COLEÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

# PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

VOLUME 1



EDITORA CAMPUS / ELETROBRÁS

# PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Eletrobras
Centrais Elétricas Brasileiras SA

COLEÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

# PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

VOLUME 1

ELABORADO A PARTIR DOS TRABALHOS DO

CODI COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO
ELETROBRÁS
Centro de Documentação Técnica - DOTE
R... - 21993
D... A - 15.06.92
REF : Ex. 3

EDITORA CAMPUS / ELETROBRÁS

Rio de Janeiro

© 1982, Copyright by Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS.
Av. Pres. Vargas, 642 – 10º andar RJ – RJ

Todos os direitos reservados.
Nenhuma parte deste livro
poderá ser reproduzida ou transmitida
sejam quais forem os meios empregados,
eletrônicos, mecânicos, fotográficos,
gravação ou quaisquer outros,
sem a permissão por escrito da ELETROBRÁS.

Capa
Otávio Studart

Diagramação, composição, paginação e revisão
Editora Campus Ltda.
Rua Japeri 35 Rio Comprido
Tels.: 284 8443 / 284 2638
20261 Rio de Janeiro RJ Brasil
Endereço telegráfico: CAMPUSRIO

ISBN 85-7001-095-8

Ficha Catalográfica
CIP-Brasil. Catalogação-na-fonte
Sindicato Nacional dos Editores de Livros, RJ.

Eletrobrás. Comitê de Distribuição.
E39p Planejamento de sistemas de distribuição / Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás. – Rio de Janeiro : Campus : Eletrobrás, 1982.
(Coleção Distribuição de energia elétrica ; v. 1)

Anexos
ISBN 85-7001-095-8

1. Distribuição de energia elétrica 2. Sistemas de energia elétrica – Planejamento I. Título II. Série

CDD – 621.3191
82-0107 CDU – 621.315.052

A composição e elaboração final do texto foram feitas pela seguinte equipe técnica:

| | |
|---|---|
| EGBERTO PINTO TAVARES | ELETROBRÁS |
| JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO (COORDENADOR) | CEMIG |
| SÉRGIO HENRIQUE PICCIOLI | ELETROPAULO |

A assessoria didática à equipe técnica de composição foi dada pelo Prof. RENATO DE AQUINO FARIA NUNES da Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

Este volume foi elaborado a partir dos relatórios e recomendações do CODI que, em suas várias fases de desenvolvimento, tiveram a participação dos seguintes representantes técnicos das empresas que compõem o comitê:

| | |
|---|---|
| ALOISIO CAMPICI DA SILVA | CEMIG |
| ALOYSIO FERREIRA GOMES FILHO | CERJ |
| ALVARO DANTAS NETO | CEMAT |
| ANTONIO CARLOS MENDONÇA RODRIGUES | ELETROBRÁS |
| ANTONIO JOSÉ SYNARLE DE S. SOARES | COPEL |
| ANTONIO MARCOS FERREIRA | COPEL |
| ARMANDO LINCOLN REZENDE MARQUES | CESP |
| BALBIR SINGH KALSI | ELETROPAULO |
| BENEDITO LUIZ LEITE MILLER | CEMAT |
| CARLOS ALBERTO MAYON | LIGHT |
| CARLOS DE OLIVEIRA E SILVA | CPFL |
| DIJALMA MARTINS | CELESC |
| EGBERTO PINTO TAVARES | ELETROBRÁS |
| FABIO CELSO DE CASTRO TITO | CEMIG |
| FRANCISCO MARTINS RODRIGUES | CEEE |
| HELIO LEMOS CARVALHAES | CEMIG |
| JAIME FELICIO PAULO | LIGHT |
| JEAN PIERRE DOUHERET | ELETROPAULO |

| | |
|---|---|
| JOÃO ANTONIO MOURA BORGES | CESP |
| JOÃO OYAMA | CPFL |
| JORUTH DONALD WHYTE | CPFL |
| JOSÉ CARLOS PIMENTEL P. DE ARAUJO | CEB |
| JOSÉ DO CARMO MENDES VIEIRA | ESCELSA |
| JOSÉ CLÁUDIO PORTO FERNANDES | LIGHT |
| JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO | CEMIG |
| JOSÉ FRANCISCO DAS NEVES | CELG |
| JOSÉ GONÇALVES DOS SANTOS FILHO | CEMIG |
| JOSÉ MARIA CARVALHO DE AZEVEDO | CERJ |
| JOSÉ OCTÁVIO ALVES | LIGHT |
| LEONARDO DE ALMEIDA MAGALHÃES | CEMIG |
| LUIZ CARLOS DE FREITAS | CEEE |
| LUIZ CARLOS SILVEIRA GUIMARÃES | ELETROBRÁS |
| LUIZ GONZAGA NEVES | CERJ |
| LUIZ ROBERTO SEBUSIANI | CEMIG |
| LUIS SHIGUEO KANDA | COPEL |
| LUÍS YOSHIHIRO GUENKA | ELETROBRÁS |
| MARIA CRISTINA LOZZER | ESCELSA |
| MÁRIO ROBERTO BERTONI | COPEL |
| MAURO CESAR NORONHA MACHADO | CEMAT |
| MIGUEL RIVERO ORTIZ | ELETROPAULO |
| MOACIR FINOTTI | CELG |
| NELSON CAFALLI | CPFL |
| NELSON CORREA | CESP |
| NEWTON ROCHA GOTELIP | ESCELSA |
| NEWTON TRENTO | CELESC |
| NILO ANTONIO CAMILLO | CPFL |
| OZENIR SILVA | CELESC |
| PAULO LUCIO DE AMORIM FERREIRA | ESCELSA |
| PAULO ROBERTO DO AMARAL HOLSBACH | CEEE |
| ROGÉRIO MIRANDA | CERJ |
| SÉRGIO ANTONIO PASCHOAL | CEMAT |
| SÉRGIO BLASO | CEMIG |
| SÉRGIO EDUARDO FRONTEROTTA | CESP |
| SÉRGIO HENRIQUE PICCIOLI | ELETROPAULO |
| SHIGUEO OKIDA | CESP |
| VALBERT PEREIRA DE AMORIM GARCIA | ELETROPAULO |
| VINICIUS LUCCHESE | ELETROPAULO |
| VITORINO ALVES RODRIGUES FILHO | CPFL |
| WALTER ALVES PINTO | CELESC |

Obra publicada com a colaboração do
FUNDO DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO
da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. — ELETROBRÁS

# APRESENTAÇÃO

Em 1975, o Ministério das Minas e Energia, através da Portaria nº 425, instituiu o Comitê de Distribuição – CODI –, órgão composto pelas seguintes Empresas Concessionárias de Energia Elétrica, situadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país:

Centrais Elétricas de Goiás S/A – CELG
Centrais Elétricas Matogrossense S/A – CEMAT
Centrais Elétricas de Minas Gerais S/A – CEMIG
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A – CELESC
Companhia de Eletricidade de Brasília – CEB
Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro – CERJ
Companhia Energética de São Paulo – CESP
Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE
Companhia Paranaense de Energia – COPEL
Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL
ELETROPAULO – Eletricidade de São Paulo S/A
Empresa de Energia Elétrica de Mato Grosso do Sul – ENERSUL
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A – ESCELSA
LIGHT – Serviços de Eletricidade S/A

Nessa Portaria, ficou estabelecido que a Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS – deveria promover a implantação do referido Comitê, que teria como finalidade a fixação de diretrizes e a definição de parâmetros básicos para a implantação, reformulação, manutenção, operação, proteção e segurança dos sistemas elétricos de distribuição, em níveis técnico-econômicos compatíveis com as respectivas cargas.

Consoante as metas do CODI, no que se refere à distribuição de energia elétrica, foi criado, também, no Comitê Coordenador de Operação do Nordeste – CCON –, órgão que congrega as Empresas Concessionárias de Energia Elétrica situadas naquela região, um Subcomitê com funções semelhantes ao Comitê de Distribuição – CODI.

O CCON é composto pelas seguintes Empresas:

Centrais Elétricas do Maranhão S/A – CEMAR
Centrais Elétricas do Piauí S/A – CEPISA
Companhia de Eletricidade de Alagoas – CEAL
Companhia de Eletricidade do Ceará – COELCE
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA
Companhia de Eletricidade de Pernambuco – CELPE
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF
Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte – COSERN
Empresa Distribuidora de Energia em Sergipe S/A – ENERGIPE
Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba – SAELPA

Estes organismos, CODI e CCON, vêm trabalhando de forma harmônica e integrada sob a orientação técnica da Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS – e com a colaboração do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.

Ao longo desses anos de funcionamento dos Comitês, grupos formados por especialistas pertencentes às Empresas de Energia Elétrica desenvolveram trabalhos de elevado nível técnico e qualidade, buscando transpor para o papel a melhor experiência do setor na área de distribuição de energia elétrica.

Gradativamente e de uma maneira constante, os objetivos propostos vêm sendo alcançados através de diversos trabalhos concluídos e aprovados pelo CODI e CCON.

Este considerável acervo técnico representa o que há de melhor no Brasil sobre tecnologia de distribuição de energia elétrica e, assim sendo, não deveria ficar restrito ao âmbito das Empresas Concessionárias.

Consciente de que a cooperação a nosso alcance mais pertinente e expressiva seria justamente colocar trabalhos desse nível à disposição das universidades, bem como dos profissionais que militam nessa área, a ELETROBRÁS, através do Fundo de Desenvolvimento Tecnológico, julgou oportuno editar esta Coleção de Distribuição que, nesta fase inicial, se constitui de quatro volumes, abrangendo os seguintes assuntos:

VOLUME I – PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
VOLUME II – PROTEÇÃO DE SISTEMAS AÉREOS DE DISTRIBUIÇÃO
VOLUME III – DESEMPENHO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
VOLUME IV – MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Estes volumes não esgotam a coleção. A partir dos trabalhos em desenvolvimento no CODI e CCON, novos livros serão editados, o que sem dúvida irá enriquecer a tecnologia de distribuição de energia elétrica, através de uma experiência genuinamente nacional.

ELETROBRÁS

# SUMÁRIO

**INTRODUÇÃO GERAL,** 17

**CAPÍTULO 1 METAS DE QUALIDADE DE FORNECIMENTO**

1.1 INTRODUÇÃO, 19
1.2 CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO, 20
1.2.1 Conceitos Básicos, 20
1.2.1.1 Falha, 20
1.2.1.2 Tempo médio entre falhas e taxa de falhas, 20
1.2.1.3 Segurança de serviço, 21
1.2.1.4 Tempo de restabelecimento do sistema, 21
1.2.1.5 Confiabilidade, 21
1.2.1.6 Indisponibilidade, 21
1.2.1.7 Índices operativos, 22
1.2.2 Definição de Graus de Continuidade por Tipos de Localidade ou Zonas Típicas de Mercado, 24
1.2.2.1 Classificação de localidades ou zonas típicas de mercado, 25
1.2.2.2 Graus de continuidade, 27
1.2.3 Continuidade por Consumidor Individualmente Considerado, 27
1.2.3.1 Legislação, 27
1.2.3.2 Escala de prioridades no atendimento a consumidores em situações de emergência, 29
1.3 NÍVEIS E FAIXAS DE TENSÃO DE FORNECIMENTO, 31
1.3.1 Conceitos Básicos, 32
1.3.2 Faixas de Tensão, 33
1.3.2.1 Faixa favorável de tensão de utilização, 34
1.3.2.2 Faixa tolerável de tensão de utilização, 34

1.3.2.3 Faixas de tensão de serviço, 34
1.3.2.4 Faixas de tensão secundária, 34
1.3.3 Análise Efetuada pelo CODI dos Dados Obtidos Junto às suas Empresas, 35
1.3.4 Faixas de Tensão Secundária Fixadas pelo CODI, 39
1.3.4.1 Faixas de tensão para sistemas de distribuição trifásicos em 220/127 V, 39
1.3.4.2 Faixas de tensão para sistemas de distribuição monofásicos em 230/115 V, 41
1.3.4.3 Faixas de tensão para sistemas de distribuição monofásicos, em áreas com utilização simultânea – transformadores trifásicos e monofásicos, 42
1.3.4.4 Faixas de tensão para fornecimentos monofásicos em 440/220 V, 43
1.3.4.5 Faixas de tensão para fornecimento monofásico fase-neutro em sistemas trifásicos em 220/127 V e monofásicos 254/127 V, 43
1.3.4.6 Resumo geral para fornecimento em baixa tensão, 44
1.3.5 Fornecimento em Alta Tensão, 46

