodos do ano e do dia. No entanto, os resultados encontrados não foram conclusivos, devido à pequena incidência de falhas quando procedemos a divisão da amostra nestes elementos do sistema de distribuição. Então a alternativa escolhida foi a de realizar a análise para um conjunto maior de dados utilizando as características por departamento da concessionária.

A análise dos dados estatísticos disponíveis permite concluir que a diferença entre a média das características de confiabilidade calculadas por semestre e departamentos da concessionária é estatisticamente significativa. Ao mesmo tempo, as diferenças entre as mesmas características definidas para dias úteis e finais de semana são estatisticamente insignificantes. Estes resultados permitem definir a estrutura do modelo que pode ser utilizado para a avaliação dos indicadores integrais de confiabilidade.

A taxa de falhas e a duração das interrupções no fornecimento de energia servem, de maneira geral, como estimativa da confiabilidade de um sistema de distribuição. No entanto, não se pode deixar de considerar que a confiabilidade para os consumidores pode ser diferente, mesmo para aqueles que estiverem ligados num mesmo alimentador, pois a possibilidade de manobra na rede, a quantidade de equipamentos de proteção e automação instalados podem ser diferentes para cada um.

Diante desta situação e da impossibilidade de se utilizar critérios diferenciados e individualizados para cada consumidor, na solução dos problemas relacionados ao aumento da confiabilidade, os indicadores de confiabilidade devem ser definidos independentemente para cada departamento ou outra divisão geográfica adotada pela concessionária, considerando a quantidade e o caráter das alterações dos dados estatísticos.

CAPÍTULO 6

MODELO ANALÍTICO PARA AVALIAÇÃO DOS INDICADORES INTEGRAIS DE CONFIABILIDADE

Na maioria das vezes, a formação do modelo matemático do objeto de investigação é a primeira etapa de solução de qualquer problema de otimização. Neste ponto, é muito importante fazer tudo para garantir o mais alto nível possível de adequação do modelo. Esta condição possibilita a obtenção de resultados confiáveis e realmente úteis no processo de análise dos objetos reais.

A principal dificuldade na formação dos modelos matemáticos é a complexidade da criação de expressões analíticas para a definição dos indicadores que representem a confiabilidade do sistema (valor esperado de energia não fornecida ou número esperado de consumidores-hora sem fornecimento de energia) em função dos parâmetros de controle. Como parâmetros de controle podem ser considerados os diferentes tipos e lugares de instalação dos equipamentos de comutação. Dependendo da formulação do problema, estas expressões matemáticas podem apresentar função objetivo e/ou restrições. Para a simplificação da solução deste problema pode ser utilizada a matriz lógica-estrutural [69]. A complexidade na formação desta matriz depende das definições das características de tempo de restabelecimento do fornecimento de energia, que não dependem somente da instalação de equipamentos de comutação, mas também da quantidade, composição e esquema de distribuição destes equipamentos.

6.1 Princípios de formação da matriz lógico-estrutural

A análise do desempenho das redes de distribuição, pode ser realizada através da matriz lógico-estrutural, na qual é considerada a distância de cada trecho de rede (ℓ), a taxa de falhas por unidade (λ_o), o tempo médio do restabelecimento do fornecimento de energia (τ) e a carga (S_i) ou número de consumidores (N_j) dos transformadores de distribuição. Com tais características é possível determinar o valor esperado de energia não fornecida por ano (W_n) para um determinado transformador (i), conforme a equação (6.1) ou o número esperado de consumidores-hora sem fornecimento de energia.

Supõe-se que a taxa de falhas dependa somente da confiabilidade de toda a rede (sem considerar os componentes individualmente) e que o tempo médio de restabelecimento do fornecimento de energia possa assumir dois valores: τ_{parc} que é a soma das parcelas do tempo decorrido entre o recebimento da informação até a designação da equipe de manutenção (τ_{desp}) e o tempo decorrido desde a saída da equipe até a chegada ao local da falha ($\tau_{parc} = \tau_{desp} + \tau_{desl}$), τ_{tot} representa a parcela de tempo τ_{parc} acrescida do tempo utilizado para realizar o serviço necessário ao restabelecimento do fornecimento de energia ($\tau_{tot} = \tau_{desp} + \tau_{desl} + \tau_{serv}$).

Cada coluna da matriz corresponde a cada um dos trechos da linha de distribuição. Cada linha da matriz corresponde a um transformador ou nó do sistema de distribuição. Nas células da matriz, colocam-se os valores dos tempos médios de restabelecimento da energia, neste caso τ_{parc} ou τ_{tot} . Para a definição do valor de τ , é preciso analisar quanto tempo é necessário para o restabelecimento do fornecimento de energia para os consumidores ligados ao transformador de distribuição (linha da matriz), no caso de falta no trecho da rede de distribuição (coluna da matriz), considerando os equipamentos de comutação instalados na rede.

A ferramenta, matriz lógico-estrutural, pode considerar a presença de qualquer tipo de equipamento de comutação ou proteção. As parcelas de tempo com as quais devem ser preenchidas as células da matriz dependem do tipo de dispositivo instalado.

A Fig. 6.1 e o Quadro 6.1 mostram a construção da matriz lógico-estrutural para obtenção dos valores de energia não fornecida ou consumidores-hora sem fornecimento de energia, quando estão instaladas somente chaves facas.

Como nos trechos 0-1, 2-3, 3-4 e 6-7 (Fig. 6.1) estão instaladas chaves facas. Evidentemente, que no caso de falha ocorrida nos trechos 0-1 e 1-2 para o restabelecimento do fornecimento de energia para o transformador de distribuição 1 (T_{R1}) é necessário o tempo τ_{tot} (tempo que inclui a execução do serviço).

No caso de falta nos trechos 2-3, 3-4, 4-5, 3-6, 6-7 ou 7-8 será necessário um tempo τ_{parc} (que não inclui tempo de execução do serviço), porque neste caso, considerando o transformador 1, a falha pode ser isolada através da chave C_2 , C_3 ou C_4 e o fornecimento de energia T_{R1} pode ser restabelecido antes da execução da manutenção. Da mesma forma é possível preencher todas as células da matriz (Quadro 6.1).

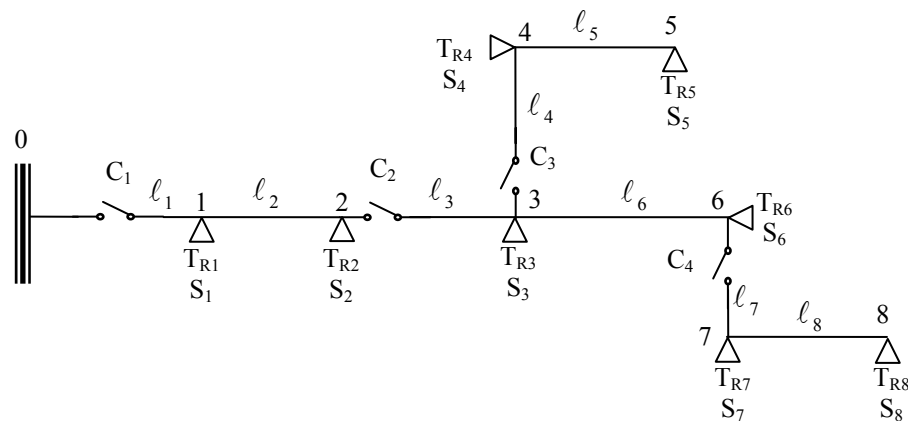


Figura 6.1 – Diagrama unifilar da rede de distribuição para análise das características integrais de confiabilidade.

Com base nesta matriz pode ser calculada a característica integral de confiabilidade pelas equações (6.1) ou (6.2), através do somatório das parcelas individuais de estimativa de energia interrompida de cada transformador do sistema.

Nós	Trechos							
	0-1 (l_1)	1-2 (l_2)	2-3 (l_3)	3-4 (l_4)	4-5 (l_5)	3-6 (l_6)	6-7 (l_7)	7-8 (l_8)
	Taxa de falhas média							
	λ_0	λ_0	λ_0	λ_0	λ_0	λ_0	λ_0	λ_0
$T_{R1}(S_1, N_1)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{parc}
$T_{R2}(S_2, N_2)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{parc}
$T_{R3}(S_3, N_3)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}
$T_{R4}(S_4, N_4)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}
$T_{R5}(S_5, N_5)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}
$T_{R6}(S_6, N_6)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}
$T_{R7}(S_7, N_7)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}
$T_{R8}(S_8, N_8)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	τ_{parc}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}

Quadro 6.1 – Matriz lógico-estrutural – Caso de instalação de chaves facas.

$$\begin{aligned}
W_n = & \lambda_0 \{ [\tau_{parc} (l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{36} + l_{67} + l_{78}) + \tau_{tot} (l_{01} + l_{12})] \cdot S_1 + \\
& [\tau_{parc} (l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{36} + l_{67} + l_{78}) + \tau_{tot} (l_{01} + l_{12})] \cdot S_2 + \\
& [\tau_{parc} (l_{34} + l_{45} + l_{67} + l_{78}) + \tau_{tot} (l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{36})] \cdot S_3 + \\
& [\tau_{parc} (l_{67} + l_{78}) + \tau_{tot} (l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{36})] \cdot S_4 + \\
& [\tau_{parc} (l_{67} + l_{78}) + \tau_{tot} (l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{45} + l_{36})] \cdot S_5 + \\
& [\tau_{parc} (l_{34} + l_{45} + l_{67} + l_{78}) + \tau_{tot} (l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{36})] \cdot S_6 + \\
& [\tau_{parc} (l_{34} + l_{45}) + \tau_{tot} (l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{36} + l_{67} + l_{78})] \cdot S_7 + \\
& [\tau_{parc} (l_{34} + l_{45}) + \tau_{tot} (l_{01} + l_{12} + l_{23} + l_{36} + l_{67} + l_{78})] \cdot S_8
\end{aligned} \tag{6.1}$$

Ou, considerando o número de consumidores-hora sem fornecimento de energia:

$$\begin{aligned}
A = \lambda_0 \{ & [\tau_{parc}(\ell_{23} + \ell_{34} + \ell_{45} + \ell_{36} + \ell_{67} + \ell_{78}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12})] \cdot N_1 + \\
& [\tau_{parc}(\ell_{23} + \ell_{34} + \ell_{45} + \ell_{36} + \ell_{67} + \ell_{78}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12})] \cdot N_2 + \\
& [\tau_{parc}(\ell_{34} + \ell_{45} + \ell_{67} + \ell_{78}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12} + \ell_{23} + \ell_{36})] \cdot N_3 + \\
& [\tau_{parc}(\ell_{67} + \ell_{78}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12} + \ell_{23} + \ell_{34} + \ell_{45} + \ell_{36})] \cdot N_4 + \\
& [\tau_{parc}(\ell_{67} + \ell_{78}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12} + \ell_{23} + \ell_{34} + \ell_{45} + \ell_{36})] \cdot N_5 + \\
& [\tau_{parc}(\ell_{34} + \ell_{45} + \ell_{67} + \ell_{78}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12} + \ell_{23} + \ell_{36})] \cdot N_6 + \\
& [\tau_{parc}(\ell_{34} + \ell_{45}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12} + \ell_{23} + \ell_{36} + \ell_{67} + \ell_{78})] \cdot N_7 + \\
& [\tau_{parc}(\ell_{34} + \ell_{45}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12} + \ell_{23} + \ell_{36} + \ell_{67} + \ell_{78})] \cdot N_8
\end{aligned} \tag{6.2}$$

A matriz lógico-estrutural também pode ser utilizada para a obtenção do valor da energia não fornecida para cada nó ou transformador da rede, correspondendo a cada linha da matriz. Por exemplo, o valor da energia não fornecida para o transformador 1, será:

$$W_{n1} = \lambda_0 \{ [\tau_{parc}(\ell_{23} + \ell_{34} + \ell_{45} + \ell_{36} + \ell_{67} + \ell_{78}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12})] \cdot S_1 \}$$

Ou o número esperado de consumidores sem fornecimento de energia para o T_{R1} , por exemplo, será:

$$A_{n1} = \lambda_0 \{ [\tau_{parc}(\ell_{23} + \ell_{34} + \ell_{45} + \ell_{36} + \ell_{67} + \ell_{78}) + \tau_{tot}(\ell_{01} + \ell_{12})] \cdot N_1 \}$$

A matriz lógico-estrutural permite levar em conta todos os principais fatores que influem na avaliação da confiabilidade. Como foram mostradas no Capítulo 5 as características de confiabilidade são estatisticamente diferentes para diferentes períodos do ano. Isto pode ser levado em conta, considerando-se os diferentes valores das taxas de falhas, tempo médio de restabelecimento da energia e valores médios de carga dos transformadores de distribuição.

6.2 Exemplo de formação da matriz lógico-estrutural com instalação de vários equipamentos de manobra e proteção

Todas as falhas no sistema de fornecimento de energia podem ser divididas em permanentes (conseqüência de defeitos permanentes), transitórias (conseqüência de defeitos transitórios) e desligamentos programados. Esta divisão estabelece a necessidade de definição da taxa de falhas permanentes (λ'_0), transitórias (λ''_0) e de desligamentos programados (λ_p) independentemente. Ao mesmo tempo, considerando a estrutura das redes de distribuição brasileiras esta tarefa não é simples. Os alimentadores na maioria das vezes são aéreos, radiais com grande número de derivações. Praticamente em todas as derivações estão instaladas chaves fusíveis. No tronco do alimentador a utilização deste equipamento não é freqüente. Já para os trechos protegidos pelos disjuntores ou religadores são registradas somente as interrupções provocadas por defeitos permanentes. Isto significa que a simples análise de dados sobre falhas não permite definir as características de confiabilidade com suficiente nível de adequação. Por isso, no processo de cálculo da taxa de falhas geral ($\lambda_0 = \lambda'_0 + \lambda''_0$) devem ser considerados os trechos protegidos pelos fusíveis ou é necessário levar em conta, adicionalmente, os dados sobre atuação dos religadores e/ou disjuntores. Além disso, os últimos dados podem servir para o cálculo da taxa de falhas provocadas por defeitos transitórios. Os dados sobre falhas somados para todos os trechos protegidos pelos disjuntores ou religadores permitem determinar a taxa de falhas provocadas por defeitos permanentes. Desta forma, é possível levar em conta a diferença da reação à falhas, dos vários tipos de equipamentos de proteção instalados na rede.

As derivações de rede (Fig. 6.2) estão protegidas pelas chaves fusíveis (F_1 e F_2) e o disjuntor do alimentador possui funções de religamento. Neste caso, surge a necessidade de analisar separadamente as falhas permanentes considerando que o fusível vai reagir para qualquer falha na área protegida, enquanto o disjuntor reagirá somente para falhas permanentes. Além disso, o fusível desliga parte da rede com falha praticamente instantaneamente ($\tau = 0$).

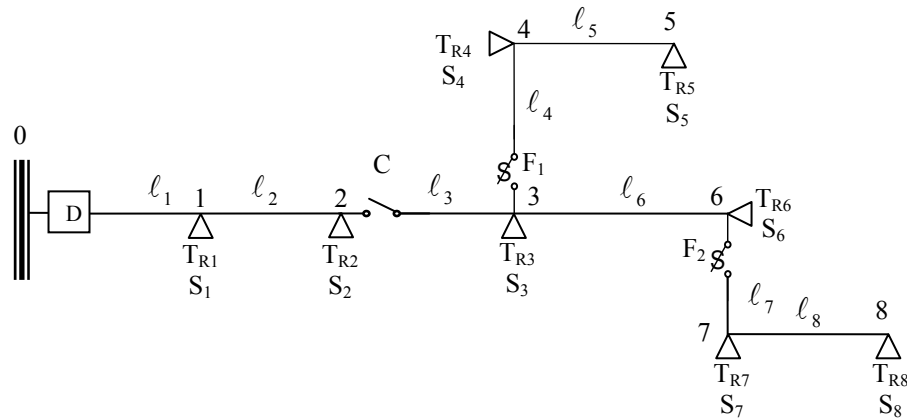


Figura 6.2 – Diagrama unifilar de alimentador típico, onde D – disjuntor, C – chave faca e F – chave fusível.

Evidentemente que neste caso, qualquer falha nos trechos 3-5 ou 6-8 provoca interrupção no fornecimento de energia para os transformadores 4 e 5 ou 7 e 8, respectivamente, durante o tempo necessário para a realização da manutenção para o elemento com defeito. Para ambas as situações, os transformadores 1, 2, 3 e 6 o tempo de interrupção no fornecimento de energia será igual a zero, pois a chave fusível interromperá somente o trecho a jusante permitindo que os trechos de rede a montante do defeito permaneçam com fornecimento de energia.

Como λ_0 , em todas as fórmulas, utiliza-se o valor que corresponde ao conjunto de falhas permanentes. Qualquer falha no tronco da linha provocará desligamento de todos os transformadores para o tempo necessário para eliminação de falha. A matriz lógico-estrutural, neste caso, tem a forma do Quadro 6.2.

É claro que a expressão para o cálculo da energia não fornecida obtida através desta matriz, será:

$$\begin{aligned}
 W_n = & S_1 \lambda_0' [\tau_{tot} (l_1 + l_2) + \tau_{par} (l_3 + l_6)] \\
 & + S_2 \lambda_0' [\tau_{tot} (l_1 + l_2) + \tau_{par} (l_3 + l_6)] \\
 & + S_3 \lambda_0' \tau_{tot} (l_1 + l_2 + l_3 + l_6) \\
 & + S_4 \lambda_0' [\tau_{tot} (l_1 + l_2 + l_3 + l_6) + \lambda_0 (l_4 + l_5)] \\
 & + S_5 \lambda_0' [\tau_{tot} (l_1 + l_2 + l_3 + l_6) + \lambda_0 (l_4 + l_5)] \\
 & + S_6 \tau_{tot} \lambda_0' (l_1 + l_2 + l_3 + l_6) \\
 & + S_7 \lambda_0' [\tau_{tot} (l_1 + l_2 + l_3 + l_6) + \lambda_0 (l_6 + l_7)] \\
 & + S_8 \lambda_0' [\tau_{tot} (l_1 + l_2 + l_3 + l_6) + \lambda_0 (l_6 + l_7)]
 \end{aligned}$$

Nós	Trechos							
	0-1 (l_1)	1-2 (l_2)	2-3 (l_3)	3-4 (l_4)	4-5 (l_5)	3-6 (l_6)	6-7 (l_7)	7-8 (l_8)
	Taxa de falhas média							
	λ'_0	λ'_0	λ'_0	λ_0	λ_0	λ'_0	λ_0	λ_0
$T_{R1}(S_1, N_1)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	0	0	τ_{parc}	0	0
$T_{R2}(S_2, N_2)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	0	0	τ_{parc}	0	0
$T_{R3}(S_3, N_3)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	0	0	τ_{tot}	0	0
$T_{R4}(S_4, N_4)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	0	0
$T_{R5}(S_5, N_5)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	0	0
$T_{R6}(S_6, N_6)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	0	0	τ_{tot}	0	0
$T_{R7}(S_7, N_7)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	0	0	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}
$T_{R8}(S_8, N_8)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	0	0	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}

Quadro 6.2 – Matriz lógico-estrutural – Caso de instalação de chave faca e chaves fusíveis.