**CAPÍTULO 2 PREVISÃO DE CARGA**

2.1 INTRODUÇÃO, 47
2.2 DETERMINAÇÃO DAS TENDÊNCIAS DE CRESCIMENTO GLOBAL, 47
2.2.1 Análise Regressiva – Método Direto, 48
2.2.2 Análise Regressiva – Método Indireto, 49
2.2.2.1 Consumidores residenciais, 49
2.2.2.2 Consumidores industriais, 51
2.2.2.3 Consumidores comerciais, 52
2.2.2.4 Consumidores rurais, 54
2.2.2.5 Iluminação pública, 54
2.2.2.6 Outros consumidores, 54
2.2.2.7 Perdas de energia, 54
2.2.2.8 Fator de carga anual, 54
2.3 DETERMINAÇÃO DAS TENDÊNCIAS DE CRESCIMENTO POR ZONAS TÍPICAS – MAPAS DE CARGA, 55
2.3.1 Mapa de Carga Atual, 56
2.3.2 Definição de Áreas Típicas e de suas Tendências de Crescimento, 57
2.3.3 Elaboração dos Mapas de Carga Futuros, 59
2.3.4 Análise da Evolução de Dados Energéticos, 59

**CAPÍTULO 3 ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE E SIMULAÇÃO DAS DEFICIÊNCIAS PREVISTAS**

3.1 INTRODUÇÃO, 63
3.2 ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE, 63
3.2.1 Sistema de Transmissão, 63
3.2.1.1 Níveis de continuidade, 63
3.2.1.2 Níveis de tensão, 65
3.2.1.3 Carregamento, 65

3.2.1.4 Equipamentos de proteção, 65
3.2.2 Sistema de Distribuição, 65
3.2.2.1 Dados gerais, 65
3.2.2.2 Rede primária aérea, 69
3.2.2.3 Rede secundária aérea, 71
3.2.2.4 Rede de distribuição subterrânea, 73
3.2.2.5 Iluminação pública, 73
3.2.2.6 Suporte ao sistema de distribuição, 73
3.3 SIMULAÇÃO DAS DEFICIÊNCIAS PREVISTAS, 74

CAPÍTULO 4 FORMULAÇÃO E ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS

4.1 INTRODUÇÃO, 75
4.2 FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS, 75
4.2.1 Horizonte de Planejamento, 76
4.2.2 Análise de Carga, 76
4.2.3 Estudo do Sistema Elétrico, 76
4.3 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS, 87
4.3.1 Análise Técnica, 87
4.3.2 Análise Econômica, 90
4.3.2.1 Determinação do valor do investimento, 90
4.3.2.2 Custos de operação e manutenção, 91
4.3.2.3 Avaliação do custo das perdas, 92
4.3.2.4 Vida útil, valor residual, 96
4.3.2.5 Taxa de atualização, 97
4.3.2.6 Método do valor presente e custo anual equivalente, 98
4.4 PROCESSO DE DECISÃO, 100
4.5 EXEMPLO, 100

CAPÍTULO 5 PLANO GERAL DE OBRAS

5.1 INTRODUÇÃO, 105
5.2 DEFINIÇÃO DAS OBRAS NECESSÁRIAS E RESPECTIVOS ORÇAMENTOS, 105
5.3 CLASSIFICAÇÃO E CODIFICAÇÃO DAS OBRAS, 106
5.3.1 Tipos de Serviços, 106
5.3.2 Itens Gerais e Itens Específicos, 106
5.3.3 Itens Extraordinários, 107
5.3.4 Codificação, 107
5.4 DEFINIÇÃO DE PRIORIDADES E SELEÇÃO DAS OBRAS, 108
5.4.1 Definição de Prioridades, 108
5.4.1.1 Utilização de tabelas de ponderação, 108
5.4.1.2 Cálculo dos índices de justificabilidade, 112

5.4.2 Seleção de Obras, 113
5.5 DETALHAMENTO, 113
5.6 ANÁLISE E APROVAÇÃO, 113
5.7 ACOMPANHAMENTO E CONTROLE DO SISTEMA, 113
5.8 VANTAGENS DO SISTEMA PROPOSTO, 113

**CAPÍTULO 6 MODELO PARA O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – ÁREAS RURAIS**

6.1 INTRODUÇÃO, 115
6.2 CARACTERÍSTICAS DE ÁREAS E SISTEMAS ELÉTRICOS RURAIS, 115
6.3 FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS, 120
6.4 MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE CARGA E DE ALIMENTADOR, 120
6.4.1 Determinação do Comprimento do Alimentador – H, 121
6.4.2 Cálculo da Área de Influência e do Comprimento dos Ramais, 123
6.4.3 Cálculo das Perdas Elétricas, 124
6.4.4 Cálculo da Duração Equivalente de Interrupções por Consumidor – DEC, 125
6.5 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL, 126
6.5.1 Programa de Computador, 126
6.5.2 Características do Programa, 132
6.5.3 Metodologia para Análise dos Relatórios de Saída, 133
6.6 ESTUDO DE APLICAÇÃO – ANÁLISE DE ALTERNATIVAS, 135
6.6.1 Dados Relativos à Área em Estudo, 135
6.6.2 Dados Relativos ao Sistema Elétrico a Utilizar, 135
6.6.3 Considerações de Ordem Econômica, 136
6.6.4 Análise dos Resultados, 136
6.7 DIRETRIZES PARA O PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DE UMA ÁREA RURAL, 136

**CAPÍTULO 7 MODELO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – ÁREAS COM ALTA CONCENTRAÇÃO DE CARGA**

7.1 INTRODUÇÃO, 143
7.2 DEFINIÇÃO DE MODELOS, 144
7.2.1 Modelo de Área e do Sistema Aéreo, 144
7.2.2 Modelo de Crescimento de Carga, 146
7.3 DEFINIÇÃO DO LIMITE DE ATENDIMENTO POR REDE AÉREA, 147
7.4 DEFINIÇÃO DA POLÍTICA DE IMPLANTAÇÃO DA REDE SUBTERRÂNEA, 164
7.4.1 Descrição dos Sistemas Subterrâneos Considerados, 164
7.4.1.1 Sistema radial com recursos, 164
7.4.1.2 Sistema primário seletivo, 164
7.4.1.3 Sistema reticulado (*network*), 164
7.4.2 Análise Econômica das Diversas Alternativas, 165

7.5 ANÁLISE DE RENTABILIDADE DOS DIVERSOS TIPOS DE SISTEMA, 171
7.6 ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DOS VÁRIOS SISTEMAS, 173
7.7 CONCLUSÕES, 175

ANEXO I – CUSTOS UNITÁRIOS, 177

ANEXO II – CÁLCULO DA CONFIABILIDADE ESPERADA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO, 181

ANEXO III – CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO, 201

ANEXO IV – CONSIDERAÇÕES SOBRE CÁLCULO DE PERDAS, 225

ANEXO V – PORTARIA 046/78 DO DNAEE, 231

ANEXO VI – PORTARIA 047/78 DO DNAEE, 237

# INTRODUÇÃO GERAL

O sistema de distribuição tem importância fundamental dentro do contexto de um sistema elétrico, não só pelo volume de investimentos que ele exige, como também pela sua elevada responsabilidade na qualidade de serviço prestado ao consumidor.

A atividade de planejamento, que é essencial a qualquer sistema, torna-se imprescindível à distribuição, de forma a se atender ao crescimento da carga em níveis de qualidade de serviço compatíveis com suas características, procurando-se otimizar a aplicação dos recursos financeiros disponíveis relativamente escassos.

O planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica é uma atividade na qual o principal objetivo é adequar, ao menor custo, o sistema elétrico e o sistema-suporte de distribuição às futuras solicitações do mercado consumidor, garantindo um suprimento de energia elétrica, com níveis de qualidade compatíveis com esse mercado.

Podem-se distinguir dois níveis de planejamento:

planejamento a nível estratégico, que é o processo de decidir sobre a escolha dos objetivos atuais da distribuição e sobre a mudança desses objetivos;

planejamento a nível tático, que é o processo de escolha dos recursos para se atingir os objetivos propostos.

Quanto à abrangência, o planejamento de um sistema de distribuição pode ser considerado também em duas partes:

o planejamento do sistema elétrico propriamente dito;

o planejamento do sistema-suporte (veículos, comunicações, pessoal, edificações etc.).

O presente livro abrange, basicamente, o planejamento do sistema elétrico de distribuição. No Cap. 1, são apresentadas as metas de qualidade de fornecimento que, aliadas às metas de atendimento ao mercado, metas gerenciais e metas econômico-financeiras, estas últimas fora do escopo do livro, constituem o nível estratégico do planejamento. Nos Caps. 2 a 5 são apresentados roteiro e técnicas para a elaboração do planejamento a nível tático, constando, no Cap. 2, as técnicas para previsão de carga; no Cap. 3, metodologia

para diagnóstico das condições de operação do sistema elétrico existente; no Cap. 4, as técnicas para formulação e análise técnico-econômica de alternativas de ampliação do sistema, de forma a atender o mercado consumidor dentro das metas fixadas e, no Cap. 5, a metodologia de definição, estruturação, análise e companhamento do plano de obras.

Os Caps. 6 e 7 apresentam modelos para planejamento de sistemas elétricos, em áreas rurais e áreas com alta concentração de carga, dos quais podem ser extraídos critérios gerais, que facilitam a elaboração dos casos particulares de planejamento.

Para complementação, são apresentados seis Anexos, que contêm técnicas e informações necessárias à formação de um engenheiro especializado na área de planejamento de distribuição.

Para o bom entendimento do livro, é recomendável que o leitor tenha boa formação em teoria de sistemas elétricos, Estatística, especialmente em análise de regressão e ajustes de curvas, Engenharia Econômica, especialmente no que se refere à análise econômica de alternativas.

# Capítulo 1

# METAS DE QUALIDADE DE FORNECIMENTO

## 1.1 INTRODUÇÃO

A qualidade de fornecimento de energia elétrica é definida pelos seguintes indicadores:

– faixa de freqüência;
– distorção harmônica;
– continuidade de fornecimento;
– faixa de tensão.

Isto quer dizer que o fornecimento ideal de energia elétrica seria aquele que propiciasse as seguintes características:

– *faixa de freqüência nula* – regulação nula e igual à nominal, por exemplo 60 Hz;
– *distorção harmônica nula* – formato perfeito da senóide da tensão alternada, isenta, portanto, de qualquer distorção de onda;
– *continuidade igual a 1 (um)* – durante todo o tempo o consumidor estaria sendo suprido;
– *faixa de tensão nula* – regulação nula e igual à nominal, por exemplo, 127 volts.

Como a responsabilidade pela regulação de freqüência acha-se afeta, principalmente, aos sistemas de Produção e Transmissão e a distorção harmônica sensível só ocorre em casos especiais, serão abordados, no presente capítulo, apenas aspectos relativos à continuidade de fornecimento e à regulação de tensão.

A verificação contínua da qualidade de fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias baseia-se na comparação dos valores constatados com aqueles previamente fixados, denominados metas de qualidade.

A fixação de metas de qualidade para o fornecimento de energia elétrica constitui, pois, um ponto essencial no processo de planejamento das empresas de energia elétrica.

Essas metas, fixadas no nível de planejamento estratégico, passam a ser um ponto básico para a definição dos diversos critérios a serem obedecidos no planejamento tático, ou seja, na localização e no arranjo das subestações, na localização e escolha dos equipamentos de regulação de tensão e de seccionamento automático, na configuração da rede de distribuição, na implantação de redes subterrâneas e na infra-estrutura de operação.

É importante salientar que as metas de qualidade são fixadas pela concessionária em função de seu mercado consumidor de energia elétrica a atender e da disponibilidade de recursos financeiros, considerando-se, além das despesas com manutenção, os investimentos a serem realizados de forma a remunerá-los adequadamente.

## 1.2 CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO

A consideração de metas de qualidade deve, no caso de continuidade de fornecimento, ser feita através de definição e de estabelecimento de índices numéricos, também denominados índices operativos, bem como dos respectivos níveis de qualidade ou valores-limite aceitáveis, que deverão refletir as características da carga a ser atendida. Estes índices são utilizados pelas concessionárias de energia elétrica como valores de referência nos processos de decisão envolvidos em trabalhos de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção de sistemas de distribuição.

### 1.2.1 Conceitos Básicos

Apresenta-se a seguir a conceituação de alguns termos diretamente relacionados à continuidade. Frise-se que o Vol. III, da presente coleção, intitulado "DESEMPENHO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO", aborda em detalhes os múltiplos aspectos da confiabilidade.

#### 1.2.1.1 Falha

Falha é todo evento que produz a perda de capacidade de um componente ou sistema desempenhar sua função, levando-os à condição de operação inadmissível.

#### 1.2.1.2 Tempo médio entre falhas e taxa de falhas

O tempo médio entre falhas de um componente do sistema é uma característica que, tal como o próprio nome indica, avalia o tempo médio durante o qual o componente permanece em serviço entre duas falhas.

Designando por $m$ esse tempo médio, pode-se definir a taxa de falhas ($\lambda$), pela expressão:

$$\lambda = \frac{1}{m}$$

que representa o número de vezes que, em média, o componente falhou, por unidade de tempo de permanência de serviço.

A confiabilidade vista pelo consumidor é calculada como função das taxas de falha dos componentes do sistema.

As taxas de falha consideradas insatisfatórias podem ser melhoradas pela adoção de várias das seguintes medidas:

1) utilização de normas de projeto apropriadas;
2) elaboração de normas de construção mais adequadas;
3) aprimoramento da mão-de-obra;
4) execução dos programas de manutenção preventiva necessários;
5) especificação cuidadosa e inspeção rigorosa dos materiais utilizados.

#### 1.2.1.3 Segurança de serviço

A expressão segurança de serviço é geralmente utilizada para referir as características de um sistema que permitam a restauração do fornecimento de energia elétrica à maior parte ou à totalidade dos consumidores, sem que, para tal, seja necessário realizar primeiramente serviços de reparo.

Estas características, que permitem a existência, em certas circunstâncias, de tempos de restabelecimento de serviço inferiores aos tempos de reparo, dependem direta e fundamentalmente das configurações utilizadas nos sistemas de distribuição.

#### 1.2.1.4 Tempo de restabelecimento do sistema

Tempo de restabelecimento é o período transcorrido desde o desligamento do circuito até a reenergização do mesmo.

É composto dos seguintes tempos:

- tempo para conhecimento da falha;
- tempo requerido para obtenção de recursos necessários para dar início aos trabalhos de localização de falha (TEMPO DE PREPARAÇÃO);
- tempo dispendido no deslocamento até as proximidades da falha e a execução de testes e transferências de carga com a finalidade de localizar precisamente a mesma (TEMPO DE LOCALIZAÇÃO);
- tempo durante o qual a falha é corrigida (TEMPO DE REPARO).

#### 1.2.1.5 Confiabilidade

Neste contexto, a designação confiabilidade deve ser interpretada como a característica dos sistemas que quantifica, por meio de índices numéricos (também denominados operativos) o seu desempenho passado, ou estimativas futuras conforme mostrado no Item 1.2.1.7.

#### 1.2.1.6 Indisponibilidade

Indisponibilidade é a parcela de tempo em que determinado componente fica fora

de operação, por falha, num período de tempo considerado. É dada pela expressão:

$$D = 1 - C$$

onde $C$ = confiabilidade.

### 1.2.1.7 Índices operativos

Os índices mais utilizados pelas concessionárias para medir a confiabilidade são os citados a seguir.

1) DURAÇÃO EQUIVALENTE POR CONSUMIDOR. É o período de tempo que, em média, cada consumidor do sistema ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período considerado:

$$D^* = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca(i) \cdot t(i)}{C_s}$$

onde

$D$ = duração equivalente por consumidor (horas);

$Ca(i)$ = número de consumidores atingidos na interrupção $(i)$;

$t(i)$ = tempo decorrido na interrupção $(i)$ (horas);

$C_s$ = número total de consumidores do sistema;

$i$ = número de interrupções variando de 1 a $n$.

2) DURAÇÃO EQUIVALENTE POR POTÊNCIA INSTALADA. É o período de tempo que, em média, cada potência instalada (kVA) ou (MVA) do sistema ficou desenergizada, no período considerado:

$$D_k = \frac{\sum_{i=1}^{n} P(i) \cdot t(i)}{P_{\text{total}}}$$

onde

$D_k$ = duração equivalente por potência instalada (horas);

$P(i)$ = potência instalada atingida na interrupção $(i)$, expressa em kVA ou MVA;

$t(i)$ = tempo decorrido na interrupção $(i)$ horas;

---

* N.R. Quando essa grandeza $D$ é considerada para um conjunto de consumidores do Sistema Elétrico, é denominada Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC), conforme prescreve a Portaria 046 de 17/04/78, do DNAEE. (Anexo V)

$P_{total}$ = potência total instalada no sistema em kVA ou MVA;

$i$ = número de interrupções, variando de 1 a $n$.

3) DURAÇÃO MÉDIA POR CONSUMIDOR. É o período de tempo que, em média, cada consumidor atingido ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período considerado:

$$d = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^{n} Ca(i)}$$

onde $d$ = duração média por consumidor (horas).

4) DURAÇÃO MÉDIA POR POTÊNCIA INSTALADA. É o período de tempo que, em média, cada potência instalada atingida ficou desenergizada, no período considerado:

$$d_k = \frac{\sum_{i=1}^{n} P(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^{n} P(i)}$$

onde $d_k$ = duração média por potência instalada (horas).

5) FREQÜÊNCIA EQUIVALENTE POR CONSUMIDOR. É o número de interrupções que, em média, cada consumidor do sistema sofreu, no período considerado:

$$f^* = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca(i)}{C_s}$$

onde $f$ = freqüência equivalente por consumidor.

6) FREQÜÊNCIA EQUIVALENTE POR POTÊNCIA INSTALADA. É o número de interrupções que, em média, cada potência instalada do sistema sofreu, no período considerado:

$$f_k = \frac{\sum_{i=1}^{n} P(i)}{P_{total}}$$

onde $f_k$ = freqüência equivalente por potência.

---

* N.R. Quando essa grandeza $f$ é considerada para um conjunto de consumidores do Sistema Elétrico, é denominada Freqüência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC), conforme prescreve a Portaria 046 de 17/04/78, do DNAEE. (Anexo V)

7) CONFIABILIDADE POR CONSUMIDOR

$$C = \frac{Cs \cdot t - \sum_{i=1}^{n} Ca(i) \cdot t(i)}{C_s \cdot T}$$

ou

$$C = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca(i) \cdot t(i)}{Cs \cdot T} = 1 - \frac{D}{T}$$

onde

$C$ = índice de confiabilidade por consumidor;

$T$ = período considerado.

8) CONFIABILIDADE POR POTÊNCIA

$$C_k = \frac{P_{\text{total}} \cdot T - \sum_{i=1}^{n} P(i) \cdot t(i)}{P_{\text{total}} \cdot T}$$

ou

$$C_k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n} P(i) \cdot t(i)}{P_{\text{total}} \cdot T} = 1 - \frac{D_k}{T}.$$

### 1.2.2 Definição de Graus de Continuidade por Tipos de Localidade ou Zonas Típicas de Mercado

Não é difícil aceitar o princípio de que o grau de continuidade de fornecimento deve ser função do tipo, da importância e das características da carga servida. Dentro desta premisssa, os níveis de continuidade de fornecimento deveriam ser estabelecidos de acordo com esses três fatores, independentemente de sua localização. No entanto, a consideração de um conjunto de circunstâncias importantes, como sejam: aspectos econômicos envolvidos; características inerentes aos próprios sistemas de distribuição (localização de diferentes cargas eletricamente no mesmo ponto) e dificuldades envolvidas no acompanhamento dos níveis de continuidade, caso os mesmos fossem estabelecidos a partir das características individuais de cada carga, aconselham que a graduação dos níveis de continuidade de fornecimento seja estabelecida, basicamente, em função da classificação de localidades ou zonas típicas de mercado.

Para que se possa fazer a fixação dos graus de continuidade em termos globais e para que seja possível comparar os índices obtidos em diversos sistemas de distribuição, estabeleceu-se, numa primeira fase, esses valores de referência por blocos de consumidores, representados por tipos de localidade ou por zonas típicas de mercado, conforme a classificação apresentada no Item 1.2.2.1.

A adoção dos índices de referência de continuidade de fornecimento permite a realização de análises críticas e quantitativas da situação atual dos sistemas, possibilitando, assim, a emissão de recomendações orientadas no sentido de se definirem prioridades de obras de melhoria de confiabilidade, quando tal se tornar necessário.

Os graus de continuidade foram estabelecidos dentro de uma escala que varia de 1 a 4. O valor de referência mais baixo equivalente ao grau 4, correspondente ao limite mínimo exigido pela Portaria 046/78, do DNAEE.

Na classificação que a seguir se apresenta, as localidades ou zonas encontram-se divididas em 6 (seis) tipos distintos.

Os parâmetros utilizados para a classificação das diferentes localidades ou zonas refletem mais o porte do mercado de energia do que a confiabilidade requerida, o que se justifica dada a satisfatória correlação existente entre as maiores concentrações de cargas e a existência de mercados que requerem melhores condições de continuidade de fornecimento.

Ressalte-se que a classificação a seguir apresentada foi obtida por meio de análises comparativas de operação e desempenho de sistemas elétricos, tendo sido testada pela maioria das empresas do CODI e considerada satisfatória, pelo menos no estágio atual de implementação.

### 1.2.2.1 Classificação de localidades ou zonas típicas de mercado

a) *Localidades ou zonas tipo A*. São localidades ou zonas que se caracterizam basicamente por possuírem um número de consumidores acima de 50 000, ou consumo industrial superior a 100 000 MWh/ano.

Outras características típicas que podem ser encontradas são:

– alta densidade demográfica – superior a 2 000 hab./km$^2$;
– área urbana superior a 100 km$^2$;
– crescimento vertical acentuado;
– densidade de carga acima de 1,5 MVA/km$^2$;
– existência de centros comerciais e/ou industriais importantes.

Os sistemas elétricos de alimentação de tais localidades apresentam normalmente as seguintes características básicas:

– alimentação da rede de distribuição respectiva por três ou mais subestações de distribuição, situadas na própria localidade ou zona;
– alimentação das subestações de distribuição através de subestações de transmissão, alimentadas por circuito com recursos para contingência.

b) *Localidade ou zona tipo B*. Estas localidades ou zonas caracterizam-se basicamente por

possuírem um número de consumidores entre 15 000 e 50 000, ou consumo industrial entre 25 000 MWh/ano e 100 000 MWh/ano.

Outras características importantes que podem ser encontradas:

– média densidade demográfica – 1 500 a 2 000 hab./km$^2$;
– área urbana entre 40 e 100 km$^2$;
– início de crescimento vertical;
– início de existência de centros comerciais e/ou industriais.

Os sistemas elétricos de alimentação de tais localidades apresentam normalmente as seguintes características básicas:

– alimentação da rede de distribuição por duas ou mais subestações de distribuição, situadas na própria localidade ou zona;
– transmissão de energia nem sempre dotada de recursos para contingência.

c) *Localidades ou zona tipo C.* São localidades ou zonas que se caracterizam por possuírem um número de consumidores entre 5 000 e 15 000 ou consumo industrial entre 10 000 MWh/ano e 25 000 MWh/ano.

Outras características que podem ser encontradas:

– baixa densidade demográfica – 1 000 a 1 500 hab./km$^2$;
– área urbana entre 10 e 40 km$^2$.

Os sistemas elétricos de alimentação de tais localidades apresentam normalmente as seguintes características básicas:

– alimentação através de uma subestação de distribuição, situada na própria localidade ou zona;
– alimentação das subestações de distribuição sem recursos para contingência.

d) *Localidades ou zonas tipo D.* Tais localidades ou zonas caracterizam-se basicamente por possuírem um número de consumidores compreendidos entre 1 000 e 5 000 ou consumo industrial entre 2 500 MWh/ano e 10 000 MWh/ano.

Outras características que podem ser encontradas:

– baixa densidade demográfica – 1 000 a 1 500 hab./km$^2$;
– área urbana entre 3 e 10 km$^2$.

Os sistemas elétricos de alimentação de tais localidades apresentam normalmente as seguintes características básicas:

– alimentação através de subestação de distribuição nem sempre situada na própria localidade ou zona;
– alimentação da subestação de distribuição sem recursos para contingência.

e) *Localidades ou zonas tipo E.* São localidades ou zonas que se caracterizam basicamente por possuírem um número de consumidores compreendidos entre 200 e 1 000.

Outras características que podem ser encontradas:

– baixa concentração urbana – entre 500 e 1 000 hab./km$^2$;
– área urbana entre 1 e 3 km$^2$.

Os sistemas elétricos de suprimento de tais localidades apresentam normalmente as seguintes características básicas:

– alimentação através de subestação de distribuição normalmente afastada da localidade ou zona, muitas vezes com distâncias superiores a 10 km;
– alimentação da subestação de distribuição sem recursos para contingência.

f) *Localidades ou zonas tipo F.* São localidades ou zonas que se caracterizam basicamente por possuírem um número de consumidores inferior a 200.