Não apresenta nenhuma dificuldade a consideração da presença da possibilidade de várias interligações com outros alimentadores. (Fig. 6.3). Entretanto, neste caso é necessário introduzir mais uma parcela de tempo de restabelecimento do fornecimento de energia – tempo de seccionamento de rede τ_s (Quadro 6.3). Este tempo se define através de ações para a identificação e localização do lugar da falha e também do acionamento do equipamento de comutação normalmente aberto que permita redistribuir parte dos consumidores para outra fonte de energia.

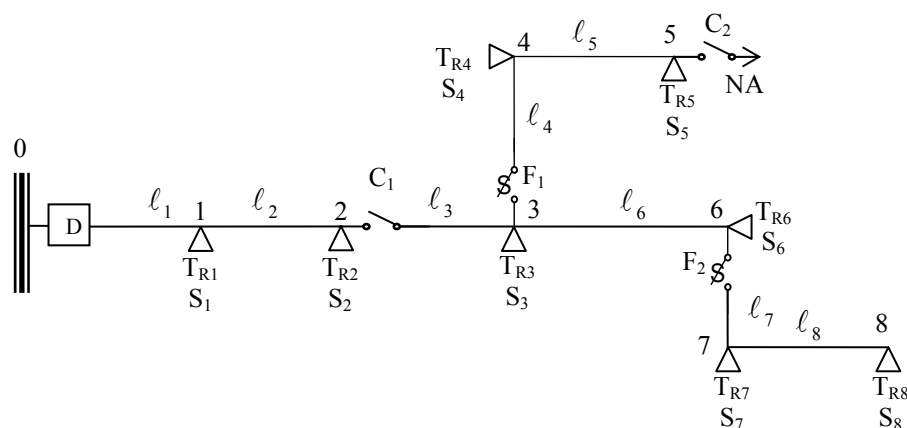


Figura 6.3 – Diagrama unifilar de alimentador típico com ponto de interligação.

Nós	Trechos							
	0-1 (l_1)	1-2 (l_2)	2-3 (l_3)	3-4 (l_4)	4-5 (l_5)	3-6 (l_6)	6-7 (l_7)	7-8 (l_8)
	Taxa de falhas média							
	λ'_0	λ'_0	λ'_0	λ_0	λ_0	λ'_0	λ_0	λ_0
$T_{R1}(S_1, N_1)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	0	0	τ_{parc}	0	0
$T_{R2}(S_2, N_2)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{parc}	0	0	τ_{parc}	0	0
$T_{R3}(S_3, N_3)$	τ_{sec}	τ_{sec}	τ_{tot}	0	0	τ_{tot}	0	0
$T_{R4}(S_4, N_4)$	τ_{sec}	τ_{sec}	τ_{sec}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{sec}	0	0
$T_{R5}(S_5, N_5)$	τ_{sec}	τ_{sec}	τ_{sec}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{sec}	0	0
$T_{R6}(S_6, N_6)$	τ_{sec}	τ_{sec}	τ_{tot}	0	0	τ_{tot}	0	0
$T_{R7}(S_7, N_7)$	τ_{sec}	τ_{sec}	τ_{tot}	0	0	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}
$T_{R8}(S_8, N_8)$	τ_{sec}	τ_{sec}	τ_{tot}	0	0	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}

Quadro 6.3 – Matriz lógico-estrutural – Caso de instalação de ponto de interligação.

Neste caso, o valor da energia não fornecida é dado pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
W_n = & [\lambda_0' \tau_{tot}(\ell_1 + \ell_2) + \lambda_0' \tau_{parc}(\ell_3 + \ell_6)]S_1 + [\lambda_0' \tau_{tot}(\ell_1 + \ell_2) + \lambda_0' \tau_{parc}(\ell_3 + \ell_6)]S_2 + \\
& [\lambda_0' \tau_{sec}(\ell_1 + \ell_2) + \lambda_0' \tau_{tot}(\ell_3 + \ell_6)]S_3 + [\lambda_0' \tau_{sec}(\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_6) + \lambda_0' \tau_{tot}(\ell_4 + \ell_5)]S_4 + \\
& [\lambda_0' \tau_{sec}(\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_6) + \lambda_0' \tau_{tot}(\ell_4 + \ell_5)]S_5 + [\lambda_0' \tau_{sec}(\ell_1 + \ell_2) + \lambda_0' \tau_{tot}(\ell_3 + \ell_6)]S_6 + \\
& [\lambda_0' \tau_{sec}(\ell_1 + \ell_2) + \lambda_0' \tau_{tot}(\ell_3 + \ell_6) + \lambda_0' \tau_{tot}(\ell_7 + \ell_8)]S_7 + [\lambda_0' \tau_{sec}(\ell_1 + \ell_2) + \\
& \lambda_0' \tau_{tot}(\ell_3 + \ell_6) + \lambda_0' \tau_{tot}(\ell_7 + \ell_8)]S_8
\end{aligned}$$

6.3 Construção da função objetivo e restrições baseadas na matriz lógico-estrutural

Na Fig. 6.4, é apresentado um esquema de rede de distribuição onde estão indicados os possíveis lugares de instalação de equipamentos de comutação, como por exemplo, chaves. A especificidade deste exemplo é que, ao contrário do exemplo anterior, é impossível definir exatamente qual o equipamento de comutação é responsável pela definição do tempo de restabelecimento de energia. Neste caso, é claro que, em relação ao transformador T_{R1} , no caso de falta no trecho que fica após o transformador T_{R2} , a localização da falha pode ser feita através de chave x_1 ou da chave x_2 . Para expressar esta condição será utilizado o operador lógico \vee . A mesma situação permanece para a análise de confiabilidade para outros transformadores da rede. Neste caso, a matriz lógica estrutural tem a forma do Quadro 6.4.

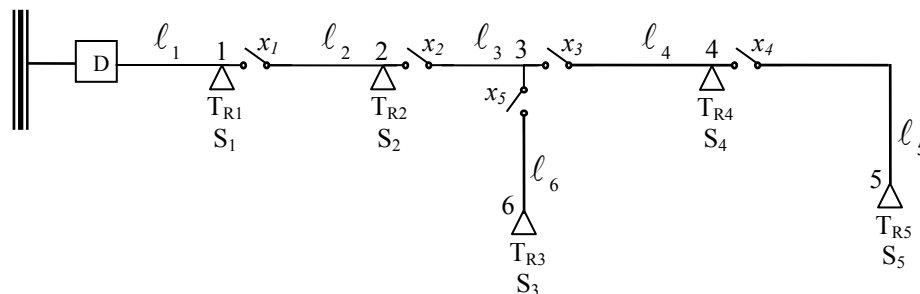


Figura 6.4 – Diagrama unifilar de uma rede de distribuição em todos os trechos.

nós	Trechos					
	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	3-6
	(ℓ_1)	(ℓ_2)	(ℓ_3)	(ℓ_4)	(ℓ_5)	(ℓ_6)
	Taxa de falhas média					
	λ_0	λ_0	λ_0	λ_0	λ_0	λ_0
$T_{R1}(S_1, N_1)$	τ_{tot}	x_1	$x_1 \vee x_2$	$x_1 \vee x_2 \vee x_3$	$x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_4$	$x_1 \vee x_2 \vee x_5$
$T_{R2}(S_2, N_2)$	τ_{tot}	τ_{tot}	x_2	$x_2 \vee x_3$	$x_2 \vee x_3 \vee x_4$	$x_2 \vee x_5$
$T_{R3}(S_3, N_3)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	x_3	$x_3 \vee x_4$	τ_{tot}
$T_{R4}(S_4, N_4)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	x_4	x_5
$T_{R5}(S_5, N_5)$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	x_5

Quadro 6.4 – Matriz lógico-estrutural para um diagrama unifilar de uma rede de distribuição com chaves em todos os trechos.

A expressão analítica para o cálculo do valor esperado de energia não fornecida, para todo o alimentador, tem a forma a seguir:

$$\begin{aligned}
 W_n = & \lambda_0 \{ S_1 [\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 x_1 + \ell_3 (x_1 \vee x_2) + \ell_4 (x_1 \vee x_2 \vee x_3) + \\
 & \ell_5 (x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_4) + \ell_6 (x_1 \vee x_2 \vee x_5)] + \\
 & S_2 [(\ell_1 + \ell_2) \tau_{tot} + \ell_3 x_2 + \ell_4 (x_2 \vee x_3) + \ell_5 (x_2 \vee x_3 \vee x_4) + \\
 & \ell_6 (x_2 \vee x_5)] + S_3 [\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_4 \tau_{tot} + \ell_5 x_3 + \\
 & \ell_6 (x_3 \vee x_4)] + S_4 [\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_4 \tau_{tot} + \ell_5 x_4 + \\
 & \ell_6 x_5] + S_5 [\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_4 \tau_{tot} + \ell_5 \tau_{tot} + \ell_6 x_5] \}
 \end{aligned} \tag{6.3}$$

onde, $x_j \in [\tau_{tot}, \tau_{parc}] \quad j = 1, \dots, k$,

k é o número de lugares alternativos para instalação de chaves (no caso geral $k = m$, onde m é o número de trechos do alimentador).

A variável x_j pode ter valores τ_{tot} ou τ_{parc} em função da ausência ou presença de chave nos trechos correspondentes do alimentador.

A restrição pode ser definida, por exemplo, para os transformadores T_{R3} , como $W_{n3} \leq W_{n3perm}$ ou

$$\lambda_0 S_3 [\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_6 \tau_{tot} + \ell_4 x_3 + \ell_5 (x_3 \vee x_4)] \leq W_{nperm} .$$

Nesta pesquisa, as características como tempo de serviço e tempo parcial (incluem as parcelas de tempo de despacho e tempo de deslocamento) na forma de valores fixos, que não dependem da quantidade ou dos lugares de instalação dos equipamentos de comutação. Estas características foram definidas no processo de análise de dados estatísticos sobre faltas, para diferentes regiões da concessionária, tomadas como valores médios.

No processo das investigações seguintes será confirmado que os componentes do tempo de restabelecimento do fornecimento de energia são variáveis e dependem, por exemplo, da quantidade de equipamentos de manobra instalados na rede. Diante do exposto, para sua definição será necessário o desenvolvimento de um algoritmo especial. Naturalmente que isto elimina totalmente a possibilidade de apresentação analítica da função objetivo e restrições.

Para alguma simplificação no problema considera-se que o equipamento de comutação não pode ser instalado em qualquer ponto da rede, mas somente em alguns trechos definidos. Considerando a Fig. 6.5, que para a instalação das chaves $x_1, \dots, x_5 \in \{\tau_{tot}, \tau_{parc}\}$ estão previstos os trechos $\ell_5, \ell_7, \ell_8, \ell_9, \ell_{10}$, e para os religadores x_6 e $x_7 \in \{\tau_{tot}, \tau_R\}$ os trechos ℓ_8 e/ou ℓ_9 , no trecho ℓ_{14} (Fig. 6.5) está instalada uma chave normalmente aberta (NA) x_8 , que dá a possibilidade, no caso de necessidade, de transferir parte da carga para outro alimentador. A matriz lógica estrutural construída para estas condições esta apresentada no Quadro – 6.5.

Evidentemente que nesta situação somente é possível o uso eficiente de chave x_8 , no caso da presença de alguns equipamentos de comutação já instalados no alimentador. Por isso, no processo de construção da matriz lógica estrutural além da operação lógica “ou” representada por \vee , deve ser utilizadas também a operação lógica “e”, cuja representação é por \wedge .

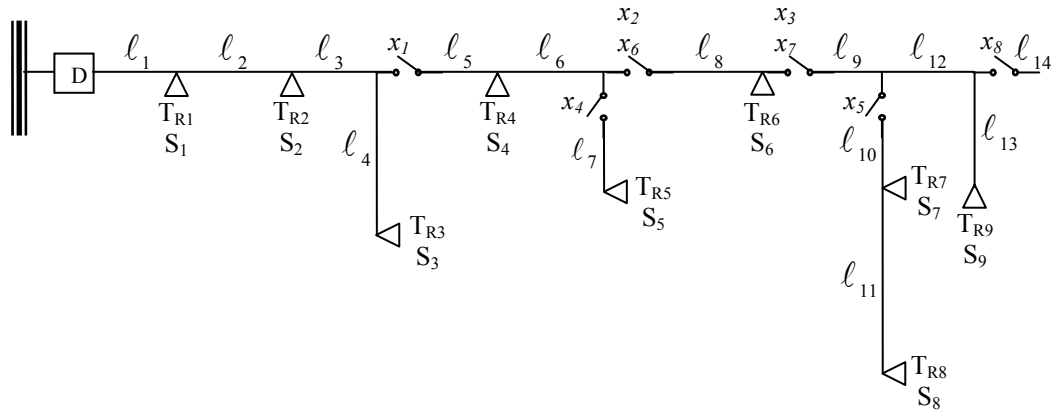


Figura 6.5 – Diagrama unifilar com a presença de diversos equipamentos de comutação e possibilidade de interligação.

Neste caso, a expressão analítica para o cálculo do valor esperado de energia não fornecida para transformador de distribuição T_{R4} , por exemplo, tem a seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 W_{n4} = & \lambda_0 S_4 [(\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4)(x_1 \wedge x_8) + (\ell_5 + \ell_6)\tau_{tot} + \\
 & \ell_7 x_4 + \ell_8(x_2 \vee x_6) + \ell_9(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) + \\
 & (\ell_{10} + \ell_{11})(x_2 \vee x_3 \vee x_5 \vee x_6 \vee x_7) + \\
 & (\ell_{12} + \ell_{13})(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7)] \quad (6.4)
 \end{aligned}$$

onde:

$x_1, \dots, x_5 \in \{\tau_{tot}, \tau_{parc}\}$ – tempo necessário para restabelecimento do fornecimento de energia considerando a instalação de chaves nos trechos correspondentes a $\ell_5, \ell_7, \ell_8, \ell_9$ e ℓ_{10} ;

x_6 e $x_7 \in \{\tau_{tot}, \tau_R\}$ – tempo de restabelecimento de energia considerando a instalação de religadores nos trechos correspondentes a ℓ_8 ou ℓ_9 ;

$x_8 \wedge (x_1, \dots, x_5) \in \{\tau_{tot}, \tau_R\}$ – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia no caso da transferência de carga para outro alimentador, e instalação de uma das chaves nos trechos $\ell_5, \ell_7, \ell_8, \ell_9$, e ℓ_{10} ;

$x_8 \wedge (x_6, x_7) \in \{\tau_{tot}, \tau_R\}$ – tempo de restabelecimento do fornecimento de energia, considerando a possibilidade de transferência de carga para outro alimentador e instalação de religador nos trechos ℓ_8 ou ℓ_9 .

ℓ S	ℓ_1	ℓ_2	ℓ_3	ℓ_4	ℓ_5	ℓ_6	ℓ_7	ℓ_8	ℓ_9	ℓ_{10}	ℓ_{11}	ℓ_{12}	ℓ_{13}
S_1	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	x_1	x_1	$x_1 \vee x_4$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_6$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_5 \vee x_6$ $\vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_5 \vee x_6$ $\vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$
S_2	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	x_1	x_1	$x_1 \vee x_4$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_6$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_5 \vee x_6$ $\vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_5 \vee x_6$ $\vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$
S_3	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	x_1	x_2	$x_1 \vee x_4$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_6$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_5 \vee x_6$ $\vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_5 \vee x_6$ $\vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$	$x_1 \vee x_2$ $\vee x_3 \vee$ $x_6 \vee x_7$
S_4	$x_8 \wedge x_1$	$x_8 \wedge x_1$	$x_8 \wedge x_1$	$x_8 \wedge x_1$	τ_{tot}	τ_{tot}	x_4	$x_2 \vee x_6$	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_6 \vee$ x_7	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_5 \vee$ $x_6 \vee x_7$	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_5 \vee$ $x_6 \vee x_7$	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_6 \vee x_7$	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_6 \vee x_7$
S_5	$x_8 \wedge x_1$	$x_8 \wedge x_1$	$x_8 \wedge x_1$	$x_8 \wedge x_1$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	$x_2 \vee x_6$	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_6 \vee$ x_7	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_6 \vee$ x_7	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_6 \vee$ x_7	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_6 \vee x_7$	$x_2 \vee x_3$ $\vee x_6 \vee x_7$
S_6	$(x_1 \vee x_2$ $\vee x_6) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2$ $\vee x_6) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2$ $\vee x_6) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2$ $\vee x_6) \wedge x_8$	$(x_2 \wedge x_8)$ $\vee (x_6 \wedge x_8)$	$(x_2 \wedge x_8)$ $\vee (x_6 \wedge x_8)$	$(x_2 \wedge x_8)$ $\vee (x_6 \wedge x_8)$ x_8	τ_{tot}	$x_3 \vee x_7$	$x_3 \vee x_5$ $\vee x_7$	$x_3 \vee x_5$ $\vee x_7$	$x_3 \vee x_7$	$x_3 \vee x_7$

Quadro 6.5 – Matriz lógico-estrutural do alimentador com a presença de diversos equipamentos de comutação e possibilidade de interligação.