Outras características que podem ser encontradas:
– baixa concentração urbana – menor que 500 hab./km$^2$;
– área urbana inferior a 1 km$^2$.

Os sistemas elétricos de alimentação de tais localidades apresentam normalmente as seguintes características básicas:
– alimentação através de subestação de distribuição normalmente afastada da localidade ou zona, muitas vezes com distâncias superiores a 20 km;
– alimentação através de subestação de distribuição sem recursos para contingência.

Estas informações encontram-se resumidas na Tab. 1.1.

#### 1.2.2.2 Graus de continuidade

Foram fixados, para cada tipo de localidade ou zona típica de mercado, os diversos graus de continuidade, que servirão como referência no processo de planejamento.

a) *Grau 1.* É um valor que, uma vez atingido, dispensa obras de melhoria de continuidade de fornecimento e deve ser considerado como condição ideal.

b) *Grau 2.* Significa que o sistema, apesar de atender satisfatoriamente, admite obras de melhoria e/ou aprimoramento dos recursos de operação.

c) *Grau 3.* Define-se como mínimo de qualidade admissível para o tipo da localidade. Um sistema elétrico com tal característica admite melhoramentos (mais prioritário que o grau 2), tendo-se em vista que o limite superior do grau 3 corresponde aos valores máximos permitidos pelo DNAEE.

d) *Grau 4.* Define-se uma condição indesejável e que necessita de melhoramentos. Neste caso, a legislação não está sendo observada.

A Tab. 1.2 fornece os vários graus de continuidade em função dos tipos de localidades e/ou zonas e não se aplica a localidades com características especiais, tais como cidades turísticas, áreas de segurança, que possuam cargas especiais etc., que devem merecer tratamento específico.

### 1.2.3 Continuidade por Consumidor Individualmente Considerado

#### 1.2.3.1 Legislação

No item anterior, abordou-se a graduação de índices de continuidade por conjunto de consumidores. Não existe, hoje, uma graduação fixada para cada consumidor individualmente considerado e, sim, um limite máximo permitido através da Portaria 046/78, do DNAEE (ver Anexo V), resumida a seguir.

Tabela 1.1 Classificação de Localidades

| TIPO | CARACTERÍSTICAS BÁSICAS (1) | | CARACTERÍSTICAS URBANAS RESULTANTES (2) | | | | | SISTEMA ELÉTRICO (3) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | NÚMERO DE CONSUMIDORES | CONSUMO INDUSTRIAL MWh/ano | DENSIDADE DEMOGRÁFICA HAB/km² | ÁREA URBANA km² | CRESCIMENTO VERTICAL | DENSIDADE DE CARGA MVA/km² | OUTRAS CARACTERÍSTICAS | SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO | TRANSMISSÃO |
| A | > 50000 | > 100000 | > 2000 | > 100 | ACENTUADO | > 1,5 | EXISTÊNCIA DE CENTROS COMERCIAIS E/OU INDUSTRIAIS PRONUNCIADOS | ≥ 3 | COM CONTINGÊNCIA OPERATIVA |
| B | 15000-50000 | 25000-100000 | 1500-2000 | 40-100 | EM INÍCIO | - | INÍCIO DE EXISTÊNCIA DE CENTROS COMERCIAIS E/OU INDUSTRIAIS | ≥ 2 | NORMALMENTE COM CONTINGÊNCIA OPERATIVA |
| C | 5000-15000 | 10000-25000 | 1000-1500 | 10-40 | - | - | - | ≥ 1 | SEM CONTINGÊNCIA OPERATIVA |
| D | 1000-5000 | 2500-10000 | 1000-1500 | 3-10 | - | - | - | NEM SEMPRE EXISTE JUNTO A LOCALIDADE | SEM CONTINGÊNCIA OPERATIVA |
| E | 200-1000 | < 2500 | 500-1000 | 1-3 | - | - | - | NORMALMENTE NÃO EXISTE JUNTO A LOCALIDADE | SEM CONTINGÊNCIA OPERATIVA |
| F | < 200 | < 2500 | < 500 | < 1 | - | - | - | NORMALMENTE NÃO EXISTE JUNTO A LOCALIDADE | SEM CONTINGÊNCIA OPERATIVA |

OBS. 1 - PARA SER ENQUADRADA DENTRO DO TIPO, BASTA CUMPRIR UM DOS REQUISITOS (LOCALIDADES TIPO A, B, C e D)
2 - CARACTERÍSTICAS NORMALMENTE ENCONTRADAS
3 - CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA NORMALMENTE USADO

| *CONSUMIDOR* | *DURAÇÃO ANUAL DE INTERRUPÇÃO – HORAS* | *FREQÜÊNCIA ANUAL DE INTERRUPÇÃO* |
|---|---|---|
| Atendido por sistema subterrâneo | 30 | 35 |
| Atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV | 30 | 40 |
| Atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão inferior a 69 kV ou tensão primária de distribuição, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural | 80 | 70 |
| Atendido em tensão secundária de distribuição e pertencente a conjunto com mais de 1 000 (mil) consumidores, cuja unidade de consumo não se situe na zona rural | 100 | 80 |
| Localizado em zona rural, atendido por sistema aéreo de distribuição ou pertencente a qualquer conjunto com menos de 1 000 (mil) consumidores | 150 | 120 |

*Observações.* (1) Somente são consideradas, nos limites acima, as interrupções não-programadas, com duração superior a 3 (três) minutos. (2) Os limites para um trimestre correspondem a 40% dos valores apresentados.

### 1.2.3.2 Escala de prioridades no atendimento a consumidores em situações de emergência

Os processos de produção ou atividades dos consumidores são, de um modo geral, dependentes, em maior ou menor grau, da continuidade do fornecimento de energia. Conseqüentemente, níveis de referência definidos em relação à classificação de localidades, como os mencionados anteriormente, nem sempre satisfazem os requisitos de continuidade necessários ao atendimento de consumidores com processos ou atividades especiais, como também poderão não refletir a continuidade do fornecimento a qualquer consumidor considerado individualmente.

Em vista do exposto, devem ser avaliadas a duração total e a freqüência de interrupções para os consumidores individualmente considerados.

Nestas condições e com base em suas experiências, as empresas procuram planejar e projetar seus sistemas elétricos de modo a atender os requisitos operacionais, no que respeita à escala de prioridades no atendimento a consumidores em situações de emergência.

*A priori*, adota-se a seguinte classificação:

a) *Consumidores prioridade A*. São aqueles para os quais qualquer interrupção não programada, mesmo as momentâneas, ocasiona:
– paralisação de suas atividades principais, ou processo de produção, ou perda do produto, em qualquer caso com prejuízos sociais para a comunidade ou prejuízos financeiros vultosos para o consumidor, ou
– risco para a segurança e vida humana, ou
– retorno imediato às atividades normais, após o restabelecimento de energia.

Tabela 1.2 Graus de Balizamento de Continuidade – Interrupções Sustentadas (Programadas e Não-Programadas) nos Sistemas de Produção, Transmissão e Distribuição

| TIPOS DE LOCALIDADES OU ZONAS | GRAUS (VALORES ANUAIS) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | | 2 | | 3 | | 4 | |
| | HORAS DEC | FEC | HORAS DEC | FEC | HORAS DEC | FEC | HORAS DEC | FEC |
| A CENTROS COMERCIAIS, INDUSTRIAIS E RESIDENCIAIS CONCENTRADOS | ≤ 1 | ≤ 2 | > 1 - 5 | > 2 - 10 | $15_{(2)}$<br>> 5 - $20_{(3)}$ | $20_{(2)}$<br>> 10-$25_{(3)}$ | > $15_{(2)}$<br>> $20_{(3)}$ | > $20_{(2)}$<br>> $25_{(3)}$ |
| A (PARTE RESTANTE) | ≤ 5 | ≤ 10 | > 5 - 10 | > 10 - 20 | > 10 - 30 | > 20 - 45 | > 30 | > 45 |
| B (15 000 a 50 000 CONSUMIDORES) | ≤ 10 | ≤ 20 | > 10 - 20 | > 20 - 35 | > 20 - 40 | > 35 - 50 | > 40 | > 50 |
| C (5000 a 15 000 CONSUMIDORES) | ≤ 15 | ≤ 20 | > 15 - 25 | > 20 - 35 | > 25 - 50 | > 35 - 60 | > 50 | > 60 |
| D (1000 a 5 000 CONSUMIDORES) | ≤ 35 | ≤ 30 | > 35 - 50 | > 30 - 45 | > 50 - 70 | > 45 - 70 | > 70 | > 70 |
| E (200 a 1000 CONSUMIDORES) | ≤ 45 | ≤ 30 | > 45 - 65 | > 30 - 45 | > 65 - 120 | > 45 - 90 | > 120 | > 90 |
| F (MENOS DE 200 CONSUMIDORES E RURAIS) | ≤ 60 | ≤ 40 | > 60 - 90 | > 40 - 60 | > 90 - 120 | > 60 - 90 | > 120 | > 90 |

OBSERVAÇÕES

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{n} Co(i) \times t(i)}{Cs}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{n} Co(i)}{Cs}$$

DEC = DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR (HORAS)

FEC = FREQÜÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR

Co (i) = NÚMERO DE CONSUMIDORES ATINGIDOS NA INTERRUPÇÃO (i)

(i) = DESIGNAÇÃO GENÉRICA DE CADA INTERRUPÇÃO, VARIANDO DE 1 A n (n = NÚMERO DE INTERRUPÇÕES SUSTENTADAS NO ANO)

t(i) = TEMPO DECORRIDO NA INTERRUPÇÃO (i) (HORAS)

Cs = NÚMERO TOTAL DE CONSUMIDORES SERVIDOS DO SISTEMA

OBS.

1 = OS GRAUS DE BALIZAMENTO PARA PERÍODOS TRIMESTRAIS DEVEM SER CONSIDERADOS IGUAIS A 40 % DOS VALORES DA TABELA

2 = PARA ÁREAS ATENDIDAS POR SISTEMA SUBTERRÂNEO COM SECUNDÁRIO RETICULADO

3 = PARA ÁREAS ATENDIDAS POR SISTEMA SUBTERRÂNEO COM SECUNDÁRIO RADIAL

4 = INTERRUPÇÃO SUSTENTADA É AQUELA COM DURAÇÃO IGUAL OU MAIOR QUE 3 MINUTOS.

Exemplo: fábricas de café solúvel, fábricas de leite em pó, indústrias de fios e cabos, centros de processamento de dados, emissoras de rádio e TV, hospitais, indústrias têxteis, fábricas de papel.

Para este tipo de consumidores, as interrupções não-programadas, mesmo as momentâneas, devem ser evitadas ao máximo.

b) *Consumidores prioridade B*. São aqueles para os quais interrupções sustentadas não-programadas ocasionam:
– paralisação de suas atividades principais, ou processo de produção, ou perda do produto, em qualquer caso com prejuízos financeiros vultosos para o consumidor, ou
– risco para a segurança e vida humana.

Exemplo: indústrias com altos-fornos, estabelecimentos bancários, órgãos governamentais, estações de tratamento de água.

Para estes consumidores, as interrupções sustentadas não-programadas devem ser evitadas ao máximo.

c) *Consumidores prioridade C*. São aqueles para os quais as interrupções sustentadas não programadas ocasionam a paralisação de suas atividades principais, ou processos de produção, ou perda do produto, em qualquer caso com prejuízos financeiros para o consumidor, ou para órgãos superiores da Administração Pública Federal, Estadual e Municipal, não enquadrados em *A* ou *B*.

Exemplo: oficinas mecânicas, centros comerciais, hotéis, cinemas, padarias, edifícios com elevadores etc.

Para estes consumidores, as interrupções sustentadas não programadas superiores a 10 (dez) minutos devem ser evitadas ao máximo.

d) *Consumidores prioridade D*. Os não enquadrados como *A, B* ou *C*.

## 1.3 NÍVEIS E FAIXAS DE TENSÃO DE FORNECIMENTO

A determinação e fixação de faixas de tensão admissíveis, tanto em condições normais quanto de emergência, devem, evidentemente, fundamentar-se na compatibilização entre a tensão fornecida pela concessionária e os valores das tensões de placa de eletrodomésticos e equipamentos elétricos, adicionadas e subtraídas, respectivamente, dos valores de sobretensão e subtensão admissíveis.

É evidente que, para o fabricante, o ideal seria a concessionária manter a faixa de variação entre as tensões máxima e mínima a mais estreita possível. Isto, no entanto, significa maiores investimentos no sistema de distribuição. Em contrapartida, sob o ponto de vista da concessionária, o desejável seria manter essa faixa a mais ampla possível, resultando maiores custos para os eletrodomésticos e equipamentos elétricos. Portanto, deve ser perseguido um ponto de equilíbrio entre as necessidades da concessionária e do fabricante de equipamentos, refletindo num menor custo para o consumidor.

Com base nessas premissas, foram efetuadas pesquisas junto aos fabricantes nacionais, no sentido de conhecer as variações de tensão admissíveis em equipamentos e apare-

lhos eletrodomésticos. O resultado dessa pesquisa mostrou que grande maioria dos aparelhos admite uma variação de ± 10% em torno de sua tensão de placa.

Assim sendo, apresentam-se, a seguir, os valores das faixas de variação de tensão a serem observadas no planejamento, projeto e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica, de modo a que se torne possível atender, de forma satisfatória, as características operacionais dos aparelhos e equipamentos dos consumidores.

No que se refere às tensões nominais padronizadas, foram seguidas as indicações do Decreto 73.080, de 05/11/73, que fixa a tensão nominal de distribuição secundária em 380/220 volts ou 220/127 volts, para redes trifásicas a quatro fios e em 230/115 volts, para redes monofásicas a três fios. Foram, também, consideradas outras tensões nominais mais comumente utilizadas pelas empresas nacionais, pois, conforme previsto no próprio decreto, as mesmas também podem ser utilizadas em obras de reforço e ampliação dos sistemas elétricos já existentes, desde que se justifique técnica e economicamente.

### 1.3.1 Conceitos Básicos

Apresenta-se neste item a conceituação de alguns termos julgados importantes para a perfeita compreensão do assunto em pauta.

a) *TENSÃO NOMINAL*. Segundo o Decreto 73.080, de 05.11.73, entende-se como tensão nominal o valor eficaz da tensão pelo qual o sistema é designado. A Norma ANSI C84.1a.1973 diz que este valor (da tensão nominal) identifica a classe de tensão a que está sujeito determinado circuito elétrico. De acordo ainda com esta mesma norma, a tensão nominal é a que se utiliza no projeto de circuitos e aparelhos elétricos devendo, por conseguinte, designar-se um valor operacional ideal (nominal) para cada sistema.

b) *REGULAÇÃO DE TENSÃO*. É a variação existente, num determinado ponto do sistema, entre o valor máximo e o valor mínimo de tensão:

$$\text{Reg} = V_0 - V_1 \qquad \text{(volts)}$$

onde

$V_0$ = tensão máxima

$V_1$ = tensão mínima.

Em termos percentuais, tem-se:

$$\text{Regulação } \% = \frac{V_0 - V_1}{V_1} \cdot 100.$$

c) *QUEDA DE TENSÃO*. Define-se queda de tensão, para o mesmo instante, pela diferença entre os valores de tensão na entrada e na saída em dado componente do sistema elétrico:

$$\Delta V = V_i - V_f \qquad \text{(volts)}$$

onde

$V_i$ = tensão no início do componente.

$V_f$ = tensão no final do componente.

Em termos percentuais:

$$\Delta V\% = \frac{V_i - V_f}{V_i} \cdot 100.$$

d) *TENSÃO DE UTILIZAÇÃO*. É o valor eficaz da tensão efetivamente aplicada aos terminais dos equipamentos e aparelhos dos consumidores.

e) *TENSÃO DE SERVIÇO*. É o valor eficaz da tensão no ponto de entrega, ou seja, no local onde o sistema elétrico do consumidor se liga ao sistema elétrico da concessionária. Sob o ponto de vista prático e operacional, o local de ligação anteriormente mencionado é o seguinte:
– junto ao medidor de energia da edificação, no caso de consumidores que recebam energia em baixa tensão;
– nos terminais secundários do transformador abaixador ou no transformador de potencial, no caso de consumidores que recebam energia em alta tensão.

f) *TENSÃO SECUNDÁRIA*. É o valor eficaz da tensão no ponto da rede da concessionária de onde se deriva o ramal de ligação. Convenciona-se a adoção deste ponto por ser aquele onde se faz a medição rotineira para controle do fornecimento de energia.

g) *TENSÃO DE FORNECIMENTO PRIMÁRIO*. É o valor da tensão primária combinado entre concessionária e consumidor, no ponto de entrega de energia elétrica, nos termos da legislação em vigor.

Atualmente a Portaria 047 de 17.04.78, do DNAEE (ver Anexo VI), estabelece que esta tensão pode estar fixada entre +5% (mais cinco por cento) e −5% (menos cinco por cento), em relação à tensão nominal do sistema.

### 1.3.2 Faixas de Tensão

Em conseqüência do menor ou maior carregamento do sistema de distribuição, da distância do consumidor em relação à fonte, a tensão de utilização varia para menos ou para mais de seu valor nominal, originando as faixas de variação de tensão.

A seguir são apresentadas as faixas consideradas admissíveis, definindo-se faixas favoráveis e toleráveis, tanto para as tensões de utilização como para as tensões de serviço e secundária, em regime permanente. Cabe salientar que essas faixas não incluem subtensões ou sobretensões momentâneas, ocasionadas por defeito, manobras ou alterações bruscas de carga.

#### 1.3.2.1 Faixa favorável de tensão de utilização

É a faixa de tensão definida como de operação normal e desejável. Os aparelhos e equipamentos devem ser projetados para operar normalmente nesta faixa. A eventual existência de tensões fora desta faixa deve ser pouco freqüente. Corresponde ao limite adequado fixado na Portaria 047/78, do DNAEE (ver Anexo VI).

#### 1.3.2.2 Faixa tolerável de tensão de utilização

É a faixa de tensão reconhecida como de operação aceitável, mas não inteiramente desejável. Os equipamentos e aparelhos não são projetados para operar nesta faixa, porém devem apresentar um desempenho razoável em tais condições. Esta faixa inclui tensões acima ou abaixo da faixa favorável, as quais resultam de situações de emergência previstas em projeto (manobras para transferência de carga ou defeitos em equipamentos). Corresponde ao limite precário fixado na Portaria 047/78, do DNAEE.

A freqüência, extensão e duração de tais casos devem ser limitadas.

#### 1.3.2.3 Faixas de tensão de serviço

As definições de faixas toleráveis e favoráveis são idênticas às já apresentadas anteriormente. Em relação à tensão de serviço, as novas faixas derivam das anteriores, presumindo-se que ocorre uma queda de tensão entre o ponto de entrega de energia ou ponto de medição (na baixa tensão) do consumidor e o ponto de utilização. O valor máximo dessa queda de tensão foi adotado como sendo de 1,7% da tensão nominal. A favor da segurança, esta queda de tensão não é considerada na fixação do limite superior da faixa de tensão de serviço, ou seja, o limite superior desta faixa é igual ao da faixa de tensão de utilização.

#### 1.3.2.4 Faixas de tensão secundária

Também neste caso, as faixas favorável e tolerável são definidas analogamente à tensão de utilização. Considerando-as agora referidas à tensão secundária, tais faixas derivam daquelas definidas em 1.3.2.2, presumindo-se que ocorra uma queda de tensão desde o ponto da rede da concessionária de onde se deriva o ramal de ligação até o ponto de utilização. O valor máximo adotado para esta queda de tensão foi de 2,4% da tensão nominal. A favor da segurança, esta queda de tensão não é considerada na fixação do limite superior da faixa de tensão secundária, ou seja, o limite superior desta faixa é igual ao da faixa de tensão de utilização.

Para consumidores localizados na extremidade da rede secundária, conferiu-se ao ramal de ligação um valor de queda de tensão usual pelas concessionárias nacionais igual a 0,7% e aos circuitos internos mais alimentador do consumidor 1,7%, ambos em relação à tensão nominal. Assim, tomando como base as faixas de tensões secundárias, é possível obter as faixas de tensão de serviço e utilização, subtraindo-se às tensões limites inferiores das faixas tolerável e favorável da tensão secundária os valores 0,7% e 2,4%, respectivamente.

A norma brasileira NBR 5410, de novembro de 1980 (Instalações Elétricas de Baixa Tensão), estabelece os seguintes valores para as quedas de tensão entre a origem da instalação (do consumidor) e qualquer ponto de utilização, em relação à tensão nominal da instalação:

– instalações alimentadas em baixa tensão:
  iluminação – 3%
  outras utilizações – 5%;

– instalações alimentadas por subestação:
  iluminação – 6%
  outras utilizações – 8%.

As diferenças existentes entre os valores estipulados na NBR 5410 e os aqui mencionados justificam-se se forem levados em consideração os fatores reais de simultaneidade, quer de cada consumidor quer entre consumidores ligados a um mesmo ramal.

Entretanto, deve-se observar que, para o caso específico de consumidores caracterizados por elevadas quedas de tensão nos circuitos internos, próximas aos limites máximos fixados na Norma e coincidentes com a ponta de carga do sistema (estabelecimentos industriais e comerciais de porte médio, prédios de apartamentos etc.), estes não devem ser ligados na extremidade da rede mas, sim, junto ao transformador. Esta solução corresponde a reduzir a queda de tensão no circuito secundário, pela diminuição de sua extensão, transferindo-se, assim, para os circuitos internos dos consumidores a queda de tensão que fica disponível.

Esta prática já é adotada por algumas empresas para o dimensionamento de suas redes secundárias.

### 1.3.3 Análise Efetuada pelo CODI dos Dados Obtidos Junto às suas Empresas

Para se definirem as faixas de tensão, o Comitê de Distribuição de Energia Elétrica, em primeiro lugar, analisou os critérios utilizados pelas empresas, na época da elaboração do presente trabalho (1976/77). A Tab. 1.3 resume as tensões nominais usadas pelas empresas, em junho de 1976, para o fornecimento trifásico em 230/115 V, 220/127 V, 208/120 V, 216,5/125 V e 380/220 V e monofásico em 230/115 V, 240/120 V, 250/125 V, 254/127 V e 440/220 V.

Com base na Tab. 1.3, verifica-se que é possível distinguir três grupos principais de tensões nominais que as empresas pertencentes ao CODI utilizavam.

a) No grupo 1 das faixas de tensão, estavam os sistemas elétricos de CBEE, CEMAT, CESP, COPEL e CPFL e parte dos sistemas elétricos da CEEE, da CEMIG e da LIGHT, na região de São Paulo, com uma capacidade total instalada em transformadores de distribuição de 3 744 MVA.

Tais sistemas, principalmente com a tensão nominal de 220/127 V para a rede secundária trifásica, possuíam uma potência instalada em transformadores trifásicos de distribuição de 3 712 MVA. Na tensão de 254/127 V, existiam 27 MVA em transformadores de distribuição monofásicos.

Tabela 1.3 Resumo dos Níveis de Tensões Secundárias Usados pelas Empresas do CODI (Junho/1976)

| *Empresas* | *Tensões Nominais (V)* | *Capacidade Total (MVA)* |
|---|---|---|
| CEMIG | 220/127<br>240/120 | 1031<br>139 |
| COPEL | 220/127<br>254/127<br>TOTAL | <br><br>665 |
| CEMAT | 220/127 | 89 |
| CBEE | 220/127<br>254/127 | 193<br>21 |
| CESP | 220/127 | 453 |
| LIGHT (REGIÃO SÃO PAULO) | 230/115<br>220/127<br>208/120*<br>380/220** | 3700<br>122<br>562<br>38 |
| CPFL | 220/127<br>254/127<br>380/220 | 815<br>4<br>10 |
| ESCELSA | 220/127<br>380/220<br>254/127<br>TOTAL | <br><br><br>135 |
| CELESC | 380/220<br>440/220 | 278<br>14 |

| | | |
|---|---|---|
| LIGHT (REGIÃO RIO) | 216,5/125<br>250/125<br>220/127 | 2282<br>8<br>210 |
| CELG | 380/220<br>440/220 | 340<br>22 |
| CEEE | 380/220<br>220/127<br>440/220<br>254/127<br>230/115 | 478<br>344<br>1<br>8<br>21 |

* SISTEMA SUBTERRÂNEO

** USADO PARA SUPRIMENTO EM BT PARA CONSUMIDORES COMERCIAIS COM DEMANDAS SUPERIORES A 2250 KVA

b) No grupo 2 das faixas de tensão, estavam os sistemas elétricos da LIGHT, na região do Rio de Janeiro, que possuíam uma potência instalada em transformadores de distribuição de 2 500 MVA, adotando a tensão nominal de 216,5/125 V, na maioria dos casos (2 282 MVA). As tensões 250/125 V e 220/127 V representavam 8 MVA e 210 MVA, respectivamente.

c) No grupo 3 das faixas de tensão, estavam parte dos sistemas elétricos da CEEE e da LIGHT, na região de São Paulo, que possuíam potência instalada em transformadores de distribuição de 4 422 MVA.