S_7	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$x_4 \vee (x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_3 \vee x_7) \wedge x_8$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}
S_8	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$x_4 \vee (x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_3 \vee x_7) \wedge x_8$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}
S_9	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_1 \vee x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$x_4 \vee (x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \wedge x_8$	$(x_3 \vee x_7) \wedge x_8$	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}	τ_{tot}

Quadro 6.5 – CONTINUAÇÃO – Matriz lógica estrutural do alimentador com a presença de diversos equipamentos de comutação e possibilidade de interligação

Da mesma forma, pode ser definido o indicador integral de confiabilidade para o sistema de distribuição, possibilitando uma análise para qualquer rede elétrica independentemente da quantidade e do tipo de equipamento de proteção, de comutação e automação, nela instalados.

Em princípio, o modelo proposto pode levar em conta a confiabilidade de todos os elementos da rede para os quais existam dados estatísticos confiáveis.

No entanto, a forma de apresentação das expressões para a definição das características integrais de confiabilidade não permitem a utilização dos métodos exatos de otimização. Para isso as expressões que representam a função objetivo e/ou restrições devem ser transformadas.

MODELOS E MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO DISCRETA

7.1 Breve análise dos métodos de otimização discreta

De maneira geral, o problema de otimização inteira pode ser apresentado da seguinte forma: é necessário encontrar o vetor \mathbf{x} com componentes não negativos x_i , com $i = 1, \dots, n$, que devem maximizar ou minimizar a função objetivo $f(x_1, \dots, x_n)$ considerando as restrições $g_j(x_1, \dots, x_n) \leq 0$, $j = 1, \dots, m$. Para alguns problemas de programação inteira pura é imprescindível que todos os componentes de \mathbf{x} sejam valores inteiros, para outros, programação inteira mista, é necessário que somente parte dos componentes de \mathbf{x} tenha valores inteiros. Permanece ainda mais um grupo de problemas que precisa da definição do vetor \mathbf{x} , é quando seus componentes têm somente valores “0” ou “1”.

Existem duas direções principais para a solução dos problemas de programação inteira incluindo programação discreta, são eles: os Métodos Exatos e os Métodos Heurísticos.

Primeiramente é necessário salientar, que todos os métodos exatos de programação inteira estão direcionados para a solução somente de problemas lineares. Um grupo destes métodos está baseado nos algoritmos Gomory (Apêndice K). Neste procedimento, a região viável de solução do problema linear inteiro é o conjunto de pontos com coordenadas inteiras, que pertence ao polígono convexo de soluções não inteiras do problema. O problema inicial pode ser resolvido através dos métodos de programação linear, se for possível definir as retas que passam pelos vértices do conjunto de soluções inteiras permissíveis, de forma que todos os outros pontos fiquem dentro de um polígono convexo novo. Neste caso, todos os vértices

do polígono novo têm coordenadas inteiras, e o problema pode ser resolvido com um número finito de passos. A idéia principal dos algoritmos Gomory está baseada na exclusão consecutiva (cortes) de partes da área inicial de possíveis soluções, que não contém soluções inteiras. Então, todos os algoritmos Gomory fundamentam-se na transformação do problema inicial em uma série de problemas, que são analisados consecutivamente, com a introdução em cada passo de algumas restrições lineares, ou seja, exclusões.

Por exemplo, o primeiro algoritmo Gomory utilizado para a solução de problemas inteiros puros inclui a seqüência de operações descritas a seguir. No primeiro passo, deve ser resolvido o problema sem a exigência de o resultado ser inteiro, utilizando, por exemplo, o Método Simplex (Apêndice L)[91][92][93][94]. Se a solução deste problema for inteira, este resultado é a solução do problema inicial. No caso inverso, devem ser introduzidas restrições adicionais que formarão um novo problema de programação linear. Para isso, uma das variáveis básicas que não seja inteira deve ser apresentada através de variável não básica, com a inclusão de uma variável adicional. De acordo com as regras, as variáveis adicionais devem ter valores não negativos e inteiros. Isto significa que a tabela simplex nova, forma-se com base na tabela anterior com a inclusão de mais uma linha e coluna correspondente à restrição introduzida. Se as soluções encontradas forem inteiras, através da utilização do método simplex, então o processo de solução do problema inicial está concluído. Caso contrário será preciso analisar de novo a última tabela simplex, escolher uma nova variável básica com valor não inteiro, e introduzir mais uma restrição adicional. Este procedimento se repetirá até que seja obtida uma solução inteira. Se em alguma iteração, no processo de utilização do método simplex, ficar claro que não existe solução permissível, isto significa que o problema inicial também não tem solução inteira admissível. Evidentemente que a dimensão da tabela simplex aumenta no processo de inclusão de novas restrições adicionais. Geralmente, o número geral de restrições do novo problema, não pode ser maior que o número de variáveis do problema inicial, senão algumas das restrições serão redundantes e deverão ser excluídas da análise.

O método de “*branch and bound*”, (Algoritmo de Bifurcação e Limite) é mais uma abordagem amplamente utilizada para a solução de problemas de programação inteira (Apêndice M). A característica importante deste algoritmo está na necessidade de fazer um grande número de iterações, porque durante a execução, muitas vezes, é necessário “voltar atrás” no processo de busca de novas alternativas permissíveis. A idéia principal do método está baseada na divisão consecutiva da região viável de soluções em alguns subconjuntos, e cálculos de estimativas da função objetivo, de forma a permitir a exclusão de alguns subconjuntos, aqueles que notoriamente não contém a solução do problema. Geralmente a

execução do algoritmo começa com a solução do problema linear inicial, sem a exigência de que todas as variáveis sejam inteiras, por exemplo, utilizando o método simplex. No passo seguinte, deve ser escolhido algum componente não inteiro x_r , do vetor de solução \mathbf{x} . Divide-se o problema inicial em dois subproblemas. Primeiro, com a restrição adicional $x_r' < [x_r]$ e como segunda restrição $x_r'' \geq [x_r] + 1$, onde $[x_r]$ significa a parte inteira do valor de x_r . Neste caso, o conjunto inicial de soluções \mathbf{x} divide-se em dois subconjuntos \mathbf{x}' e \mathbf{x}'' . No passo seguinte, é analisado o subconjunto que tem a maior estimativa da função objetivo (para problemas de maximização), porque dentro deste subconjunto é razoável procurar a solução do problema, em primeiro lugar. Em seguida, deve ser resolvido novamente o problema de programação linear composto pelas restrições iniciais, incluindo as restrições criadas no passo anterior, sem a exigência de que todas as variáveis sejam inteiras, formando o novo conjunto de restrições. O processo de ramificação continuará até que se obtenha a melhor solução inteira.

Para a solução de problemas discretos, pode ser utilizada programação dinâmica. A característica importante deste método é a possibilidade de uso deste algoritmo, quando a função objetivo não puder ser apresentada analiticamente.

A breve análise apresentada mostra que a solução dos problemas com variáveis inteiras ou discretas está associada às grandes dificuldades computacionais da utilização de métodos de otimização inteira ou discreta. Estas dificuldades são típicas para os assuntos considerados nesta pesquisa, o mesmo acontecendo com a maioria dos problemas de otimização dos modos de operação e parâmetros das redes de distribuição.

7.2 Transformação da função objetivo e restrições com variáveis booleanas

A função objetivo e restrições construídas com base na equação (6.3), em princípio, não permitem a utilização de métodos de otimização discreta. Para possibilitar o uso deste método, é necessário no mínimo, o cumprimento das duas condições seguintes.

Primeiramente é necessário supor que o parâmetro de tempo de restabelecimento do fornecimento de energia (τ) utilizado no processo de otimização, pode ter somente valores fixos: τ_{tot} ou τ_{parc} . Neste caso, τ_{tot} ou τ_{parc} precisam ser definidos como valores médios e

devem permanecer constantes no processo de solução do problema de otimização. Isto significa que os valores destes parâmetros não dependem do lugar de falta, nem da quantidade de equipamentos de comutação instalados ao longo do alimentador. Esta suposição somente será correta para os primeiros passos da otimização da localização das primeiras unidades dos equipamentos de comutação, como será mostrado em seguida.

A segunda dificuldade está associada à presença de operações lógicas entre variáveis nos modelos propostos. Esta condição impossibilita a utilização dos métodos exatos de otimização. Por isso, a seguir serão propostas algumas abordagens que possibilitam transformar as funções objetivo e restrições construídas com base na equação (6.3) de forma a permitir a utilização dos métodos exatos de otimização discreta.

Para excluir as operações lógicas entre variáveis pode ser utilizado o processamento descrito em [53], então para qualquer x_i e x_j é possível estabelecer:

$$x_i \vee x_j = x_i + x_j - x_i x_j$$

$$x_i \wedge x_j = x_i x_j$$

Considerando esta condição a expressão (6.3) pode ser transformada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} W_n = \lambda_0 \{ & S_1 l_1 \tau_{tot} + S_1 l_2 x_1 + S_1 l_3 x_1 + S_1 l_3 x_2 - S_1 l_3 x_1 x_2 + S_1 l_4 x_1 + \\ & S_1 l_4 x_2 + S_1 l_4 x_3 - S_1 l_4 x_1 x_2 - S_1 l_4 x_1 x_3 - S_1 l_4 x_2 x_3 + \\ & S_1 l_4 x_1 x_2 x_3 + S_1 l_5 x_1 + S_1 l_5 x_2 + S_1 l_5 x_3 + S_1 l_5 x_4 - S_1 l_5 x_1 x_2 - \\ & S_1 l_5 x_1 x_3 - S_1 l_5 x_1 x_4 - S_1 l_5 x_2 x_3 - S_1 l_5 x_2 x_4 - S_1 l_5 x_3 x_4 + \\ & S_1 l_5 x_1 x_2 x_3 + S_1 l_5 x_1 x_2 x_4 + S_1 l_5 x_1 x_3 x_4 + S_1 l_5 x_2 x_3 x_4 - \\ & S_1 l_5 x_1 x_2 x_3 x_4 + S_1 l_6 x_1 + S_1 l_6 x_2 + S_1 l_6 x_5 - S_1 l_6 x_1 x_2 - S_1 l_6 x_1 x_5 - \\ & S_1 l_6 x_2 x_5 + S_1 l_6 x_1 x_2 x_5 + S_2 l_1 \tau_{tot} + S_2 l_2 \tau_{tot} + S_2 l_3 x_2 + \\ & S_2 l_4 x_2 + S_2 l_4 x_3 - S_2 l_4 x_2 x_3 + S_2 l_5 x_2 + S_2 l_5 x_3 + S_2 l_5 x_4 - \\ & S_2 l_5 x_2 x_3 - S_2 l_5 x_2 x_4 - S_2 l_5 x_3 x_4 + S_2 l_5 x_2 x_3 x_4 + S_2 l_6 x_2 + \\ & S_2 l_6 x_5 - S_2 l_6 x_2 x_5 + S_3 l_1 \tau_{par} + S_3 l_2 \tau_{par} + S_3 l_3 \tau_{tot} + \\ & S_3 l_6 \tau_{tot} + S_3 l_4 x_3 + S_3 l_5 x_3 + S_3 l_5 x_4 - S_3 l_5 x_3 x_4 + S_4 l_1 \tau_{tot} + \\ & S_4 l_2 \tau_{tot} + S_4 l_3 \tau_{tot} + S_4 l_4 \tau_{tot} + S_4 l_5 x_4 + S_4 l_6 x_5 + S_5 l_1 \tau_{tot} + \\ & S_5 l_2 \tau_{tot} + S_5 l_3 \tau_{tot} + S_5 l_4 \tau_{tot} + S_5 l_5 \tau_{tot} + S_5 l_6 x_5 \} \end{aligned}$$

Reagrupando os termos,

$$\begin{aligned}
W_n = & \lambda_0 \{ \tau_{tot} [(S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5)l_1 + (S_2 + S_3 + S_4 + S_5)l_2 + (S_3 + S_4 + S_5)l_3 + \\
& (S_4 + S_5)l_4 + S_3l_6 + S_5l_5] + x_1[S_1(l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] + x_2[S_1(l_3 + l_4 + l_5 + l_6) + \\
& S_2(l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] + x_3[S_1(l_4 + l_5) + S_2(l_4 + l_5) + S_3(l_4 + l_5)] + \\
& x_4[(S_1 + S_2 + S_3 + S_4)l_5] + x_5[(S_1 + S_2 + S_4 + S_5)l_6] - x_1x_2[S_1(l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] - \\
& x_1x_3[S_1(l_4 + l_5) - x_1x_4[S_1(l_5)] - x_1x_5[S_1(l_6)] - x_2x_3[S_1(l_4 + l_5) + S_2(l_4 + l_5)] - \\
& x_2x_4[(S_1 + S_2)l_5] - x_2x_5[(S_1 + S_2)l_6] - x_3x_4[(S_1 + S_2 + S_3)l_5] - x_1x_2x_3[S_1(l_4 + l_5)] + \\
& x_1x_2x_4[S_1(l_5)] + x_1x_3x_4[S_1(l_5) + x_1x_2x_5[S_1(l_6)]] + x_2x_3x_4[(S_1 + S_2)l_5] - x_1x_2x_3x_4[S_1(l_5)] \}
\end{aligned}$$

Então,

$$\begin{aligned}
W_n = & \lambda_0 \{ \tau_{tot} [S_1l_1 + S_2(l_1 + l_2) + S_3(l_1 + l_2 + l_3 + l_6) + \\
& S_4(l_1 + l_2 + l_3 + l_4) + S_5(l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5)] + \\
& x_1[S_1(l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] + x_2[S_1(l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] + \\
& x_3[S_1(l_4 + l_5) + S_2(l_4 + l_5) + S_3(l_4 + l_5)] + x_4[(S_1 + S_2 + S_3 + S_4)l_5] + \\
& x_5[(S_1 + S_2 + S_4 + S_5)l_6] - x_1x_2[S_1(l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] - x_1x_3[S_1(l_4 + l_5) - \\
& x_1x_4[S_1(l_5)] - x_1x_5[S_1(l_6)] - x_2x_3[S_1(l_4 + l_5) + S_2(l_4 + l_5)] - \\
& x_2x_4[(S_1 + S_2)l_5] - x_2x_5[(S_1 + S_2)l_6] - x_3x_4[(S_1 + S_2 + S_3)l_5] + \\
& x_1x_2x_3[S_1(l_4 + l_5)] + x_1x_2x_4[S_1(l_5)] + x_1x_3x_4[S_1(l_5)] + \\
& x_1x_2x_5[S_1(l_6)] + x_2x_3x_4[(S_1 + S_2)l_5] - x_1x_2x_3x_4[S_1(l_5)] \} \quad (7.1)
\end{aligned}$$

Da mesma forma é possível representar o número de consumidores-hora sem fornecimento de energia:

$$\begin{aligned}
A_n = & \lambda_0 \{ \tau_{tot} [N_1l_1 + N_2(l_1 + l_2) + N_3(l_1 + l_2 + l_3 + l_6) + \\
& N_4(l_1 + l_2 + l_3 + l_4) + N_5(l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5)] + \\
& x_1[N_1(l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] + x_2[N_1(l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] + \\
& x_3[N_1(l_4 + l_5) + N_2(l_4 + l_5) + N_3(l_4 + l_5)] + x_4[(N_1 + N_2 + N_3 + N_4)l_5] + \\
& x_5[(N_1 + N_2 + N_4 + N_5)l_6] - x_1x_2[N_1(l_3 + l_4 + l_5 + l_6)] - \\
& x_1x_3[N_1(l_4 + l_5) - x_1x_4[N_1(l_5)] - x_1x_5[N_1(l_6)] - \\
& x_2x_3[N_1(l_4 + l_5) + N_2(l_4 + l_5)] - x_2x_4[(N_1 + N_2)l_5] - \\
& x_2x_5[(N_1 + N_2)l_6] - x_3x_4[(N_1 + N_2 + N_3)l_5] + \\
& x_1x_2x_3[N_1(l_4 + l_5)] + x_1x_2x_4[N_1(l_5)] + x_1x_3x_4[N_1(l_5)] + \\
& x_1x_2x_5[N_1(l_6)] + x_2x_3x_4[(N_1 + N_2)l_5] - x_1x_2x_3x_4[N_1(l_5)] \}
\end{aligned}$$

O valor esperado de energia não fornecida pode ser definido como: $W_n = W_{n0} - \Delta W_n$, onde:

W_{n0} é o valor esperado de energia não fornecida no caso de ausência de qualquer equipamento de comutação e proteção instalados na rede;

ΔW_n é a redução do valor esperado de energia não fornecida que foi alcançada através da instalação de equipamentos de comutação.

Evidentemente que sem equipamentos de comutação qualquer falha na rede provoca interrupção no fornecimento de energia por um tempo τ_{tot} para todos os consumidores.

Então

$$W_{n0} = \lambda_0 \tau_{tot} \sum_{i=1}^n S_i \sum_{j=1}^m \ell_j$$

onde n é a quantidade de transformadores de distribuição e m é a quantidade de trechos.

O valor de ΔW_n pode ser definido através de (7.1), considerando todos os termos desta expressão com a presença das variáveis x .

Além disso é necessário levar em conta que o aumento da confiabilidade (redução do valor da energia não fornecida ou número de consumidores-hora sem fornecimento de energia) no processo de distribuição de equipamentos de comutação, praticamente se define através do seguinte valor:

$$\Delta \tau = \tau_{tot} - \tau_{parc}$$

Esta condição permite de definir a característica de confiabilidade representada na expressão (7.1) através da seguinte equação:

$$\begin{aligned}
W_n = \lambda_0 \{ & \tau_{tot} \sum_{i=1}^n S_i \sum_{j=1}^m \ell_j - \Delta \tau \{ x_1 [S_1(\ell_2 + \ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6)] + \\
& x_2 [S_1(\ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6)] + x_3 [S_1(\ell_4 + \ell_5) + S_2(\ell_4 + \ell_5) + \\
& S_3(\ell_4 + \ell_5)] + x_4 [(S_1 + S_2 + S_3 + S_4)\ell_5] + \\
& x_5 [(S_1 + S_2 + S_4 + S_5)\ell_6] - \\
& x_1 x_2 [S_1(\ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6)] - x_1 x_3 [S_1(\ell_4 + \ell_5)] - \\
& x_1 x_4 [S_1(\ell_5)] - x_1 x_5 [S_1(\ell_6)] - x_2 x_3 [S_1(\ell_4 + \ell_5) + \\
& S_2(\ell_4 + \ell_5)] - x_2 x_4 [(S_1 + S_2)\ell_5] - \\
& x_2 x_5 [(S_1 + S_2)\ell_6] - x_3 x_4 [(S_1 + S_2 + S_3)\ell_5] + \\
& x_1 x_2 x_3 [S_1(\ell_4 + \ell_5)] + x_1 x_2 x_4 [S_1(\ell_5)] + x_1 x_3 x_4 [S_1(\ell_5)] + \\
& x_1 x_2 x_5 [S_1(\ell_6)] + x_2 x_3 x_4 [(S_1 + S_2)\ell_5] - \\
& x_1 x_2 x_3 x_4 [S_1(\ell_5)] \} \} \quad (7.2)
\end{aligned}$$

onde,

n representa o número de transformadores;

m representa o número de trechos.

Um exemplo apresentado no Apêndice N pode confirmar a adequação da última transformação. Entretanto, a expressão (7.2) não permite a utilização dos métodos exatos de otimização devido à presença de termos não lineares.

No próximo passo, é necessário transformar as equações representadas acima para a forma linear. Isto pode ser realizado introduzindo-se variáveis e restrições adicionais. Neste caso, o número de variáveis adicionais é igual ao número de componentes não lineares.

$$y_n = \prod_{j=1}^n x_j$$

As variáveis y_n também devem ser booleanas. Para garantir esta condição ($y_k = 1$) todos os $x_j = 1$ e todos os $y_n = 0$. Caso não sejam, introduzem-se restrições adicionais através das seguintes equações:

$$\sum_{j=1}^{n_k} x_j - (n_k - 1) \leq y_n \quad (7.3)$$

$$\frac{1}{n_k} \sum_{j=1}^{n_k} x_j \geq y_n \quad (7.4)$$

Se todos os $x_j = 1$, então $\sum_{j=1}^{n_k} x_j = n_k$. Neste caso, (7.3) transforma-se em $y_n \geq 1$, e (7.4) em $y_n \leq 1$. Assim, fica garantido que $y = 1$. Por outro lado, se pelo menos um $x_j = 0$, então (7.3) e (7.4) transformam-se em $y_n \geq (n_k - 1)$ e $y_n < 1$, respectivamente. Então, assegura-se que $y_n = 0$.

Levando-se em conta estas considerações, a função (7.2) pode ser transformada para a seguinte forma:

$$\begin{aligned} x_1 x_2 &\rightarrow x_6, & x_1 x_3 &\rightarrow x_7, & x_1 x_4 &\rightarrow x_8, & x_1 x_5 &\rightarrow x_9, & x_2 x_3 &\rightarrow x_{10}, & x_2 x_4 &\rightarrow x_{11}, \\ x_2 x_5 &\rightarrow x_{12}, & x_3 x_4 &\rightarrow x_{13}, & x_1 x_2 x_3 &\rightarrow x_{14}, & x_1 x_2 x_4 &\rightarrow x_{15}, & x_1 x_3 x_4 &\rightarrow x_{16}, \\ x_2 x_3 x_4 &\rightarrow x_{18}, & x_1 x_2 x_3 x_4 &\rightarrow x_{19} \end{aligned}$$

Depois da linearização a equação (7.2) tem a seguinte forma:

$$\begin{aligned} W_n = \lambda_0 \{ & \tau_{tot} \sum_{i=1}^n S_i \sum_{j=1}^m l_j - \Delta \tau \{ x_1 [S_1(\ell_2 + \ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6)] + \\ & x_2 [S_1(\ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6)] + x_3 [S_1(\ell_4 + \ell_5) + S_2(\ell_4 + \ell_5) + \\ & S_3(\ell_4 + \ell_5)] + x_4 [(S_1 + S_2 + S_3 + S_4)\ell_5] + x_5 [(S_1 + S_2 + S_4 + S_5)\ell_6] - \\ & x_6 [S_1(\ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6)] - x_7 [S_1(\ell_4 + \ell_5) - x_8 [S_1(\ell_5)] - x_9 [S_1(\ell_6)] - \\ & x_{10} [S_1(\ell_4 + \ell_5) + S_2(\ell_4 + \ell_5)] - x_{11} [(S_1 + S_2)\ell_5] - x_{12} [(S_1 + S_2)\ell_6] - \\ & x_{13} [(S_1 + S_2 + S_3)\ell_5] + x_{14} [S_1(\ell_4 + \ell_5)] + x_{15} [S_1(\ell_5)] + x_{16} [S_1(\ell_5)] + \\ & x_{17} [S_1(\ell_6)] + x_{18} [(S_1 + S_2)\ell_5] - x_{19} [S_1(\ell_5)] \} \} \end{aligned}$$

Com as seguintes restrições:

$$\begin{array}{ll} x_1 + x_2 - x_6 \geq 1 & x_1 + x_2 - 2x_6 \geq 0 \\ x_1 + x_3 - x_7 \geq 1 & x_1 + x_3 - 2x_7 \geq 0 \\ x_1 + x_4 - x_8 \geq 1 & x_1 + x_4 - 2x_8 \geq 0 \\ x_1 + x_5 - x_9 \geq 1 & x_1 + x_5 - 2x_9 \geq 0 \\ x_2 + x_3 - x_{10} \geq 1 & x_2 + x_3 - 2x_{10} \geq 0 \\ x_2 + x_4 - x_{11} \geq 1 & x_2 + x_4 - 2x_{11} \geq 0 \end{array}$$

$$\begin{array}{ll}
x_2 + x_5 - x_{12} \geq 1 & x_2 + x_5 - 2x_{12} \geq 0 \\
x_3 + x_4 - x_{13} \geq 1 & x_3 + x_4 - 2x_{13} \geq 0 \\
x_1 + x_2 + x_3 - x_{14} \geq 2 & x_1 + x_2 + x_3 - 3x_{14} \geq 0 \\
x_1 + x_2 + x_4 - x_{15} \geq 2 & x_1 + x_2 + x_4 - 3x_{15} \geq 0 \\
x_1 + x_3 + x_4 - x_{16} \geq 2 & x_1 + x_3 + x_4 - 3x_{16} \geq 0 \\
x_1 + x_2 + x_5 - x_{17} \geq 2 & x_1 + x_2 + x_5 - 3x_{17} \geq 0 \\
x_2 + x_3 + x_4 - x_{18} \geq 2 & x_2 + x_3 + x_4 - 3x_{18} \geq 0 \\
x_1 + x_2 + x_3 + x_4 - x_{19} \geq 3 & x_1 + x_2 + x_3 + x_4 - 4x_{19} \geq 0
\end{array}$$

$$x_j \leq 1, \quad j = 1, \dots, 19$$

O exemplo acima exposto mostra que a apresentação do problema inicial, através de modelo linear, produz um aumento do número de variáveis de 5 para 19 e de restrições de 3 para 47. Evidentemente, que para alimentadores reais o nível de aumento do número de variáveis e restrições, será significativamente maior. Da mesma forma, caso seja necessário, todas as restrições do problema podem ser processadas.

Mais uma abordagem pode ser utilizada para adaptação da função objetivo ou restrições para a forma que permita, a princípio, a utilização dos métodos exatos de otimização inteira.

Supondo que, para o transformador de distribuição T_{R3} da Fig. 6.4 esteja definida a restrição do valor permissível de energia não fornecida. Ao mesmo tempo, está prevista a possibilidade de instalação ao longo do alimentador de duas chaves, nos trechos $\ell_4(x_3)$ e $\ell_5(x_4)$.

A restrição correspondente pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\lambda_0 S_3 [\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_6 \tau_{tot} + \ell_4 x_3 + \ell_5 (x_3 \vee x_4)] \leq W_{n\,perm} \quad (7.5)$$

$$x_j \in [\tau_{tot}, \tau_{parc}]$$

Claro que, o parâmetro τ pode tomar dois valores: τ_{tot} ou τ_{pare} . Neste caso, a expressão (7.5) pode ser apresentada através do sistema de duas equações, que dá a possibilidade de excluir a operação lógica “ou”.

$$\lambda_0 S_3 [\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_6 \tau_{tot} + \ell_4 x_3 + \ell_5 x_3] \leq W_{n \text{ perm}} \quad (7.6)$$

$$\lambda_0 S_3 [\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_6 \tau_{tot} + \ell_4 x_3 + \ell_5 x_4] \leq W_{n \text{ perm}} \quad (7.7)$$

Para a satisfação da restrição inicial (7.5) é suficiente a satisfação de qualquer uma das condições (7.6) ou (7.7).

Para atender as condições acima mencionadas, é possível utilizar a seguinte abordagem. É necessário o cumprimento somente de p restrições dentro do conjunto de m restrições, e não está definido anteriormente qual o conjunto de restrições que devam ser obedecidas. Na restrição inicial,

$$g_i(x_1, \dots, x_k) \leq b_i, \quad i = 1, \dots, m$$

introduzem-se novas variáveis, que são definidas através da seguinte regra:

$$y_j = \begin{cases} 0, & \text{se as restrições } j \text{ estão satisfeitas} \\ 1, & \text{se as restrições } j \text{ não estão satisfeitas} \end{cases}$$

Define-se um valor bastante grande e aleatório para M . Neste caso, a execução de pelo menos p dentre m restrições, ocorre obedecendo as seguintes condições:

$$g_i(x_1, \dots, x_n) \leq b_i + M y_i, \quad i = 1, \dots, k$$

$$y_1 + \dots + y_m = m - p$$

Como resultado desta transformação, parte das restrições fica excedente. Com base nestas regras agora, as restrições (7.6) e (7.7) podem ser apresentadas da seguinte forma:

$$\lambda_0 S_3[\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_6 \tau_{tot} + \ell_4 x_3 + \ell_5 x_3] \leq W_{n3} + My_1$$

$$\lambda_0 S_3[\ell_1 \tau_{tot} + \ell_2 \tau_{tot} + \ell_3 \tau_{tot} + \ell_6 \tau_{tot} + \ell_4 x_3 + \ell_5 x_4] \leq W_{n3} + My_2$$

$$y_1 + y_2 = 1$$

7.3 Chaveamento ótimo das redes de distribuição

Em princípio, todas as formulações do problema de otimização da confiabilidade apresentadas no Capítulo 4, podem ser utilizadas para a localização ótima de chaves nas redes primárias de distribuição.

Por exemplo, se está definido o problema de otimização da confiabilidade (minimização do valor esperado de energia não fornecida ou número de consumidores-hora sem fornecimento de energia) com restrições para os recursos permissíveis, as quais devem ser representadas da seguinte forma:

$$\sum_{j=1}^k x_j \geq t \tau_{parc} + (k-t) \tau_{tot}, \text{ no caso da formação da função objetivo de acordo com a equação (6.3),}$$

ou $\sum_{j=1}^k x_j \leq t$, se a função objetivo for construída de acordo com a equação (7.2), com a utilização de variáveis booleanas.

onde:

k é a quantidade de possíveis lugares para a instalação de chaves,

t é o recurso disponível (quantidade de chaves).

Se a formulação do problema tem como finalidade garantir determinados níveis de confiabilidade do fornecimento de energia para os consumidores de alguns transformadores

de distribuição com investimento mínimo, a função objetivo pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\sum_{j=1}^n x_j \rightarrow \text{máx se} \quad (7.8)$$

$$x_j \in \{\tau_{tot}, \tau_{parc}\} \quad j = 1, \dots, k$$

ou

$$\sum_{j=1}^n x_j \rightarrow \text{min se} \quad (7.9)$$

$$x_j \in \{0, 1\} \quad j = 1, \dots, k$$

Neste caso, as restrições estão estabelecidas com base nas expressões (6.3) ou (7.2). Por exemplo, se é necessário garantir que o valor esperado de energia não fornecida para os consumidores do transformador de distribuição TR₂, (Fig. 6.4) não deve ultrapassar o valor $W_{n perm}$, então as restrições podem ser dadas da seguinte forma:

$$W_{n2} = \lambda_0 S_2 [(\ell_1 + \ell_2)\tau_{tot} + \ell_3 x_2 + \ell_4 (x_2 \vee x_3) + \ell_5 (x_2 \vee x_3 \vee x_4) + \ell_6 (x_2 \vee x_5)] \leq \sum W_{n perm} \quad x_j \in \{\tau_{tot}, \tau_{parc}\}, j = 1, \dots, k. \quad (7.10)$$

ou

$$W_{n2} = \lambda_0 S_2 \left\{ \tau_{tot} \sum_{i=1}^m \ell_i - \Delta \tau [x_2(\ell_3 + \ell_4 + \ell_5 + \ell_6) + x_3(\ell_4 + \ell_5) + x_4 \ell_5 + x_5 \ell_6 - x_2 x_3(\ell_4 + \ell_5) - x_2 x_4 \ell_5 - x_2 x_5 \ell_6 - x_3 x_4 \ell_5 + x_2 x_3 x_4 \ell_5] \right\} \leq \sum W_{n perm} \quad (7.11)$$

$$x_j \in \{0, 1\}, j = 1, \dots, k$$

As expressões (7.10) e (7.11) podem ser transformadas através da abordagem apresentada no item 7.2.

Para a expressão analítica que representa o valor esperado de energia não fornecida pelo transformador de distribuição¹ T_{R4} a equação (6.4) da Fig. 6.5, por exemplo:

$$\begin{aligned} W_{n4} = & \lambda_0 S_4 [(\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4)(x_1 \wedge x_8) + (\ell_5 + \ell_6)\tau_{tot} \\ & + \ell_7 x_4 + \ell_8(x_2 \vee x_6) + \ell_9(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7) \\ & + (\ell_{10} + \ell_{11})(x_2 \vee x_3 \vee x_5 \vee x_6 \vee x_7) \\ & + (\ell_{12} + \ell_{13})(x_2 \vee x_3 \vee x_6 \vee x_7)] \end{aligned}$$

No caso da orientação para o modelo construído com base nas variáveis booleanas e levando em conta que $x_i \vee x_j = x_i + x_j - x_i x_j$ e $x_a \wedge x_b = x_a x_b$, equação acima se transforma da seguinte forma:

$$\begin{aligned} W_{n4} = & \lambda_0 S_4 \{ (\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4)x_1 x_8 + (\ell_5 + \ell_6)\tau_{tot} + \ell_7 x_4 + \\ & \ell_8 x_2 + \ell_8 x_6 - \ell_8 x_2 x_6 + \ell_9 x_2 + \ell_9 x_3 + \ell_9 x_6 + \ell_9 x_7 - \ell_9 x_2 x_3 - \\ & \ell_9 x_2 x_6 - \ell_9 x_2 x_7 - \ell_9 x_3 x_6 - \ell_9 x_3 x_7 - \ell_9 x_6 x_7 + \ell_9 x_2 x_3 x_6 + \\ & \ell_9 x_2 x_6 x_7 + \ell_9 x_3 x_6 x_7 + \ell_9 x_2 x_3 x_7 - \ell_9 x_2 x_3 x_6 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 + \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_3 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_5 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_6 + \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_7 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_3 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_5 - \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_6 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_7 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_3 x_5 - \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_3 x_6 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_3 x_7 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_5 x_6 - \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_5 x_7 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_6 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_3 x_5 + \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_5 x_6 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_5 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_3 x_6 + \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_6 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_3 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_3 x_5 x_6 + \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_3 x_5 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_3 x_6 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_5 x_6 x_7 - \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_3 x_5 x_6 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_3 x_5 x_7 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_3 x_6 x_7 - \\ & (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_5 x_6 x_7 - (\ell_{10} + \ell_{11})x_3 x_5 x_6 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11})x_2 x_3 x_5 x_6 x_7 + \\ & (\ell_{12} + \ell_{13})x_2 + (\ell_{12} + \ell_{13})x_3 + (\ell_{12} + \ell_{13})x_6 + (\ell_{12} + \ell_{13})x_7 - \\ & (\ell_{12} + \ell_{13})x_2 x_3 - (\ell_{12} + \ell_{13})x_2 x_6 - (\ell_{12} + \ell_{13})x_2 x_7 - \\ & (\ell_{12} + \ell_{13})x_3 x_6 - (\ell_{12} + \ell_{13})x_3 x_7 - (\ell_{12} + \ell_{13})x_6 x_7 + \\ & (\ell_{12} + \ell_{13})x_2 x_3 x_6 + (\ell_{12} + \ell_{13})x_2 x_6 x_7 + (\ell_{12} + \ell_{13})x_3 x_6 x_7 + \\ & (\ell_{12} + \ell_{13})x_2 x_3 x_7 - (\ell_{12} + \ell_{13})x_2 x_3 x_6 x_7 \end{aligned} \tag{7.12}$$

¹ É repetida a equação (6.4) para facilitar o entendimento do processo de transformação.

Reagrupando,

$$\begin{aligned}
W_{n4} = & \lambda_0 S_4 [(\ell_5 + \ell_6) \tau_m + (\ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 \\
& + (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_3 + \ell_7 x_4 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_5 \\
& + (\ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_6 + (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_7 \\
& - (\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4) x_1 x_8 - (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_3 \\
& - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_5 - (\ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_6 \\
& - (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_7 - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_3 x_5 \\
& - (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_3 x_6 - (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_3 x_7 \\
& - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_5 x_6 - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_5 x_7 \\
& - (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_6 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_3 x_5 \\
& + (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_3 x_6 \\
& + (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_3 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_5 x_6 \\
& + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_5 x_7 + (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_6 x_7 \\
& + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_3 x_5 x_6 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_3 x_5 x_7 \\
& + (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_3 x_6 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_5 x_6 x_7 \\
& - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_3 x_5 x_6 - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_3 x_5 x_7 \\
& - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_5 x_6 x_7 - (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_3 x_6 x_7 \\
& - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_3 x_5 x_6 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_3 x_5 x_6 x_7]
\end{aligned}$$

Evidentemente que nos trechos ℓ_8 e ℓ_9 não podem ser instaladas as chaves (x_2, x_3) e os religadores (x_6, x_7) ao mesmo tempo. Por isso, em cada par (x_2, x_6) e (x_3, x_7) uma das variáveis será igual a zero. Logo, nas equações apresentadas acima todos os termos da equação que contém multiplicação das variáveis $x_2 \cdot x_6$ ou $x_3 \cdot x_7$ serão nulos. Estas considerações possibilitam simplificar a expressão analítica para a definição do valor esperado de energia não fornecida pelo transformador T_{R4} .

$$\begin{aligned}
W_{n4} = \lambda_0 S_4 [& (\ell_5 + \ell_6) \tau_m + (\ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 + \\
& (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_3 + \ell_7 x_4 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_5 + \\
& (\ell_8 + \ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_6 + \\
& (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_7 - (\ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4) x_1 x_8 - \\
& (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_3 - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_5 - \\
& (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_2 x_7 - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_3 x_5 - \\
& (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_3 x_6 - (\ell_{10} + \ell_{11}) x_5 x_6 - \\
& (\ell_{10} + \ell_{11}) x_5 x_7 - (\ell_9 + \ell_{10} + \ell_{11} + \ell_{12} + \ell_{13}) x_6 x_7 - \\
& (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_3 x_5 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_2 x_5 x_7 + (\ell_{10} + \ell_{11}) x_3 x_5 x_6 + \\
& (\ell_{10} + \ell_{11}) x_5 x_6 x_7]
\end{aligned} \tag{7.13}$$

A seguir, a expressão (7.13) pode ser linearizada considerando a abordagem apresentada anteriormente, através da introdução de novas variáveis e restrições.