Os sistemas da LIGHT, na região de São Paulo, apresentavam os seguintes dados:

– *sistema de distribuição subterrânea*: 208 Y/120 V (potência instalada 562 MVA em transformadores trifásicos de distribuição);

– *sistema de distribuição – Capital*: 230/115 V (potência instalada 3 100 MVA em transformadores monofásicos de distribuição).

Este grupo compreendia também 139 MVA em transformadores de distribuição monofásicos, utilizados pela CEMIG, e 21 MVA em transformadores de distribuição monofásicos, utilizados pela CEEE na tensão de 230/115 V.

d) No que se refere às tensões de 230/115 V, o exame da Tab. 1.3 revela que, de um total de 11 983 MVA instalados em transformadores de distribuição, 4 000 MVA correspondiam a transformadores monofásicos, sendo que a LIGHT, na região de São Paulo, possuía 3 700 MVA e a CEMIG 139 MVA.

e) A Tab. 1.4 mostra que algumas empresas do CODI utilizam, à semelhança do que fazem as empresas pertencentes ao Comitê Coordenador de Operação do Nordeste – CCON –, sistemas de distribuição secundário nas tensões de 380/220 V trifásico e 440/220 V monofásico.

Tabela 1.4 Capacidade Instalada em Transformadores Trifásicos – Sistemas 380/220 V e 440/220 V (Junho/1976)

| EMPRESA | CAPACIDADE INSTALADA (MVA) |
|---|---|
| CEEE | 478 |
| CELESC | 278 |
| CELG | 350 |
| CPFL | 10 |
| ESCELSA | — |
| LIGHT * | 38 |
| TOTAL | 1144 |

* NA REGIÃO DE SÃO PAULO

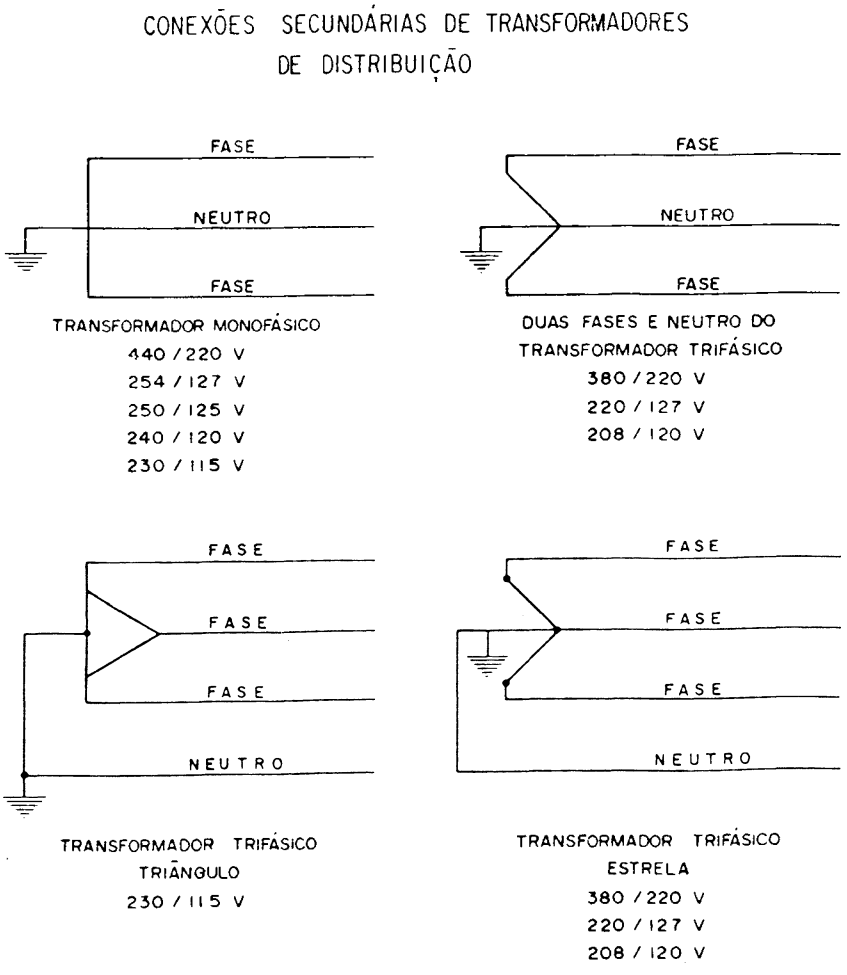



Fig. 1.1

f) Parte das empresas que adotam o sistema de distribuição primário com transformadores trifásicos fazem o atendimento de áreas rurais e zonas periféricas das cidades, através de ramais monofásicos.

A Fig. 1.1 indica as principais conexões secundárias de transformadores de distribuição, trifásicos e monofásicos, bem como as principais tensões utilizadas pelas concessionárias do CODI.

### 1.3.4 Faixas de Tensão Secundária Fixadas pelo CODI

Os valores máximos e mínimos de tensão secundária dos diferentes sistemas, tanto os favoráveis como os toleráveis, definidos pelo CODI, são mostrados nos itens seguintes.

#### 1.3.4.1 Faixas de tensão para sistemas de distribuição trifásicos em 220/127 V

Tendo em vista as considerações do item anterior, as tensões 208/120 V, 220/127 V, 216,5/125 V foram englobadas na tensão nominal de 220/127 V para efeito de fixação das faixas favorável e tolerável, conforme se indica na Tab. 1.5.

Tabela 1.5 Faixa de Tensão Secundária em 220/127 V

| TENSÃO NOMINAL (V) | TENSÃO SECUNDÁRIA – (V) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | FAIXA FAVORÁVEL | | FAIXA TOLERÁVEL | |
| | MÁXIMA | MÍNIMA | MÁXIMA | MÍNIMA |
| 220/127 | 229/132 | 203/117 | 233/135 | 190/110 |

O argumento mais ponderável em favor da adoção destas faixas é que elas representam a prática, já em vigor na maioria das empresas de energia elétrica, onde os resultados obtidos são considerados satisfatórios.

Da análise da Fig. 1.2, pode-se verificar que:

a) a adoção de uma faixa abrangendo tensões mais baixas implicaria o comprometimento da operação dos motores trifásicos em 220 V;

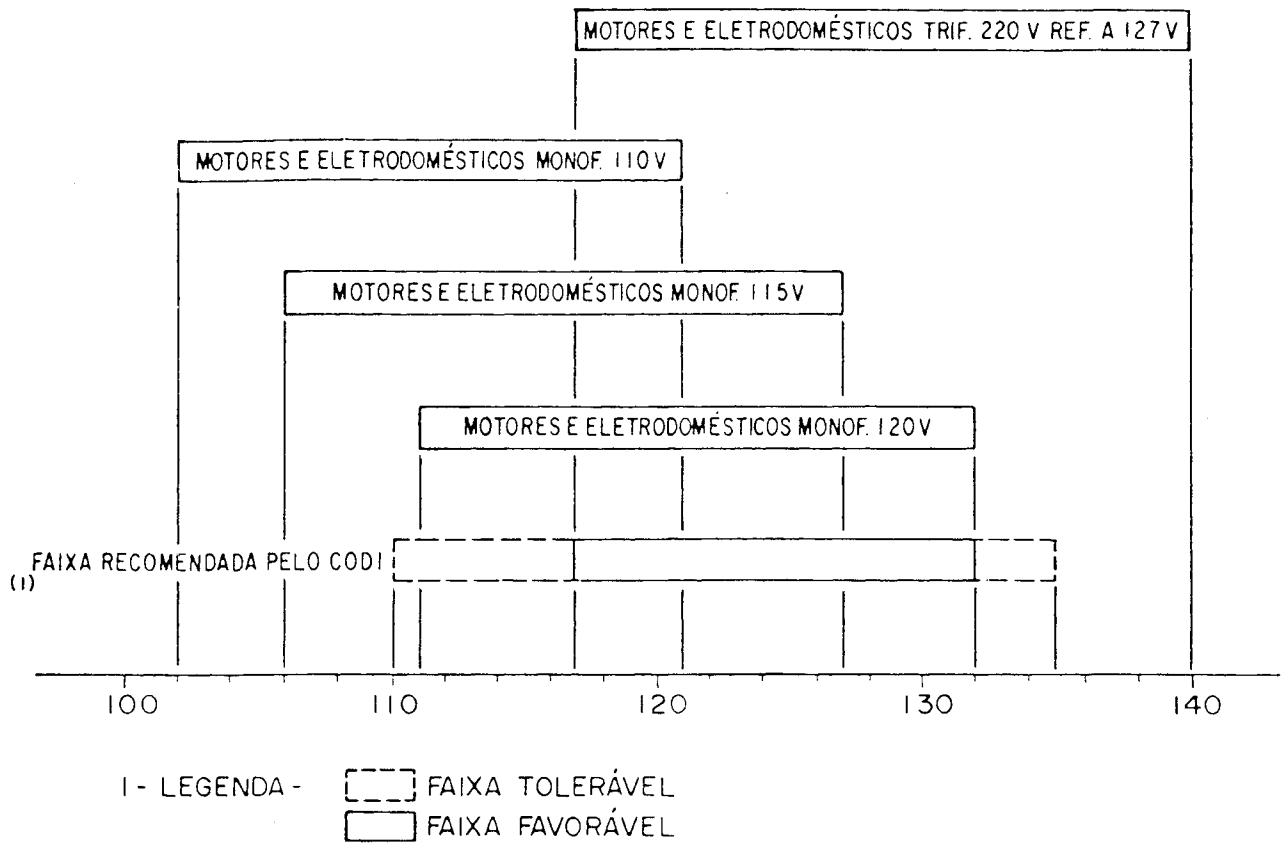



**Fig. 1.2**

b) a adoção de uma faixa abrangendo tensões mais altas, como ficou constatado, prejudicaria os eletrodomésticos e aparelhos monofásicos, com tensão nominal de 110 V, 115 V e 120 V;

c) a faixa favorável recomendada, em relação a 127 V, equivale a 104% e 92%. Uma hipótese que poderia ser aventada seria a redução da largura da faixa, com eliminação das tensões mais baixas.

Todavia, examinando a Fig. 1.2, verifica-se que, ao se reduzir a largura da faixa, também se reduziria a zona de coincidência entre as faixas dos eletrodomésticos e as faixas recomendadas.

Qualquer redução na largura da faixa representaria investimentos adicionais por parte das concessionárias, instalando maior número de subestações e reguladores de tensão e utilizando redes primárias e secundárias mais curtas e condutores de bitolas maiores.

Para sistemas de distribuição trifásicos em 380/220 V, os limites das faixas de tensão são os do sistema 220/127 V, multiplicados por $\sqrt{3}$, conforme mostra a Tab. 1.6, a seguir.

Tabela 1.6 Faixa de Tensão Secundária em 380/220 V

| TENSÃO NOMINAL (V) | TENSÃO SECUNDÁRIA – (V) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | FAIXA FAVORÁVEL | | FAIXA TOLERÁVEL | |
| | MÁXIMA | MÍNIMA | MÁXIMA | MÍNIMA |
| 380/220 | 396/229 | 351/203 | 403/233 | 330/191 |

### 1.3.4.2 Faixas de tensão para sistemas de distribuição monofásicos em 230/115 V

A fixação das faixas para a tensão de 230/115 V foi feita pela análise dos valores máximos e mínimos admitidos pelos motores e eletrodomésticos, conforme mostra a Fig. 1.3.

Assim, chegou-se aos valores apresentados na Tab. 1.7.

Tabela 1.7 Faixa de Tensão Secundária em 230/115 V

| TENSÃO NOMINAL (V) | TENSÃO SECUNDÁRIA – (V) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | FAIXA FAVORÁVEL | | FAIXA TOLERÁVEL | |
| | MÁXIMA | MÍNIMA | MÁXIMA | MÍNIMA |
| 230/115 | 242/121 | 214/107 | 254/127 | 208/104 |

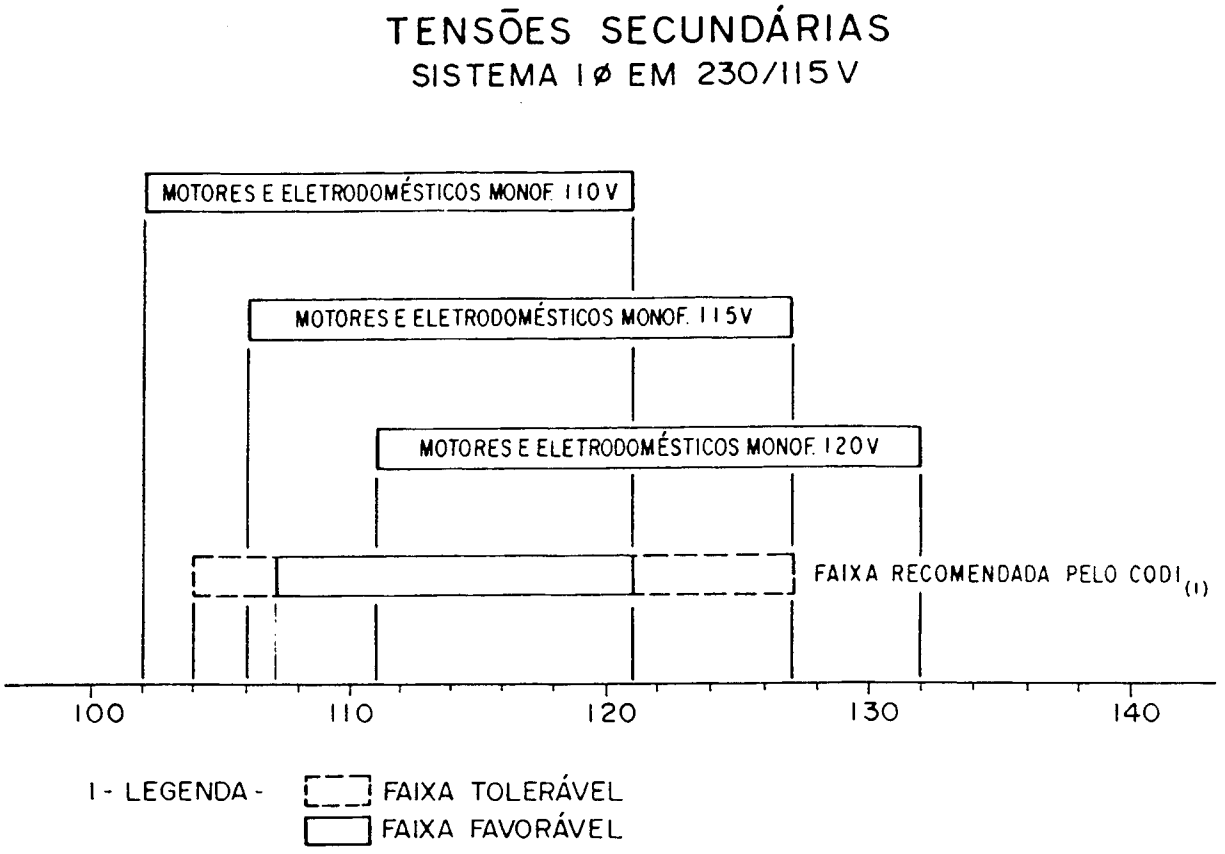



Fig. 1.3

### 1.3.4.3 Faixas de tensão para sistemas de distribuição monofásicos, em áreas com utilização simultânea – transformadores trifásicos e monofásicos

A possibilidade de coexistência de transformadores trifásicos e monofásicos, em áreas periféricas e em zonas rurais adjacentes a cidades alimentadas por sistema trifásico 220/127 V, foi o fator que justificou a adoção de faixas de tensão, conforme a Tab. 1.8.

Tabela 1.8 Faixa de Tensão Secundária em 230/115 V

| TENSÃO NOMINAL (V) | TENSÃO SECUNDÁRIA – (V) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | FAIXA FAVORÁVEL | | FAIXA TOLERÁVEL | |
| | MÁXIMA | MÍNIMA | MÁXIMA | MÍNIMA |
| 230/115 | 250/125 | 218/109 | 254/127 | 208/104 |

Na fixação destes valores, procurou-se principalmente o atendimento de equipamentos e eletrodomésticos de tensão nominal de 120 V (fase-neutro) e 220 V (fase-fase), conforme é mostrado na Fig. 1.4.

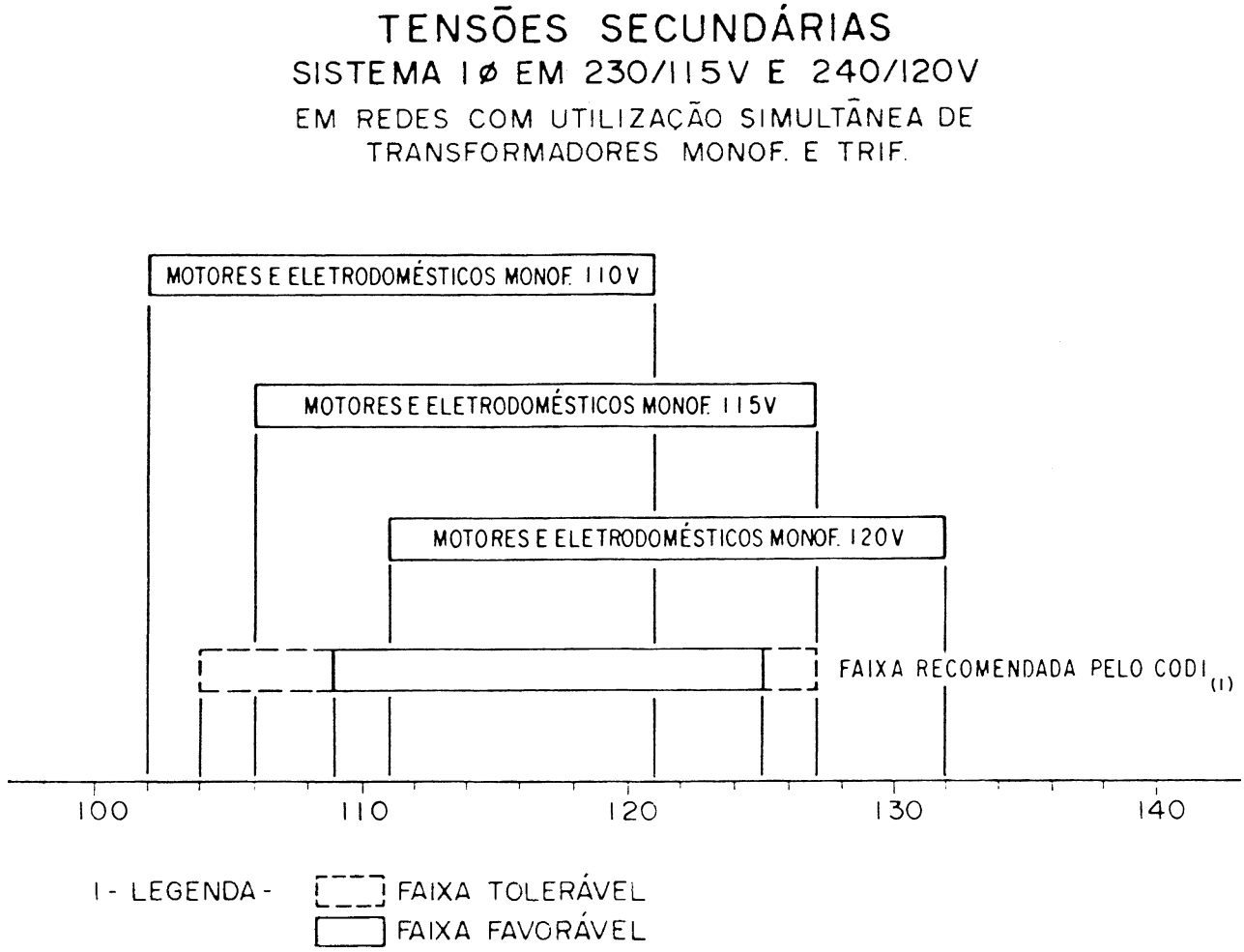



Fig. 1.4

### 1.3.4.4 Faixas de tensão para fornecimentos monofásicos em 440/220 V

Os limites estabelecidos para as faixas de tensão fase-neutro equivalem aos valores correspondentes, já fixados para a tensão trifásica 380/220 V, conforme a Tab. 1.9.

### 1.3.4.5 Faixas de tensão para fornecimento monofásico fase-neutro em sistemas trifásicos em 220/127 V e monofásicos 254/127 V

Os limites estabelecidos para as faixas de tensão monofásicas fase-neutro são os constantes na Tab. 1.10.

Estes valores aplicam-se exclusivamente aos pontos da rede secundária onde as ligações forem fase-neutro. Foram estabelecidos, no caso de zona favorável, procurando-se atender aos equipamentos e eletrodomésticos com tensão nominal de 120 V; já a zona tolerável corresponde aos valores fixados para a tensão 220/127 V.

Tabela 1.9 Faixa de Tensão Secundária em 440/220 V

| TENSÃO NOMINAL (V) | TENSÃO SECUNDÁRIA – (V) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | FAIXA FAVORÁVEL | | FAIXA TOLERÁVEL | |
| | MÁXIMA | MÍNIMA | MÁXIMA | MÍNIMA |
| 440/220 | 458/229 | 406/203 | 466/233 | 382/191 |

Tabela 1.10 Faixa de Tensão Secundária em 220/127 V e 254/127 V

| TENSÃO NOMINAL (V) | TENSÃO SECUNDÁRIA – (V) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | FAIXA FAVORÁVEL | | FAIXA TOLERÁVEL | |
| | MÁXIMA | MÍNIMA | MÁXIMA | MÍNIMA |
| 220/127 | /132 | /111 | /135 | /110 |
| 254/127 | /132 | /111 | /135 | /110 |

### 1.3.4.6 Resumo geral para fornecimento em baixa tensão

A Tab. 1.11 resume as faixas de tensão de utilização, de serviço e secundária a serem observadas nos vários sistemas de distribuição de energia elétrica, tanto para as condições favoráveis quanto toleráveis do nível de tensão.

Tabela 1.11 Faixas de Tensões Recomendadas Para os Níveis de Tensão 220/127 V, 380/220 V, 230/115 V, 440/220 V e 240/120 V

| FAIXAS DE TENSÕES RECOMENDADAS (VOLTS) | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TENSÃO NOMINAL | | FAVORÁVEL | | | | TOLERÁVEL | | | |
| | | VALORES MÍNIMOS | | | V. MÁX. | VALORES MÍNIMOS | | | V. MÁX. |
| | | UTILIZAÇÃO | SERVIÇO | SECUNDÁRIA | UTILIZAÇÃO SERVIÇO SECUNDÁRIA | UTILIZAÇÃO | SERVIÇO | SECUNDÁRIA | UTILIZAÇÃO SERVIÇO SECUNDÁRIA |
| 4 FIOS | TRIFÁSICOS | | | | | | | | |
| | 220 Y/127 | 197/114 | 201/116 | 203/117 | 229/132 | 185/107 | 189/109 | 190/110 | 233/135 |
| | 220Y/127 (1) | /108 | /110 | /111 | /132 | /107 | /109 | /110 | /135 |
| | 380 Y/220 | 341/197 | 348/201 | 351/203 | 396/229 | 322/186 | 327/189 | 330/191 | 403/233 |
| 2 OU 3 FIOS | MONOFÁSICOS | | | | | | | | |
| | 230/115 | 208/104 | 212/106 | 214/107 | 242/121 | 202/101 | 206/103 | 208/104 | 254/127 |
| | 230/115 } (2) | 212/106 | 216/108 | 218/109 | 250/125 | 202/101 | 206/103 | 208/104 | 254/127 |
| | 240/120 } | | | | | | | | |
| | 254/127 | /108 | /110 | /111 | /132 | /107 | /109 | /110 | /135 |
| | 440/220 | 394/197 | 402/201 | 406/203 | 458/229 | 372/186 | 378/189 | 382/191 | 466/233 |

OBSERVAÇÕES:

1 - EXCLUSIVAMENTE NOS PONTOS DA REDE SECUNDÁRIA EM QUE AS LIGAÇÕES FOREM FASE-NEUTRO
2 - EM REDES COM UTILIZAÇÃO SIMULTÂNEA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS E TRIFÁSICOS

### 1.3.5 Fornecimento em Alta Tensão

No caso específico de fornecimento em alta tensão, englobando tensão primária de distribuição e tensão de transmissão, os valores são fixados, em relação à tensão de fornecimento, conforme mostrado a seguir.

| Faixa favorável | Faixa tolerável |
|---|---|
| % | % |
| 105 – 92,5 | 105 – 90 |

# Capítulo 2

# PREVISÃO DE CARGA

## 2.1 INTRODUÇÃO

Uma das tarefas básicas do processo de planejamento é a previsão de carga. Além das técnicas disponíveis, deve-se lançar mão de uma grande dose de experiência e de conhecimento local. Neste capítulo, serão abordadas algumas considerações gerais sobre a evolução histórica da carga e a previsão de crescimento futuro, normalmente para um período de dez a quinze anos.