A tentativa de solução do problema de localização ótima de equipamentos de comutação, através dos métodos exatos de otimização inteira ou discreta, está associada às dificuldades computacionais, especialmente levando-se em conta a dimensão do modelo a ser analisado. As mesmas dificuldades são típicas para os métodos de otimização que operam com variáveis booleanas.

Por isso, neste trabalho serão sugeridos métodos heurísticos de otimização, que possibilitarão superar as dificuldades apresentadas acima. Os algoritmos propostos a seguir estão baseados na combinação de procedimentos heurísticos e formais, e permitirão obter uma solução ótima ou quase ótima utilizando um número relativamente pequeno de passos/iterações, e por isso está livre das desvantagens típicas dos métodos exatos de otimização.

CAPÍTULO 8

DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMOS HEURÍSTICOS PARA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE EQUIPAMENTOS DE COMUTAÇÃO

A necessidade de busca da possibilidade de utilização de métodos aproximados é provocada pelas dificuldades computacionais associadas com a tentativa de utilização de métodos exatos de otimização discreta aplicada ao conjunto dos problemas considerados neste trabalho. A seguir, serão analisados os algoritmos baseados na reunião dos processamentos formais e heurísticos. A maior vantagem dos algoritmos propostos é a possibilidade de chegar a uma solução quase ótima, com um número relativamente pequeno de passos de cálculo.

Outra grande vantagem deste método é o fato de não exigir a representação analítica da função objetivo e nem das restrições, que neste caso, podem ser mostradas na forma de tabelas ou algoritmos. A especificidade principal deste procedimento é a possibilidade de se calcular somente as variações da função objetivo e restrições, em cada passo da otimização. A abordagem que será proposta, não apresenta a necessidade da execução de complicadas transformações matemáticas e de cálculos pesados, cujo volume aumentaria com a dimensão do problema analisado [95].

8.1 Algoritmo heurístico de maximização para localização ótima de equipamentos de comutação de mesmo tipo

Supondo uma função objetivo e restrições quaisquer, como as representadas a seguir.

$$F(x_{1s}, \dots, x_{js}, \dots, x_{ms}) \rightarrow \text{máx} \quad (8.1)$$

$$g_k(x_{1s}, \dots, x_{js}, \dots, x_{ms}) \leq b_k, \quad (8.2)$$

$$j = 1, \dots, m$$

$$s = 1, \dots, r$$

$$k = 1, \dots, K$$

$$x_{js} \in [\tau_{tot}, \tau_{parc}]$$

onde r é a quantidade de valores discretos que podem assumir as variáveis e k são as restrições.

O processo de otimização é realizado através da seqüência de operações descritas a seguir:

1º Calculam-se os componentes do vetor $\{\Delta G_j^{(t)}\}$

$$\Delta G_j^{(t)} = \text{máx} \Delta g_{kj}^{(t)} \quad (8.3)$$

$$j \in J^{(t)}, \quad k = 1, \dots, K,$$

onde t é o número da iteração de otimização, $J^{(t)}$ é o conjunto de índices das variáveis que na iteração atual t satisfazem todas as restrições.

$$\Delta g_{kj}^{(t)} = [g_k(x_{1s}^{(t)}, \dots, x_{js+1}^{(t)}, \dots, x_{ms}^{(t)}) - g_k(x_{1s}^{(t)}, \dots, x_{js}^{(t)}, \dots, x_{ms}^{(t)})] \frac{B}{b_k^{(t-1)}} \quad (8.4)$$

onde B é um valor positivo arbitrado, definido aleatoriamente e chamado de fator de normalização.

Na primeira iteração ($t=1$) e $j \in J_m$, onde J_m é o conjunto inicial de índices de variáveis, $b_k^{(t-1)} = b_k^{(0)} = b_k$

2º Corrige-se o conjunto de variáveis que podem ser utilizadas.

Se $\Delta G_j^{(t)} \leq B$, então a variável com índice j é incluída no conjunto $J^{(t)}$ ($j \in J^{(t)}$).

Caso contrário, ($\Delta G_j^{(t)} \geq B$) elimina-se esta variável j da iteração seguinte ($j \notin J^{(t)}$).

3° Verifica-se se o conjunto $J^{(t)}$ não é vazio. Se $J^{(t)} \neq \emptyset$, procede-se a transferência para o próximo passo deste algoritmo. Caso contrário, transfere-se o procedimento de execução deste algoritmo para o passo 11.

4° Calcula-se o acréscimo da função objetivo para cada versão da eliminação de chave.

$$\Delta F_j^{(t)} = F(x_{1s}^{(t)}, \dots, x_{js+1}^{(t)}, \dots, x_{ms}^{(t)}) - F(x_{1s}^{(t)}, \dots, x_{js}^{(t)}, \dots, x_{ms}^{(t)}), \quad j \in J^{(t)}$$

5° Corrige-se o conjunto das variáveis que podem ser utilizadas para a otimização na iteração t . Se $\Delta F_j^{(t)} > 0$, então a variável j é incluída no conjunto $J^{(t)}$ ($j \in J^{(t)}$). Caso contrário, esta variável é eliminada do processo de otimização.

6° Verifica-se se o conjunto $J^{(t)}$ não é vazio. Se $J^{(t)} \neq \emptyset$ executa-se o próximo passo. Caso contrário, a transferência será para o item 11.

7° Calcula-se os componentes da estimativa vetorial $\alpha_j^{(t)}$

$$\alpha_j^{(t)} = \frac{\Delta F_j^{(t)}}{\Delta G_j^{(t)}}, \quad j \in J^{(t)} \quad (8.5)$$

8° O índice da variável que deve ser eliminada neste passo é definido através das seguintes condições:

$$\alpha_\ell^{(t)} = \max \alpha_j^{(t)} \quad j \in J^{(t)} \quad (8.6)$$

9° Recalculam-se os valores dos parâmetros

$$x_{js}^{(t)} = \begin{cases} x_{js}^{(t)} & \text{se } j \neq \ell, \\ x_{js+1}^{(t)} & \text{se } j = \ell \end{cases}$$

$$b_k^{(t)} = b_k^{(t-1)} - \frac{\Delta g_{kj}^{(t)} b_k^{(t-1)}}{B}, \quad j \in J^{(t)}, \quad k = 1, \dots, K \quad (8.7)$$

10º Verifica-se se o conjunto $J^{(t)}$ não é vazio. Se $J^{(t)} \neq \emptyset$ então $t = t + 1$ e o processo iterativo retorna ao item 1 deste algoritmo. Caso contrário, faz-se a transferência para o passo 11.

11º Fim dos cálculos.

No problema de maximização a solução é alcançada quando for violada pelo menos uma das restrições no processo de execução do passo 2 do algoritmo.

Para facilitar a compreensão, o algoritmo acima descrito pode ser expresso na forma de diagrama de blocos, o que será feito a seguir.

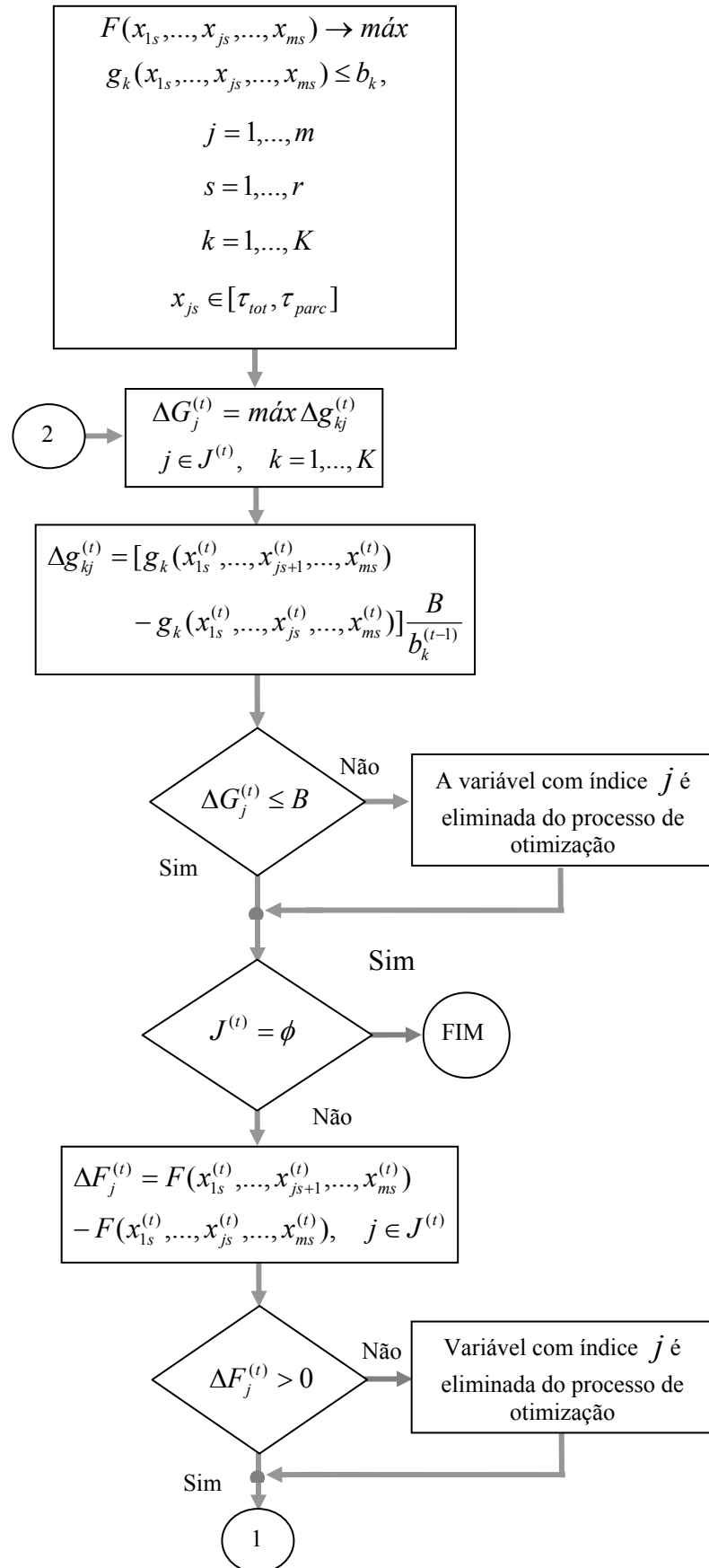


Figura 8.1 – Diagrama de blocos representativo do algoritmo de maximização.

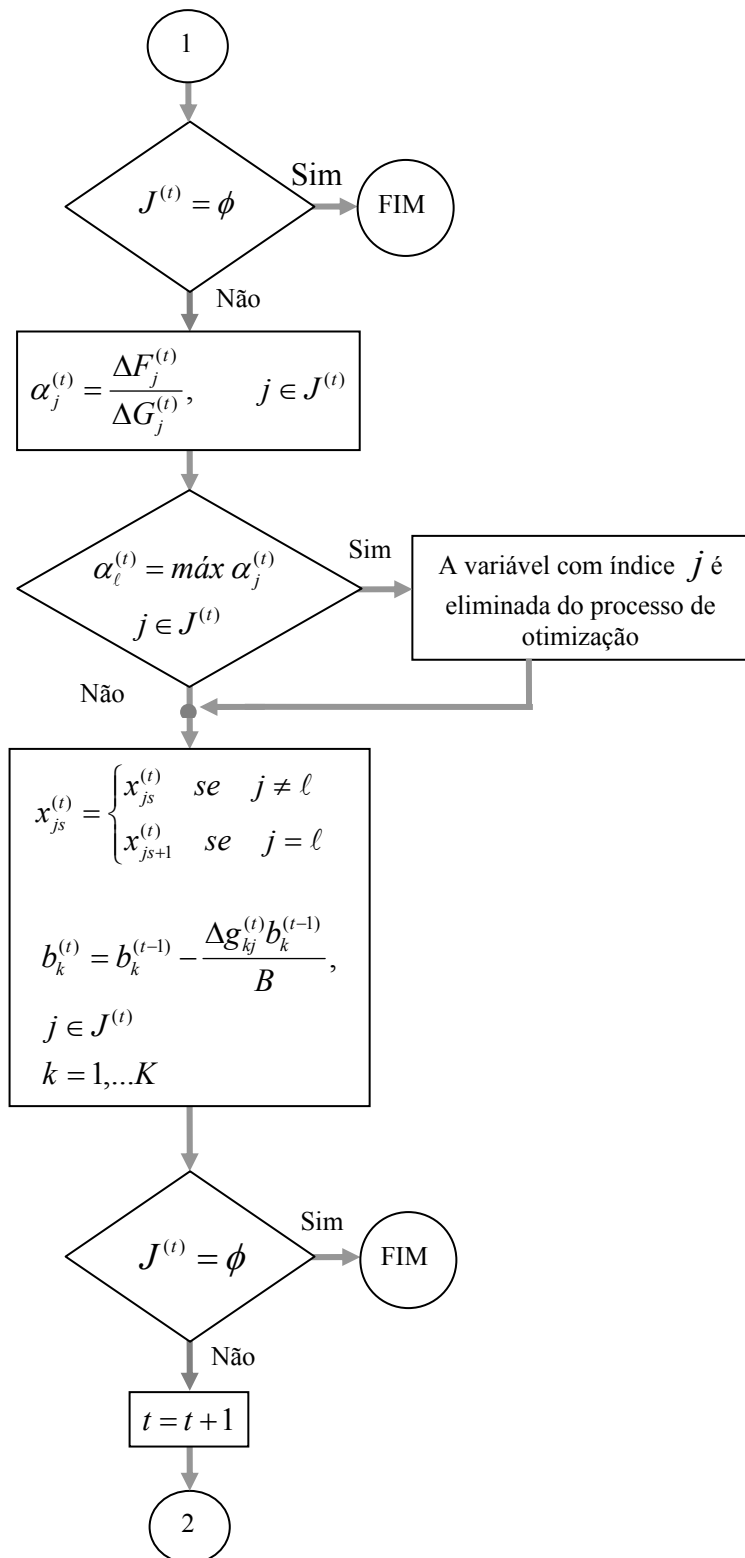


Figura 8.1 – CONTINUAÇÃO – Diagrama de blocos do algoritmo de maximização.

Para ilustrar o algoritmo de maximização analisa-se o problema da localização ótima de chaves facas para garantir um dado nível de confiabilidade para alguns (K) nós da rede de

distribuição com despesas mínimas. Neste exemplo, as despesas são consideradas indiretamente. É claro que à despesa mínima corresponde a um número mínimo de chaves instaladas na rede. Por outro lado, a inserção de cada chave permite reduzir o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia de τ_{tot} até τ_{parc} .

Considera-se a instalação de equipamentos de mesmo tipo num alimentador, e supõe-se uma função objetivo e restrições quaisquer, como as representadas a seguir.

$$F = x_{1s} + \dots + x_{js} + \dots + x_{ms} \rightarrow máx$$

onde $x_{js} \in [\tau_{parc}, \tau_{tot}]$

evidentemente, que seu máximo deve corresponder ao mínimo somatório das despesas. As restrições (8.2) representam o indicador integral de confiabilidade que é o valor esperado de energia não fornecida ou valor esperado de consumidores-hora sem fornecimento de energia definido para os nós da rede (k transformadores de distribuição), com investimento mínimo.

Para implementar o algoritmo inicia-se supondo que estão instaladas chaves em todos os trechos da rede. Neste caso, o parâmetro m na equação (8.2) corresponde à quantidade de trechos do alimentador onde é possível a instalação de chaves, $r=2$, considerando que cada uma das variáveis x_{js} pode assumir somente dois valores discretos τ_{parc} ou τ_{tot} .

Então, no processo de execução do algoritmo serão retiradas as chaves facas instaladas consecutivamente até que a retirada de qualquer chave seguinte provoque a violação de pelo menos uma das restrições.

Em cada iteração é testada, uma por uma, a retirada de cada uma das chaves instaladas. Para cada alternativa é controlada a restrição expressa através da equação (8.3) que é mais vulnerável a retirada da chave em análise. A solução em relação a qual chave deve ser retirada em cada iteração deve ser tomada com base nas equações (8.5) e (8.6).

Para ilustração deste algoritmo é possível analisar o exemplo da Fig. 8.2 que representa um modelo de alimentador de distribuição, onde, para simplificação dos cálculos, foram consideradas apenas 4 chaves instaladas, ao invés de chaves em todos os trechos. No Quadro 8.1, são informados os dados necessários para a otimização.

Trecho	Comprimento (m)	Taxa de Falha ω_0	Potência dos Transformadores	Fator de Demanda
0 – 1	800	0,2	$T_{R1} = 112,5 \text{ kVA}$	0,9
1 – 2	200	0,2		
2 – 3	300	0,2		
3 – 4	400	0,2	$T_{R4} = 112,5 \text{ kVA}$	0,9
4 – 5	150	0,4		
5 – 6	200	0,4	$T_{R6} = 75 \text{ kVA}$	0,6
2 – 7	400	0,2	$T_{R2} = 112,5 \text{ kVA}$	0,7
3 – 8	350	0,2	$T_{R3} = 75 \text{ kVA}$	0,5
5 – 9	800	0,4	$T_{R5} = 45 \text{ kVA}$	0,6

Quadro 8.1 – Dados do diagrama unifilar do alimentador representado na Figura 8.2.

Para os transformadores de distribuição (T_{R2} e T_{R6}) as restrições estão definidas em relação à energia não fornecida permissível ($b_2 \leq 95 \text{ kWh}$, $b_6 \leq 65 \text{ kWh}$). Também pode ser analisado o número esperado de consumidores-hora sem energia com suas respectivas restrições.

Como condição inicial, considera-se a instalação das chaves x_1, \dots, x_4

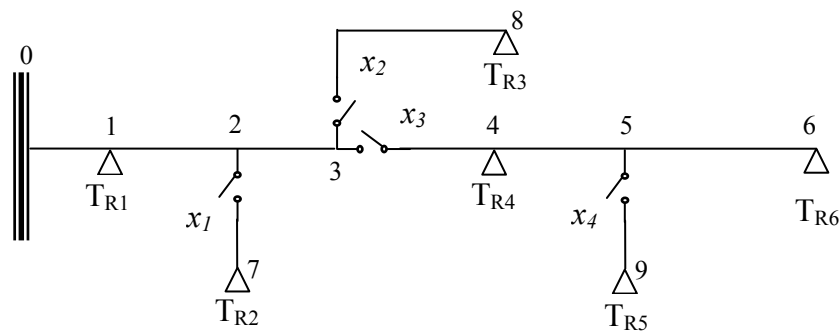


Figura 8.2 – Diagrama unifilar para o cálculo da localização de equipamentos de comutação de mesmo tipo.

A função objetivo e restrições podem ser apresentadas da seguinte forma:

$$F = (x_1 + x_2 + x_3 + x_4) \rightarrow \text{máx}, \quad x_j \in [\tau_{tot}, \tau_{pare}]$$

$$W_{n2}(x_i) \leq 95\text{kWh}, \quad W_{n6}(x_i) \leq 65\text{kWh}$$

Considera-se a possibilidade de instalação de chaves (x_1, \dots, x_4) , (Fig. 8.2) e, então se calcula o valor da energia não fornecida para os transformadores T_{R2} e T_{R6} . No caso das 4 chaves instaladas, (Apêndice O) os valores da energia não fornecida serão: $W_{n2} = 67,33$ kWh e $W_{n6} = 42,98$ kWh.

No processo de retirada consecutiva das chaves x_1, \dots, x_4 , retira-se apenas uma chave de cada vez. Para o cálculo da energia não fornecida seguinte, considera-se a chave retirada anteriormente como instalada, e retira-se uma outra. O valor da energia não fornecida nas barras dos transformadores T_{R2} e T_{R6} é apresentado no quadro a seguir.

Tabela 8.1 – Valores de energia não fornecida com a retirada de apenas uma chave

j=1	$W_{n2} = 67,33$	$W_{n6} = 51,98$	Sem a chave x_1 , permanecem instaladas as chaves x_2, x_3 e x_4 .
j=2	$W_{n2} = 72,84$	$W_{n6} = 51,53$	Sem a chave x_2 , permanecem instaladas as chaves x_1, x_3 e x_4 .
j=3	$W_{n2} = 90,96$	$W_{n6} = 48,38$	Sem a chave x_3 , permanecem instaladas as chaves x_1, x_2 e x_4 .
j=4	$W_{n2} = 67,33$	$W_{n6} = 62,78$	Sem a chave x_4 , permanecem instaladas as chaves x_1, x_2 e x_3 .

No início do processo de otimização, considera-se $g_k(x_{j0}^{(1)}) = 0$.

Neste caso,

Como B é um valor aleatório qualquer, considera-se igual a 200. Neste caso, de acordo com a equação (8.3), definida no primeiro item do processo de cálculo, obtém-se $\Delta g_{kj}^{(t)}$ para o T_{R2} e T_{R6} , respectivamente, para a retirada das chaves de x_1 até x_4 :

$$\Delta g_{kj}^0 = [g_k(x_{j1}^{(1)}) - g_k(x_{j0}^{(1)})] \frac{B}{b_k^0}$$

$$\Delta g_{21}^{(1)} = (67,33 - 0) \times \frac{200}{95} = 141,7474$$

$$\Delta g_{22}^{(1)} = (72,84 - 0) \times \frac{200}{95} = 153,3474$$

$$\Delta g_{23}^{(1)} = (90,96 - 0) \times \frac{200}{95} = 191,4947$$

$$\Delta g_{24}^{(1)} = (67,33 - 0) \times \frac{200}{95} = 141,7474$$

$$\Delta g_{61}^{(1)} = (51,98 - 0) \times \frac{200}{65} = 159,9385$$

$$\Delta g_{62}^{(1)} = (51,38 - 0) \times \frac{200}{65} = 158,0923$$

$$\Delta g_{63}^{(1)} = (48,38 - 0) \times \frac{200}{65} = 148,8615$$

$$\Delta g_{64}^{(1)} = (62,78 - 0) \times \frac{200}{65} = 193,1692$$

De acordo com o passo 2 do algoritmo calculam-se os componentes do vetor $\Delta G_j^{(1)}$. Considera-se apenas o maior valor comparando a retirada de cada chave para cada um dos transformadores analisados, T_{R2} e T_{R6} .

$$\Delta G_1^{(1)} = 159,9385 \quad \Delta G_2^{(1)} = 158,0923 \quad \Delta G_3^{(1)} = 191,4947 \quad \Delta G_4^{(1)} = 193,1692$$

Como em todos os casos $\Delta G_j^{(1)} < B$, então todas as variáveis participam do processo de otimização.

No próximo passo do algoritmo calculam-se as variações da função objetivo. Inicialmente, com a presença de todas as chaves x_1, \dots, x_4 nos trechos de rede correspondentes, e todas as variáveis x_j têm valor igual a τ_{parc} , por exemplo, 0,5 hora. Depois da retirada de uma chave qualquer, algumas das variáveis passam a ter valor igual τ_{tot} , por exemplo 1,5 horas. Por isso, para cada chave retirada, o acréscimo da função objetivo deve ser igual a 1 hora. De acordo com o passo 7 do algoritmo, equação (8.5), calculam-se os componentes da estimativa $\alpha_j^{(t)}$.

$$x_1^{(2)} = 1,5 h, \quad x_2^{(2)} = x_3^{(2)} = x_4^{(2)} = 0,5 h$$

$$\alpha_1^{(1)} = \frac{1}{159,9385} = 0,00625 \qquad \alpha_2^{(1)} = \frac{1}{158,0923} = 0,00633$$

$$\alpha_3^{(1)} = \frac{1}{191,4947} = 0,00522 \qquad \alpha_4^{(1)} = \frac{1}{193,1692} = 0,00518$$

$$\alpha_2^{(1)} > \alpha_1^{(1)} > \alpha_3^{(1)} > \alpha_4^{(1)}$$

Então, de acordo com o passo 8 deste algoritmo, como resultado parcial da primeira iteração é indicada a retirada da chave que possui o maior valor de α_j , correspondente a chave x_2 . Recalculam-se os valores dos parâmetros, de acordo com o passo 9:

$$b_2^{(1)} = 95 - \frac{153,3474 \times 95}{200} = 22,16 \qquad b_6^{(1)} = 65 - \frac{158,0923 \times 65}{200} = 13,62$$

Reinicia-se o processo iterativo de otimização, considerando $t = 2$.

Tomam-se os valores de energia não fornecida, para os transformadores T_{R2} e T_{R6} , com a retirada apenas da chave 2, obtidos na primeira iteração (Apêndice O), que são:

$$j = 2 \qquad W_{n2} = 72,84 \qquad W_{n6} = 51,53 \qquad \text{sem a chave } x_2, \text{ e permanecendo instaladas as chaves } x_1, x_3 \text{ e } x_4.$$

O diagrama para o novo cálculo é o mostrado na Fig. 8.3.

Tabela 8.2 – Variação da energia não fornecida.

$\Delta W_{n21} = 67,33 - 0 = 67,33$	$\Delta W_{n61} = 51,98 - 0 = 51,98$
$\Delta W_{n22} = 72,84 - 0 = 72,84$	$\Delta W_{n62} = 51,53 - 0 = 51,53$
$\Delta W_{n23} = 90,96 - 0 = 90,96$	$\Delta W_{n63} = 48,38 - 0 = 48,38$
$\Delta W_{n24} = 67,33 - 0 = 67,33$	$\Delta W_{n64} = 62,78 - 0 = 62,78$

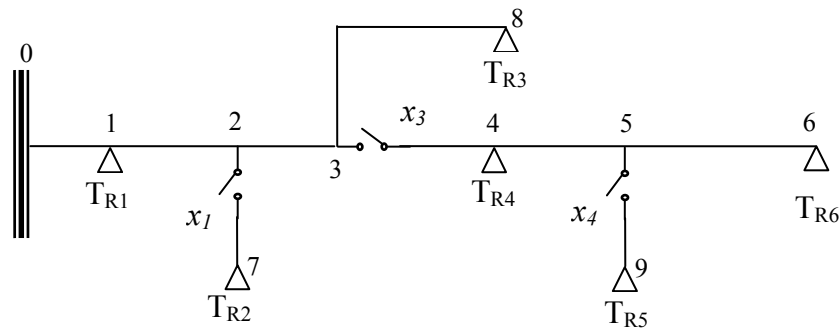


Figura 8.3 – Diagrama após a retirada de uma chave.

Com a retirada consecutiva das chaves x_1 , x_3 e x_4 o valor da energia não fornecida nos transformadores T_{R2} e T_{R6} , (Apêndice O) é igual aos mostrados na Tabela 8.3.

Tabela 8.3 – Valores de energia não fornecida após a retirada de duas chaves.

$j = 1$	$W_{n2}=72,84$	$W_{n6}=55,13$	sem as chaves x_2 e x_1 , permanecem instaladas as chaves x_3 e x_4 .
$j = 3$	$W_{n2}=96,47$	$W_{n6}=51,53$	sem as chaves x_2 e x_3 , permanecem instaladas as chaves x_1 e x_4 .
$j = 4$	$W_{n2}=72,84$	$W_{n6}=65,93$	sem as chaves x_2 e x_4 , permanecem instaladas as chaves x_1 e x_3 .

Neste caso, a variação da energia não fornecida é mostrada na Tabela 8.4.

Tabela 8.4 – Variação da energia não fornecida com a retirada de duas chaves.

$\Delta W_{n22} = 72,84 - 72,84 = 0$	$\Delta W_{n62} = 55,13 - 51,53 = 3,60$
$\Delta W_{n23} = 96,47 - 72,84 = 23,63$	$\Delta W_{n63} = 51,53 - 51,53 = 0$
$\Delta W_{n24} = 72,94 - 72,84 = 0$	$\Delta W_{n64} = 65,93 - 51,53 = 14,40$

Então, de acordo com (8.4),

$$\Delta g_{21}^{(2)} = (72,84 - 72,84) \times \frac{200}{22,16} = 0$$

$$\Delta g_{23}^{(2)} = (96,47 - 72,84) \times \frac{200}{22,16} = 213,2671$$

$$\Delta g_{24}^{(2)} = (72,84 - 72,84) \frac{200}{22,16} = 0$$

$$\Delta g_{61}^{(2)} = (55,13 - 51,53) \times \frac{200}{13,62} = 52,8634$$

$$\Delta g_{63}^{(2)} = (51,53 - 51,53) \times \frac{200}{13,62} = 0$$

$$\Delta g_{64}^{(2)} = (65,93 - 51,53) \frac{200}{13,62} = 211,4537$$

Recalculam-se os componentes do vetor $\Delta G_j^{(t)}$. Tomam-se apenas os maiores valores correspondentes à retirada de cada chave.

Então:

$$\Delta G_1^{(2)} = 52,8634$$

$$\Delta G_3^{(2)} = 213,2671$$

$$\Delta G_4^{(2)} = 211,4537$$

De acordo com o passo 2 desse algoritmo, no caso de $\Delta G_j^{(t)} \leq B$, sendo $B = 200$, a variável correspondente deve ser incluída no processo de otimização. Como, $\Delta G_3^{(2)}$ e

$\Delta G_4^{(2)} \geq B$, então, as variáveis correspondentes que são as chaves x_3 e x_4 não podem participar da iteração seguinte. A única chave que será possível retirar é a chave x_1 .

$$b_2^{(2)} = 22,16 - \frac{0 \times 22,16}{200} = 22,16 \quad b_6^{(2)} = 13,62 - \frac{52,863 \times 13,62}{200} = 10,02$$

Agora o conjunto $J^{(t)} = \phi$, o que significa o fim do processo de otimização.

Conclui-se, então, que para o modelo apresentado, devem permanecer instaladas as chaves x_3 e x_4 .

8.2 Algoritmo heurístico de minimização para localização ótima de equipamentos de mesmo tipo

Para execução do algoritmo heurístico de minimização as variáveis são apresentadas na forma de valores booleanos. Supõe-se uma função objetivo:

$$F(x_{1s}, \dots, x_{js}, \dots, x_{ms}) \rightarrow \min$$

$$x_{js} \in [0, 1], \quad j = 1, \dots, m$$

$$g_k(x_{1s}, \dots, x_{js}, \dots, x_{ms}) \geq b_k$$

$$k = 1, \dots, K$$

O algoritmo de minimização exige preliminarmente a normalização [86] das restrições:

$$g_k(x_{1s}, \dots, x_{js}, \dots, x_{ms}) \frac{B}{b_k} \geq B \quad (8.8)$$

$$k = 1, \dots, K$$

onde B é um valor aleatório qualquer.

A solução pode ser atingida através da execução da seguinte seqüência de operações:

1° Calculam-se os componentes do vetor $\{\Delta G_j^{(t)}\}$

$$\Delta G_j^{(t)} = \sum_k \Delta g_{kj}^{(t)} \quad j \in J^{(t)} \quad k = 1, \dots, K$$

onde t é o número da iteração e $J^{(t)}$ é o conjunto de índices de variáveis.

$$\Delta g_{kj}^{(t)} = [g_k(x_{1s}^{(t)}, \dots, x_{js+1}^{(t)}, \dots, x_{ms}^{(t)}) - g_k(x_{1s}^{(t)}, \dots, x_{js}^{(t)}, \dots, x_{ms}^{(t)})] \frac{b_k^{(t-1)}}{B} \quad (8.9)$$

Para a primeira iteração ($t = 1$) $k \in K_m$, onde K_m é o conjunto inicial de índices das variáveis e $b_k^{(0)} = B$.

2° Reajusta-se o conjunto $J^{(t)}$ de variáveis para as quais é possível a otimização na iteração t , $j \in J^{(t)}$ se $\Delta G_j^{(t)} > 0$.

3° Verifica-se se o conjunto $J^{(t)}$ não é vazio. No caso de $J^{(t)} \neq \emptyset$ transfere-se para o passo 4. Caso contrário, faz-se a transferência para o passo 10.

4° Calculam-se os componentes do vetor de acréscimo da função objetivo.

$$\Delta F_j^{(t)} = F(x_{1s}^{(t)}, \dots, x_{js}^{(t+1)}, \dots, x_{ms}^{(t)}) - F(x_{1s}^{(t)}, \dots, x_{js}^{(t)}, \dots, x_{ms}^{(t)}), \quad j \in J^{(t)}$$

5° Calculam-se os componentes de estimativa vetorial $\alpha_j^{(t)}$

$$\alpha_j^{(t)} = \frac{\Delta F_j^{(t)}}{\Delta G_j^{(t)}}, \quad j \in J^{(t)}$$

6° Define-se o número de variável ($j = \ell$) que deve ser alterada. A escolha é feita através da seguinte condição:

$$\alpha_\ell^{(t)} = \min \alpha_j^{(t)}, \quad j \in J^{(t)} \quad (8.10)$$

7º Recalculam-se os valores das variáveis e restrições

$$x_{js+1}^{(t)} = \begin{cases} x_{js}^{(t)}, & \text{se } j = \ell, \quad j = 1 \in J^{(t)} \\ x_{js+1}^{(t)}, & \text{se } j \neq \ell \end{cases}$$

$$b_k^{(t)} = b_k^{(t-1)} - \Delta g_{kj}^{(t)} \frac{B}{b_k^{(t-1)}} \quad (8.11)$$

$$k = 1, \dots, K$$

8º Reajusta-se o conjunto de restrições do problema. Se para alguma restrição $b_k^{(t)} > 0$, então esta restrição pertence ao conjunto $K^{(t)}$. Caso contrário, a restrição deve ser eliminada da iteração seguinte.

9º Verifica-se se o conjunto $K^{(t)}$ é vazio. No caso de $K^{(t)} \neq \emptyset$, reinicia-se o processo iterativo no passo 1 deste algoritmo, considerando que o índice t toma o valor de $t = t + 1$. Caso contrário, segue-se para o passo 10.

10º Fim dos cálculos.

Este algoritmo também pode ser expresso na forma de diagrama de blocos, conforme a Fig. 8.4.

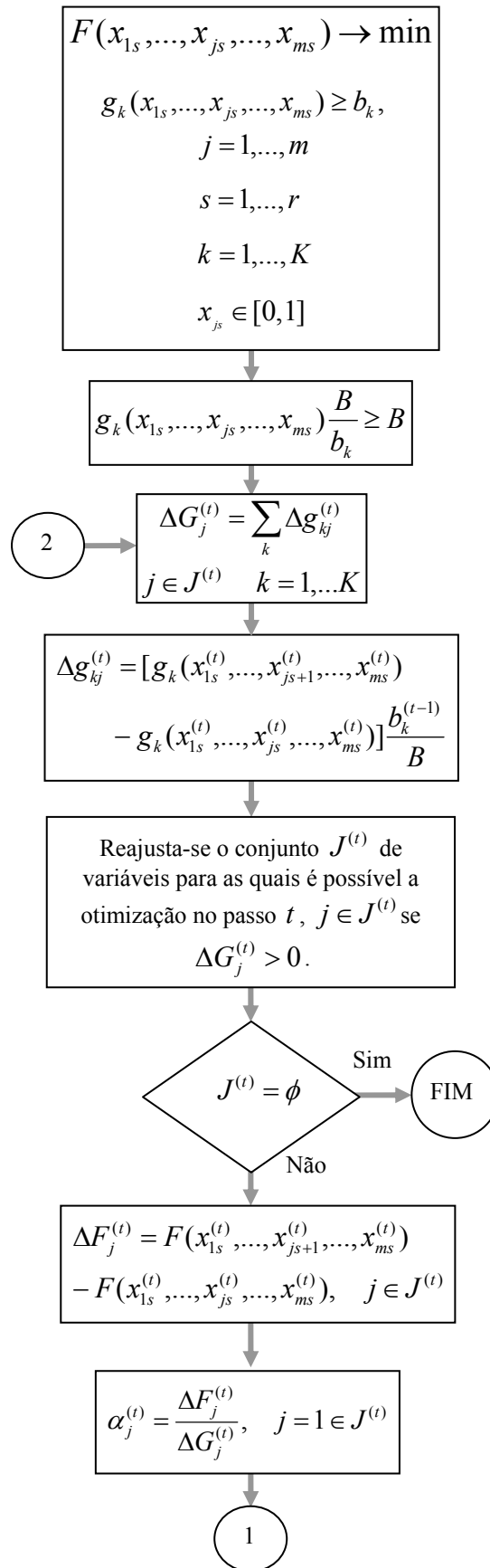


Figura 8.4 – Diagrama de blocos representativo do algoritmo de minimização.

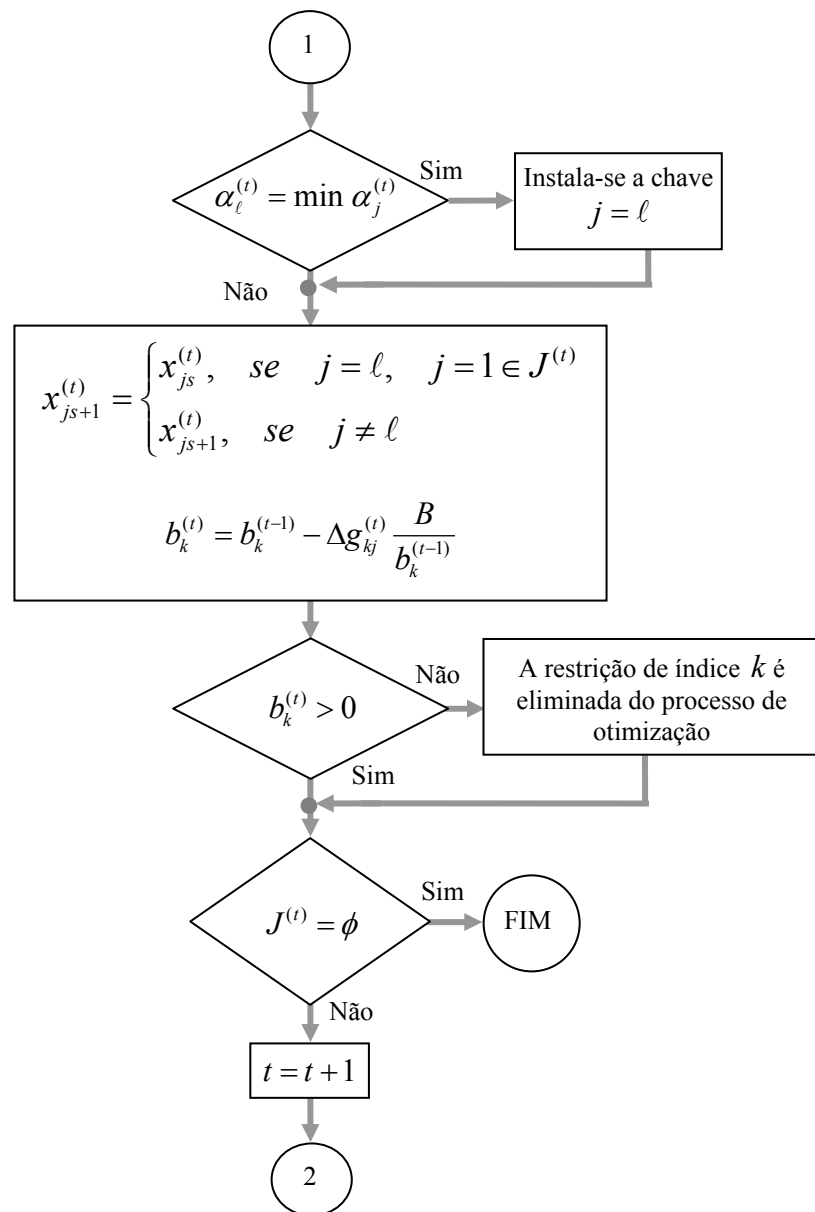


Figura 8.4 – CONTINUAÇÃO – Diagrama de blocos representativo do algoritmo de minimização.

Para elucidar o algoritmo de minimização, analisa-se o mesmo exemplo que foi apresentado para ilustração do algoritmo de maximização. Porém, neste caso, a solução será buscada através do algoritmo de minimização e com a utilização de variáveis booleanas. A solução será alcançada quando todas as restrições forem satisfeitas.

A seguir, o algoritmo será considerado somente para o problema de chaveamento ótimo. Evidentemente, que na formulação do problema de minimização, as restrições (na forma de \geq), devem refletir o nível de redução de energia não fornecida ou consumidores-hora sem fornecimento de energia, para determinados transformadores de distribuição, então

$$g_k(x_{1s}, \dots, x_{js}, \dots, x_{ms}) \geq W_{nko} - W_{nk \text{ permissível}}$$

$$k = 1, \dots, K$$

onde, W_{nko} , $W_{nk \text{ permissível}}$ são respectivamente, os valores iniciais e os desejados da energia não fornecida para o transformador de distribuição k .

Então a função objetivo terá a seguinte forma;

$$F = (x_1 + x_2 + x_3 + x_4) \rightarrow \min, \quad x_j \in [0, 1]$$

$$j = 1, \dots, 4$$

Para os transformadores de distribuição T_{R2} e T_{R6} estão definidas as restrições em relação à energia não fornecida permissível ($b_2 \leq 95$ kWh e, $b_6 \leq 65$ kWh) e também foi escolhido o valor aleatório de $B = 200$. De acordo com o algoritmo proposto, as restrições do problema devem refletir o nível de redução da energia não fornecida.

Então, calcula-se o valor da energia não fornecida para os transformadores T_{R2} e T_{R6} , supondo a ausência de equipamentos de comutação. (Apêndice P)

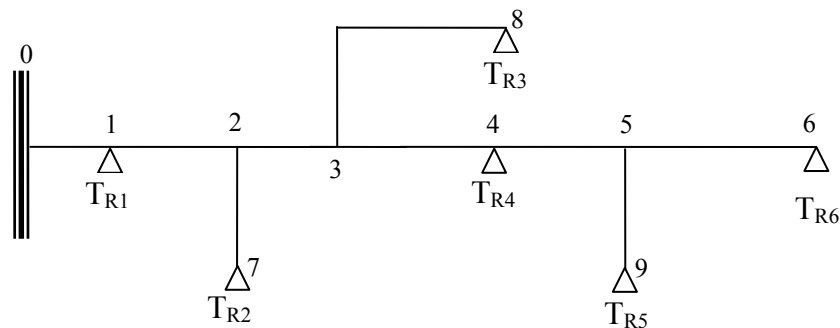


Figura 8.5 – Diagrama unifilar do alimentador.

Os valores encontrados para os transformadores para os quais foram estabelecidas restrições são:

$$W_{n_2} = 121,67 \text{ kWh e } W_{n_6} = 69,53 \text{ kWh}$$

Significa que a redução da energia não fornecida para o T_{R2} deve ser, $\Delta W_{n_2} \geq 121,67 - 95 = 26,67 \text{ kWh}$ e para o T_{R6} $\Delta W_{n_6} \geq 69,53 - 65 = 4,53 \text{ kWh}$.

De acordo com a equação (8.8) as restrições devem ser recalculadas da seguinte forma:

$$g_2(x_{1s}, \dots, x_{js}, \dots, x_{ms}) \frac{200}{26,67} \geq 200$$

$$g_6(x_{1s}, \dots, x_{js}, \dots, x_{ms}) \frac{200}{4,53} \geq 200$$

Então, na primeira iteração, para cada trecho da rede, um por um, instala-se chaves e define-se a alteração do valor da energia não fornecida para os transformadores que tem as restrições estabelecidas.

Para o exemplo, supõe-se a instalação consecutiva das chaves x_1, \dots, x_4 e recalcula-se o valor da energia não fornecida para os transformadores T_{R2} e T_{R6} . (Apêndice P).

Tabela 8.5 – Valores de energia não fornecida com apenas uma chave instalada.

j=1	$W_{n_2} = 121,67$	$W_{n_6} = 65,93$	Instalada apenas a chave x_1 .
j=2	$W_{n_2} = 116,16$	$W_{n_6} = 66,38$	Instalada apenas a chave x_2 .
j=3	$W_{n_2} = 72,84$	$W_{n_6} = 69,53$	Instalada apenas a chave x_3 .
j=4	$W_{n_2} = 96,47$	$W_{n_6} = 55,13$	Instalada apenas a chave x_4 .

O valor da redução necessária da energia não fornecida é igual à:

Tabela 8.6 – Valores da variação da energia não fornecida.

j=1	$\Delta W_{n_2} = 121,67 - 121,67 = 0$	$\Delta W_{n_6} = 69,53 - 65,93 = 3,60$
j=2	$\Delta W_{n_2} = 121,67 - 116,16 = 5,51$	$\Delta W_{n_6} = 69,53 - 66,38 = 3,15$
j=3	$\Delta W_{n_2} = 121,67 - 72,84 = 48,83$	$\Delta W_{n_6} = 69,53 - 69,53 = 0$
j=4	$\Delta W_{n_2} = 121,67 - 96,47 = 25,20$	$\Delta W_{n_6} = 69,53 - 55,13 = 14,40$

Calculam-se os componentes do vetor $\{\Delta G_j^{(i)}\}$.

De acordo com (8.9):

$$\Delta g_{21}^{(1)} = \left[(0 - 0) \times \frac{200}{26,67} \right] \times \frac{200}{200} = 0$$

$$\Delta g_{22}^{(1)} = \left[(5,51 - 0) \times \frac{200}{26,67} \right] \times \frac{200}{200} = 41,3198$$

$$\Delta g_{23}^{(1)} = \left[(48,83 - 0) \times \frac{200}{26,67} \right] \times \frac{200}{200} = 366,1792$$

$$\Delta g_{24}^{(1)} = \left[(25,2 - 0) \times \frac{200}{26,67} \right] \times \frac{200}{200} = 188,9764$$

$$\Delta g_{61}^{(1)} = \left[(3,60 - 0) \times \frac{200}{4,53} \right] \times \frac{200}{200} = 158,9404$$

$$\Delta g_{62}^{(1)} = \left[(3,14 - 0) \times \frac{200}{4,53} \right] \times \frac{200}{200} = 139,0728$$

$$\Delta g_{63}^{(1)} = \left[(0 - 0) \times \frac{200}{4,53} \right] \times \frac{200}{200} = 0$$

$$\Delta g_{64}^{(1)} = \left[(14,40 - 0) \times \frac{200}{4,53} \right] \times \frac{200}{200} = 635,7616$$

Neste caso, $\Delta G_j^{(t)} = \sum_k \Delta g_{kj}^{(t)}$:

$$\Delta G_1^{(1)} = 158,9404 \quad \Delta G_2^{(1)} = 180,3926$$

$$\Delta G_3^{(1)} = 366,1792 \quad \Delta G_4^{(1)} = 824,7380$$

Evidentemente que em todas as situações $\Delta F_j = 1$, então

$$\alpha_1^{(1)} = \frac{1}{158,9404} = 0,0063 \quad \alpha_2^{(1)} = \frac{1}{180,3926} = 0,0055$$

$$\alpha_3^{(1)} = \frac{1}{366,1792} = 0,0027 \quad \alpha_4^{(1)} = \frac{1}{824,7380} = 0,0012$$

Os resultados evidenciam, que de acordo com o item 6 do algoritmo apresentado, para a primeira iteração, como solução ótima considera-se a instalação da chave x_4 , pois é esta a solução que apresenta o menor valor de $\alpha_j^{(1)}$.

Recalculam-se as restrições, usando (8.11),

$$b_2^{(1)} = 200 - [(25,20 - 0)] \times \frac{200}{26,67} = 11,02$$

$$b_6^{(1)} = 200 - [(14,40 - 0)] \times \frac{200}{4,53} = -453,76$$

Os valores $b_2^{(1)} \geq 0$ e $b_6^{(1)} \leq 0$ significam, que é necessário seguir para o item 2 considerando somente a restrição em relação a T_{R2} , pois $b_6^{(1)} \leq 0$, então, esta restrição deve ser desconsiderada na próxima iteração.

Considerando $t = 2$.

Nesta iteração, deve-se calcular o valor da energia não fornecida apenas para o transformador T_{R2} , já que a restrição para o T_{R6} deve ser desconsiderada.

Considerando o diagrama unifilar da Fig. 14, o valor da energia não fornecida é:

$$W_{n2} = 96,47 \text{ kWh e } W_{n6} = 55,13 \text{ kWh}$$

Verifica-se o procedimento de cálculo com a desconsideração de W_{n6} , cujo valor obtido foi de 55,13 kWh, portanto é menor que o valor da sua restrição inicial que é de 65 kWh.

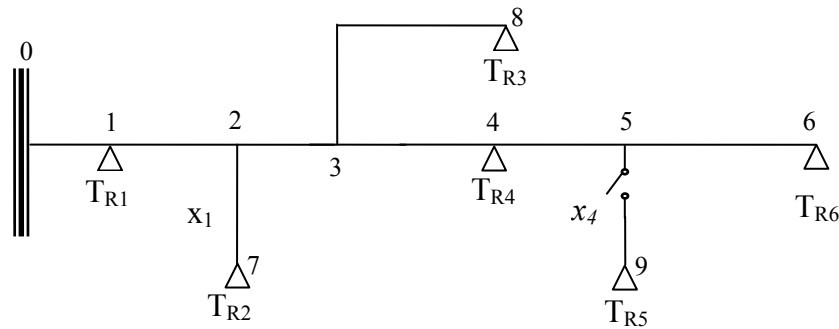


Figura 8.6 – Diagrama unifilar com a instalação de apenas uma chave.

Para calcular os componentes do vetor $\{\Delta G_j^{(t)}\}$ é necessário instalar consecutivamente na rede as chaves x_1 , x_2 e x_3 e calcular para cada versão de instalação o valor da energia não fornecida, para o transformador T_{R2} . (Apêndice P).

Tabela 8.7 – Valores da energia não fornecida considerando uma chave fixa instalada e acrescentando outra chave.

$j=1$	$W_{n2} = 96,47$	Chave x_4 já instalada, acrescentando a chave x_1 .
$j=2$	$W_{n2} = 90,96$	Chave x_4 já instalada, acrescentando a chave x_2 .
$j=3$	$W_{n2} = 72,846$	Chave x_4 já instalada, acrescentando a chave x_3 .

Neste caso, o nível de redução da energia não fornecida depois da instalação da segunda chave é igual:

Tabela 8.8 – Variação da energia não fornecida.

j=1	$W_{n2} = 121,67 - 96,47 = 25,20$
j=2	$W_{n2} = 121,67 - 90,96 = 30,71$
j=3	$W_{n2} = 121,67 - 72,84 = 48,83$

Calcula-se, de acordo com (8.9)

$$\Delta g_{21}^{(2)} = \left[(25,20 - 25,20) \times \frac{200}{26,67} \right] \times \frac{11,02}{200} = 0$$

$$\Delta g_{22}^{(2)} = \left[(30,71 - 25,20) \times \frac{200}{26,67} \right] \times \frac{11,02}{200} = 2,2767$$

$$\Delta g_{24}^{(2)} = \left[(48,83 - 25,20) \times \frac{200}{26,67} \right] \times \frac{11,02}{200} = 9,7639$$

Neste caso,

$$\Delta G_1^{(2)} = 0 \qquad \Delta G_2^{(2)} = 2,2767 \qquad \Delta G_3^{(2)} = 9,7639$$

De acordo com o primeiro item do algoritmo, reajusta-se o conjunto $J^{(t)}$ de variáveis para as quais é possível a otimização na iteração t , $j \in J^{(t)}$ se $\Delta G_j^{(t)} > 0$.

Os valores encontrados para $\Delta G_j^{(t)}$ mostram que a chave x_1 está fora do processo de otimização.

Em seguida, calcula-se:

$$\alpha_2^{(2)} = \frac{1}{2,2767} = 0,4392 \qquad \alpha_3^{(2)} = \frac{1}{9,7639} = 0,1024$$

Os resultados mostram que de acordo com o item 6 do algoritmo apresentado, para a segunda iteração, como solução ótima pode ser considerada a instalação da chave x_3 .

Recalculam-se as restrições de acordo com (8.11),

$$b_2^{(2)} = 11,02 - [(48,83 - 25,2)] \times \frac{200}{26,67} = -166,1828$$

Considerando, que esta restrição corresponde à condição $b_k^{(r)} \leq 0$, o processo de otimização está finalizado devido ao cumprimento de todas as restrições.

Então as chaves que devem ser instaladas são as x_3 e x_4 , que é a mesma solução, encontrada através do algoritmo de maximização.

8.3 Algoritmo de localização ótima de meios heterogêneos para aumento da confiabilidade

Analisando, mais uma vez, o problema para localização ótima dos meios de aumento de confiabilidade, neste caso considera-se como meios de aumento da confiabilidade a instalação de equipamentos diferentes, tais como, chaves, religadores ou a possibilidade de criação de interligações com outros alimentadores. Supondo que C_i , R_j e L_n correspondam aos conjuntos de possíveis lugares de instalação das chaves, dos religadores ou da criação de pontos de interligação, respectivamente, o algoritmo geral deste problema pode ser apresentado da seguinte forma:

1º Realiza-se o aumento das variáveis que correspondem ao conjunto C_i . Este procedimento está associado à localização consecutiva de chaves, considerando, a minimização da função objetivo e satisfação das restrições, na forma de energia não fornecida permissível (ou consumidores-hora sem fornecimento de energia) para alguns (k) transformadores de distribuição.

2º Verifica-se a satisfação das restrições. Se as restrições foram atendidas, então, faz-se a transferência para o passo 10. Caso contrário segue-se para o passo 3.

3º Realiza-se o aumento de variáveis de acordo com o conjunto R_j . Este procedimento está associado com a localização consecutiva de religadores considerando a minimização da função objetivo e satisfação das restrições.

4° Verifica-se a satisfação das restrições. Se as restrições foram atingidas, então, há a transferência para o passo 5. Caso contrário executa-se o passo 6.

5° Realiza-se a retirada consecutiva (uma por uma) das variáveis (chaves) que correspondem ao conjunto C_i . Este processo está vinculado com a retirada seqüencial das chaves que foram instaladas no alimentador durante o processo de execução do passo 1 deste algoritmo. O objetivo deste passo é a maximização da função objetivo, juntamente com o cumprimento das restrições. Se a tentativa de retirada de uma chave provoca a violação das restrições, significa que esta chave não pode ser retirada. Faz-se, então, a tentativa de retirada da próxima chave, e novamente verificam-se as restrições. Se as restrições foram violadas esta chave também não pode ser retirada. Se, no entanto, não há violação das restrições, esta chave pode ser retirada. E assim sucessivamente até que todas as chaves tenham sido testadas. Segue-se para o passo 10.

6° Realiza-se o aumento das variáveis de acordo com o conjunto L_n . Esta tarefa está direcionada para a criação da possibilidade de reserva do fornecimento de energia por conta das interligações com outros alimentadores.

7° Verifica-se a execução das restrições iniciais com a minimização da função objetivo; se as restrições estão satisfeitas, então, faz-se a transferência para o passo 8. Caso contrário, executa-se o passo 11 deste algoritmo.

8° Efetua-se a retirada seqüencial das variáveis que correspondem ao conjunto R_j . Isto significa a tentativa de retirada, um por um, dos religadores instalados no processo de execução do passo 6, deste algoritmo. O procedimento tem como finalidade a maximização da função objetivo, com o controle das restrições. Se a tentativa de retirada do religador provoca violação das restrições. Testa-se o próximo religador, caso não haja violação das restrições, significa que pode ser retirado, e assim sucessivamente até que todos tenham sido testados.

9° Realiza-se a retirada racional das variáveis que correspondem ao conjunto C_i , retirada de chaves excedentes localizadas no processo de execução do passo 1, deste algoritmo. A solução do problema tem como meta a maximização da função objetivo com o controle das restrições. Se a tentativa de retirada de uma chave provoca a violação das restrições, significa que esta chave não pode ser retirada. Faz-se, então, a tentativa de retirada

da próxima chave, e novamente verifica-se as restrições, caso as restrições tenham sido violadas, esta chave também não pode ser retirada. Se, no entanto, não há violação das restrições, esta chave pode ser retirada. E assim sucessivamente até que todas as chaves tenham sido testadas. Segue-se para o passo 10.

10° A solução do problema será atingida, quando todas as restrições estiverem satisfeitas, e faz-se a transferência para passo 12.

11° Caso as restrições não tenham sido atendidas, o problema não tem solução, faz-se a transferência para passo 12.

12° Fim dos cálculos.

Com relação ao algoritmo em discussão é necessário fazer algumas considerações.

A seqüência dos conjuntos C_i , R_j e L_n são definidos supondo o aumento gradual das despesas que correspondem à instalação de chaves, à instalação de religadores e à criação de pontos de interligações com outros alimentadores.

Este algoritmo apresenta a reunião dos algoritmos de maximização e minimização apresentados nos itens 8.1 e 8.2, respectivamente. Sendo que no diagrama de blocos da Fig. 8.7, os blocos que representam a inserção dos diferentes tipos de equipamentos podem seguir o algoritmo de minimização exposto através da Fig. 8.4. Assim como os blocos que representam a retirada dos equipamentos excedentes podem seguir o algoritmo de maximização representado na Fig. 8.1.

A execução dos passos 1, 3 e 6 deste algoritmo pode ser realizada através do uso do algoritmo de minimização. Enquanto, os passos 5, 8 e 9 estão direcionados para a retirada dos equipamentos excedentes, evitando assim soluções não ótimas, ou seja, soluções realizadas em excesso, sendo que a execução destes passos pode ser efetuada com base no algoritmo de maximização.

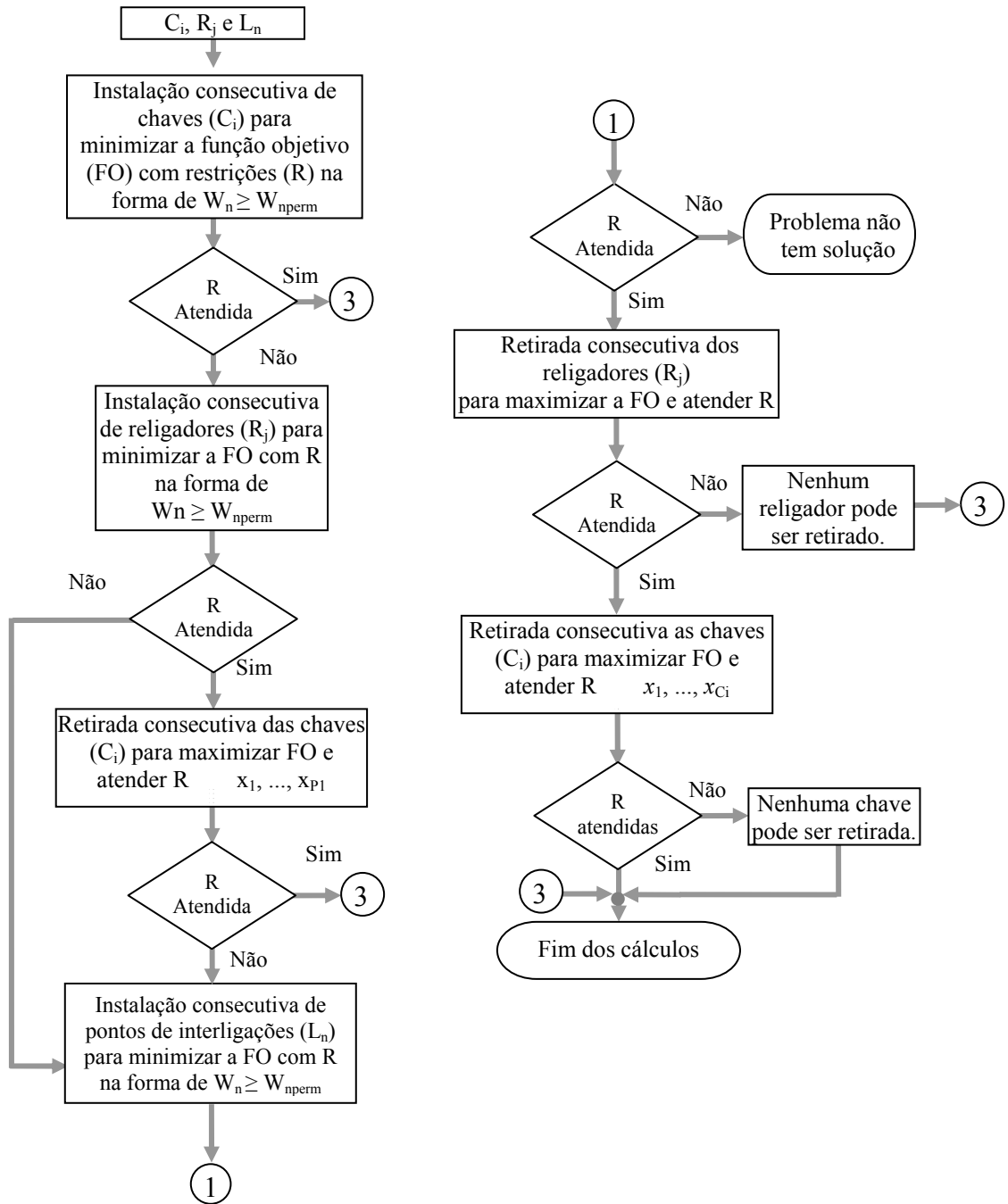


Figura 8.7 – Diagrama de blocos representativo algoritmo de localização ótima de meios heterogêneos para aumento da confiabilidade.

Considerando a possibilidade de utilização destes algoritmos para problemas de otimização da confiabilidade mostrados nos itens anteriores, é necessário fazer os seguintes comentários:

Em função da formulação do problema de otimização da confiabilidade de redes de distribuição, podem ser utilizados tanto o algoritmo de maximização como o algoritmo de minimização.

Como foi mostrado em [74],[75] estes algoritmos são universais e podem ser utilizados com sucesso para vários problemas incluindo a localização ótima de equipamento de comutação e proteção com várias formulações.

Naturalmente que dependendo da formulação do problema os algoritmos podem incluir alguns processamentos adicionais. Por exemplo, para a localização ótima de chaves fusíveis ou grupos de equipamentos que incluem religadores e chaves fusíveis, antes de testar a versão de instalação do equipamento seguinte, devem ser verificadas as condições de seletividade do sistema de proteção. Se estas condições não forem satisfeitas, então esta alternativa não será analisada.

8.4 Aumento da eficiência de soluções no processo de chaveamento ótimo

Uma das soluções mais eficientes e utilizadas para o controle dos modos de operação dos sistemas de distribuição está diretamente relacionada com a escolha da sua configuração ótima. A maioria dos alimentadores estão interligados através de chaves NA. Isto significa que a otimização da topologia das redes de distribuição está associada com a escolha dos equipamentos de comutação que devem estar abertos no processo de operação normal. Em princípio, este problema está relacionado com a redistribuição de cargas entre vários alimentadores. O objetivo principal, neste caso, é a minimização das perdas de potência através da escolha do fluxo de carga ótimo nos trechos da rede. Ao mesmo tempo, estas decisões influem também nos regimes de tensão e nos níveis de confiabilidade.

O problema de seccionamento ótimo das redes de distribuição, analisado nesta tese prevê a instalação de novos equipamentos de manobra, os quais permitem aumentar a flexibilidade das redes e minimizar as conseqüências negativas das possíveis falhas no fornecimento de energia.

Entretanto, a instalação de novos equipamentos de comutação ou a redistribuição dos já existentes, cria a possibilidade de se analisar novamente os locais de abertura dos alimentadores em regimes de funcionamento normal. Neste caso, como critério serve, por

exemplo, a possibilidade de redução das perdas de potência em regime de demanda máxima. A complexidade da solução deste problema se deve ao seguinte fator. Para o seccionamento ótimo é suficiente analisar um único alimentador. Contudo, para tomar uma decisão a respeito da eficiência da reconfiguração da rede são necessários dados adicionais sobre todos os alimentadores adjacentes. Para a decisão sobre qual o melhor ponto de abertura da malha, considerando um único alimentador é possível através da construção preliminar de certas características equivalentes definidas para cada equipamento de comutação, considerando os alimentadores de cada lado deste equipamento. Estas características equivalentes podem ser definidas na etapa de estimação de estado das redes de distribuição.

A seguir, considerando o diagrama unifilar representado na Fig. 8.8 será analisado um fragmento de redes de distribuição, sob o ponto de vista de perdas de potência.

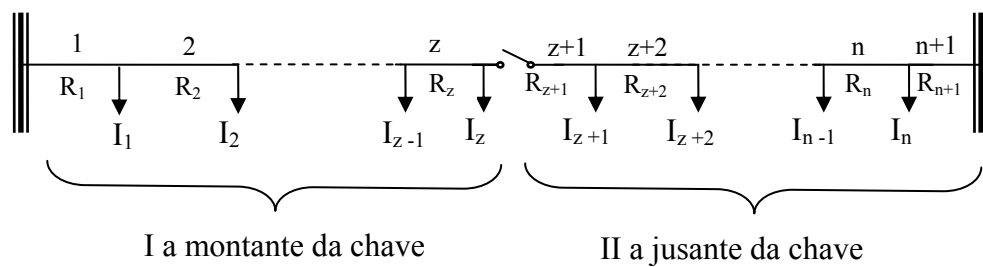


Figura 8.8 – Fragmento de rede de distribuição

Para o lado “I” do alimentador a montante da chave NA, tem-se

$$\Delta P_I = 3 \sum_{i=1}^z R_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ i \leftarrow j}}^z I_j \right)^2 \quad (8.13)$$

onde,

R_i é a resistência do trecho i do alimentador;

I_j é a corrente da carga do trecho j ;

i representa os trecho da rede de distribuição;

j representa os nós do alimentador;

$\sum_{\substack{j=1 \\ i \leftarrow j}}^z I_j$ define-se como a soma de todas as cargas dos nós j que fornecem energia para o trecho i .

Analisando o lado “II” do alimentador, a jusante da chave NA

$$\Delta P_{II} = 3 \sum_{i=z+2}^{n+1} R_i \left(\sum_{\substack{j=z+1 \\ i \leftarrow j}}^n I_j \right)^2 \quad (8.14)$$

Neste caso foi desconsiderado o trecho R_{z+1} porque é o trecho onde está localizada a chave NA.

Para verificar a eficiência da mudança do ponto de interligação entre os dois alimentadores, faz-se uma segunda análise, considerando o deslocamento da chave NA para a direita, Fig. 8.9.

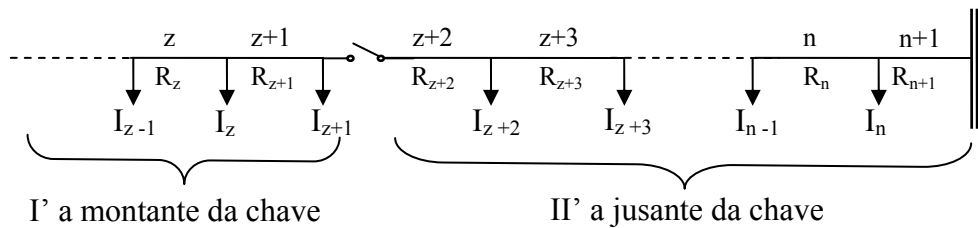


Figura 8.9 – Diagrama unifilar considerando o deslocamento da chave para a direita.

$$\Delta P_{I'} = 3 \sum_{i=1}^{z+1} R_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ i \leftarrow j}}^{z+1} I_j \right)^2 \quad \Delta P_{II'} = 3 \sum_{i=z+3}^{n+1} R_i \left(\sum_{\substack{j=z+2 \\ i \leftarrow j}}^n I_j \right)^2$$

Para definir a variação das perdas de potência considerando o deslocamento do ponto de interligação para a direita, calcula-se

$$\delta(\Delta P_I)^d = \Delta P_I' - \Delta P_I = 3 \sum_{i=1}^{z+1} R_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ i \leftarrow j}}^{z+1} I_j \right)^2 - 3 \sum_{i=1}^z R_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ i \leftarrow j}}^z I_j \right)^2 \quad (8.15)$$

$$\delta(\Delta P_{II})^d = \Delta P_{II}' - \Delta P_{II} = 3 \sum_{i=z+3}^{n+1} R_i \left(\sum_{\substack{j=z+2 \\ i \leftarrow j}}^n I_j \right)^2 - 3 \sum_{i=z+2}^{n+1} R_i \left(\sum_{\substack{j=z+1 \\ i \leftarrow j}}^n I_j \right)^2 \quad (8.16)$$

$$\delta(\Delta P)^d = [\delta(\Delta P_I)^d - \delta(\Delta P_{II})^d] \quad (8.17)$$

$$\delta(\Delta P)^d = 6I_P \left[\sum_{j=1}^z I_j \left(\sum_{\substack{i=1 \\ i \in \alpha_j}}^z R_i \right) - \sum_{j=z+2}^n I_j \left(\sum_{\substack{i=z+2 \\ i \in \alpha_j}}^{n+1} R_i \right) \right] + 3I_P^2 \sum_{i=1}^{n+1} R_i \quad (8.18)$$

As transformações das equações 8.15, 8.16, 8.17 e 8.18 estão apresentadas no Apêndice Q.

No caso da tentativa de mudança da chave NA para o trecho seguinte em direção à esquerda,

$$\delta(\Delta P)^e = 6I_P \left[\sum_{j=z+1}^n I_j \left(\sum_{\substack{i=z+2 \\ i \in \alpha_j}}^{n+1} R_i \right) - \sum_{j=1}^z I_j \left(\sum_{\substack{i=1 \\ i \in \alpha_j}}^z R_i \right) \right] + 3I_P^2 \sum_{i=1}^{n+1} R_i$$

Supondo que,

$$R_{z+1} = R_P$$

$$I_{z+1} = I_P \quad (8.19)$$

$$M_I = \sum_{i=1}^z R_i \sum_{j=1}^z I_j \quad (8.20)$$

$$M_{II} = \sum_{i=z+2}^{n+1} R_i \sum_{j=z+2}^n I_j \quad (8.21)$$

$$R_I = \sum_{i=1}^z R_i$$

$$R_{II} = \sum_{i=z+2}^{n+1} R_i \sum_{j=z+2}^n I_j$$

$$R_{\Sigma} = R_I + R_{II} + R_p \quad (8.22)$$

Resultando em,

$$\delta(\Delta P)^d = 6I_p(M_I - M_{II}) + 3I_p^2 \cdot R_{\Sigma} \quad (8.23)$$

$$\delta(\Delta P)^e = 6I_p(M_{II} - M_I) + 3I_p^2 \cdot R_{\Sigma} \quad (8.24)$$

Aplicando as equações acima, pode-se definir o ponto de instalação da chave NA de acordo com as condições a seguir relacionadas:

se $\delta(\Delta P)^d < 0$ mudar a chave NA para a direita,

se $\delta(\Delta P)^e < 0$ mudar a chave NA para a esquerda.

Quando os resultados não corresponderem a nenhuma das alternativas acima a chave deve permanecer no lugar onde estava instalada inicialmente.

Ou analisado e reagrupando as equações, as condições anteriores acima podem ser apresentadas da seguinte forma:

se $M_{II} - M_I > \frac{I_p \cdot R_{\Sigma}}{2}$ mudar a chave NA para a direita,

se $M_I - M_{II} > \frac{I_p \cdot R_{\Sigma}}{2}$ mudar a chave NA para a esquerda.

Quando os resultados não corresponderem a nenhuma das alternativas acima a chave deve permanecer no lugar onde estava instalada inicialmente.

É possível mostrar que os resultados obtidos têm caráter geral. Eles servem não somente para o caso quando é necessário analisar a eficiência das alterações do ponto de abertura entre um trecho e o trecho adjacente, mas também podem ser utilizados para verificar as possibilidades de redistribuição do conjunto de trechos incluindo a presença de derivações. Neste caso, nas equações (8.23) e (8.24) no lugar do parâmetro I_p deve ser colocada a carga

do trecho onde está prevista a colocação do equipamento NA. No Apêndice Q é apresentado um exemplo que pode ilustrar estas considerações.

Os resultados obtidos permitem depois da solução do problema de localização ótima de equipamento de comutação analisar a eficiência de redistribuição das cargas elétricas entre alimentadores com objetivo de redução das perdas de potência.