Para atender as necessidades do planejamento do sistema, torna-se necessário também o conhecimento da distribuição de carga, ano a ano, por áreas elementares, de forma a possibilitar o dimensionamento de alimentadores, subestações etc.

Um mapa da região planejada, contendo a carga por áreas elementares, é chamado mapa de carga.

Para se obter os mapas de carga ano a ano, é necessário determinar também os índices de crescimento por "zonas típicas", que são áreas que apresentam características semelhantes de carga e tendências análogas de crescimento.

Naturalmente que os valores globais de demanda previstos ano a ano devem ser compatíveis com as demandas obtidas pelos mapas de carga.

## 2.2 DETERMINAÇÃO DAS TENDÊNCIAS DE CRESCIMENTO GLOBAL

A previsão do crescimento global da demanda pode ser feita por meio de métodos estatísticos de tratamento dos dados históricos de carga, complementados por análises e pesquisas locais e regionais das tendências de desenvolvimento. Os métodos normalmente utilizados são:

a) *Análise regressiva* – método direto. Determina as cargas futuras pela análise de dados históricos de demanda;

b) *Análise regressiva* – método indireto. Determina as cargas futuras pela análise de dados

históricos do consumo de energia elétrica, sendo as demandas obtidas através da evolução do fator de carga.

Em grandes regiões, pode ainda ser utilizado o *processo de Scheer*, que será apresentado neste capítulo apenas como uma alternativa para a análise de evolução do fator de carga.

Os valores de cargas futuras obtidos devem, ainda, ser analisados em função de outras áreas com características semelhantes e de maior porte.

### 2.2.1 Análise Regressiva – Método Direto

O método direto da análise regressiva consiste na determinação da curva que melhor se ajuste aos dados históricos de demanda, utilizando o processo dos mínimos quadrados.

O período a ser analisado deve ser o maior possível, desde que não traga distorções na tendência atual de desenvolvimento.

A análise deve seguir as seguintes etapas:

a) retirar dos dados históricos a demanda dos grandes consumidores que porventura possam distorcer a tendência global do crescimento;

b) aplicar o processo dos mínimos quadrados; determinar a curva que melhor se ajuste aos dados históricos resultantes;

c) agregar aos valores determinados conforme o item *b*, as demandas futuras dos grandes consumidores, tanto os já existentes (aumento de carga) quanto os novos consumidores previstos para a área.

Como exemplo do ajuste de uma curva aos dados históricos, considerem-se os seguintes dados:

| ANO | 72 | 73 | 74 | 75 | 76 |
|---|---|---|---|---|---|
| kVA | 6 371 | 7 550 | 8 574 | 11 500 | 13 039 |
| ANO | 77 | 78 | 79 | 80 | |
| kVA | 15 600 | 17 630 | 19 913 | 22 765 | |

Com a aplicação do método dos mínimos quadrados, foram analisadas a exponencial e a parábola, sendo determinadas as equações seguintes, onde $r$ representa o coeficiente de correlação:

$Y = 5\,567{,}4\, e^{0{,}1625x}$, sendo $x = 1 = 1\,972$ e $r = 0{,}994$

$y = 13\,105 + 2\,081{,}3x + 83{,}3x^2$, sendo $x = -4 = 1\,972$ e

$r = 0{,}998$.

Escolhendo-se a parábola, a projeção será:

| ANO | 81 | 82 | 83 | 84 | 85 |
|---|---|---|---|---|---|
| MVA | 25,6 | 28,6 | 31,8 | 35,1 | 38,1 |
| ANO | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 |
| MVA | 42,2 | 46,1 | 50,1 | 54,2 | 58,6 |

### 2.2.2 Análise Regressiva – Método Indireto

Pelo método indireto da análise regressiva, a demanda é calculada, para cada ano dentro do horizonte de planejamento, pela fórmula:

$$D = \frac{C_T + P}{8\,760 \times FC}$$

onde:

$D$ = demanda máxima anual kW;

$C_T$ = consumo total da área, obtido pela soma dos consumos de todas as classes de consumidores – kWh;

$P$ = perdas de energia elétrica, em kWh;

8 760 = número de horas do ano;

$FC$ = fator de carga anual.

São apresentadas a seguir as metodologias para a projeção de consumo por classe de consumidores, bem como para a análise da evolução das perdas de energia e do fator de carga, coerentemente com a Portaria 760, do DNAEE, que estabelece metodologia para projeções de mercado.

Os dados históricos podem ser apresentados de acordo com o modelo da Tab. 2.1.

#### 2.2.2.1 Consumidores residenciais

A previsão do consumo da classe de consumidores residenciais reveste-se de grande importância, não só por sua participação no consumo total, como também pelo fato da mesma servir de base para a projeção de outras classes, podendo ser adotados os critérios apresentados a seguir.

a) A determinação do consumo residencial pode ser feita por tratamento estatístico das seguintes variáveis:

- população urbana;
- número de consumidores;
- consumo/consumidor.

O primeiro passo consiste em correlacionar, para um período histórico, valores de população urbana com a série histórica de número de consumidores residenciais. Defini-

Tabela 2.1 Evolução de Dados Energéticos

| ANO | DEMANDA | Nº DE CONSUMIDORES | | CONSUMO (MWh) | | | | | | FATOR DE CARGA | C / CONS. (kWh/CONS.) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | (MVA) | RESIDENCIAL | TOTAL | RESIDENCIAL | COMERCIAL | INDUSTRIAL | RURAL | I. P. | OUTROS | % | RESIDENCIAL | TOTAL |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

da a equação de regressão respectiva, geralmente linear, obtém-se a previsão do número de consumidores residenciais para o período a ser projetado, em função da população urbana estimada anteriormente.

Numa segunda etapa, torna-se necessário o ajustamento da série histórica da relação consumo por consumidor. Desta forma, está implícita na projeção a ligação de novos consumidores de baixa renda, que contribuem para diminuir o ritmo de crescimento desta variável.

Os valores do consumo projetado resultam do produto das projeções do número de consumidores e do consumo por consumidor.

b) Caso os dados de população não sejam disponíveis ou confiáveis, o consumo residencial poderá ser projetado pelo tratamento estatístico das variáveis *número de consumidores* e *consumo por consumidor*. O número de consumidores é obtido a partir do ajustamento da série histórica desta variável em função do tempo, seja através de função linear, parábola, exponencial ou logarítmica, escolhendo-se a curva que apresente a melhor aderência aos dados históricos. O mesmo tratamento é dado à relação consumo por consumidor. Do produto das duas projeções, resultam os valores do consumo residencial.

c) Este critério consiste simplesmente na determinação da função que melhor se ajuste à série histórica do consumo residencial total, a partir da qual se extrapolam os valores para o período a ser projetado.

O consumo residencial pode ainda ser projetado com base na evolução do número de domicílios e da taxa de atendimento, definida como a razão entre o número de consumidores residenciais e o número de domicílios. Esta projeção baseia-se geralmente na tendência histórica, no nível de saturação admissível e nos programas de expansão do sistema de distribuição.

#### 2.2.2.2 Consumidores industriais

Outra classe de grande importância e cuja projeção deve ser cercada de cuidados especiais é a dos consumidores industriais. Em algumas áreas, é a classe de maior participação no consumo total. Seu crescimento normalmente decorre da entrada em operação de novas cargas, que podem provocar uma evolução em *degraus*, dependendo de seu porte em relação ao consumo da classe.

Os consumidores devem ser divididos em dois conjuntos, para fins de projeção. O primeiro, que se pode denominar *consumidores especiais*, é constituído pelas indústrias com uma participação considerável no consumo, em geral atendidas em tensão primária de distribuição. Em princípio, este conjunto deve ser constituído de todos os consumidores cuja demanda seja igual ou superior a 250 kW, 500 kW etc., de acordo com o porte da área em estudo. O segundo conjunto é constituído pelos demais consumidores da classe, ao qual se dá a denominação usual de *industrial tradicional*.

A projeção do consumo industrial é feita de acordo com as etapas seguintes:

a) partindo-se da série histórica do consumo industrial total, segregam-se os consumidores

especiais. Para a parcela restante (consumo industrial tradicional), procede-se a um ajustamento da série histórica, aplicando a função mais adequada e projetando-a, a seguir, para o período desejado;

b) a projeção do consumo dos consumidores especiais é feita a partir de pesquisa direta junto a cada consumidor, para conhecimento de seus planos de ampliação;

c) ao total do consumo obtido pela agregação das duas parcelas definidas anteriormente, torna-se necessário acrescer as novas cargas de porte, a serem ligadas no período coberto pela projeção e, ainda, quando estas informações forem disponíveis, somente para um período muito pequeno (3 a 5 anos), dados estimados do crescimento industrial, para todo o horizonte de planejamento, dados que devem ser pesquisados junto a entidades governamentais ligadas ao desenvolvimento industrial.

Uma alternativa para a projeção do consumo industrial – que é empregada quando se estuda todo o mercado de uma empresa de energia elétrica – consiste na correlação do consumo industrial, com estimativas de evolução da Renda Interna do Setor Secundário. O resultado desta correlação é tomado como balizador da evolução do consumo industrial total.

Os dados relativos aos consumidores especiais – existentes e futuros – podem ser apresentados segundo a Tab. 2.2.

#### 2.2.2.3 Consumidores comerciais

A classe comercial geralmente participa com um percentual significativo no consumo total. Entretanto, é bastante diversificada, abrangendo consumidores de tipos muito diferentes, como comércio, transportes, comunicações e serviços. Para sua projeção, que pode ser feita pelo total da classe, sem necessidade de considerar as subclasses em que se divide, são propostos os critérios discriminados a seguir.

a) O consumo desta classe apresenta, em geral, elevada correlação com o consumo residencial. Desta forma, deve-se verificar a existência da correlação, que pode ser expressa sob forma linear ou logarítmica, determinar a função que melhor a defina e aplicá-la aos valores já projetados do consumo residencial.
Em algumas áreas, notadamente grandes centros urbanos, estâncias hidrominerais e balneários, surgem consumidores de porte, como: grandes escritórios, hotéis, *shopping centers*, supermercados e centrais de abastecimento, que comprometem a correlação normalmente verificada. Nestes casos, deve-se fazer a separação destes consumidores, dando-lhes um tratamento individualizado através de pesquisa direta, incorporando-os depois à projeção do consumo restante, obtida por correlação direta com o consumo residencial.

b) Opcionalmente, a projeção poderá ser feita ajustando-se diretamente uma função à série histórica do consumo comercial. Analogamente ao critério anterior, devem ser segregados os consumidores de porte.

Tabela 2.2 Principais Consumidores

| ANO | CONSUMIDOR RAMO DE ATIVIDADE | QUADRÍCULA | ALIMENTADOR | CAPACIDADE INSTALADA kVA | CONSUMO ANUAL MWh | FATOR DE CARGA % | FATOR DE POTÊNCIA % | DEMANDA kVA | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | MÁXIMA | COINCIDENTE |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

#### 2.2.2.4 Consumidores rurais

O consumo da classe rural pode ser projetado ajustando-se uma função à série histórica e analisando-se os programas de eletrificação das concessionárias e cooperativas de eletrificação rural.

#### 2.2.2.5 Iluminação pública

Analogamente à classe comercial, o consumo em iluminação pública apresenta grande correlação com o residencial, podendo a projeção ser efetuada a partir do ajuste de uma função às séries históricas dos consumos residencial e de iluminação pública. Devem ser levados em conta os planos especiais de iluminação, bem como as modificações resultantes do desenvolvimento tecnológico, como a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas a vapor de mercúrio, vapor de sódio etc.

#### 2.2.2.6 Outros consumidores

O conjunto que abrange os demais consumidores é constituído pelas classes de poderes públicos, serviços públicos e consumo próprio da concessionária.

a) *Poderes Públicos*. São considerados nesta classe os fornecimentos de energia elétrica aos órgãos dos Poderes Executivo, Legislativo e Judiciário dos Governos Federal, Estadual e Municipal, bem como as respectivas autarquias, fundações e outros órgãos do Direito Público. Esta classe também apresenta grande correlação com o consumo residencial e sua projeção é obtida após se definir a relação funcional entre os dois consumos, sob forma linear, exponencial ou logarítmica, aplicando-a aos valores do consumo residencial já projetados. Opcionalmente, a projeção poderá ser definida pelo ajuste de uma função à série histórica do consumo.

b) *Serviços Públicos*. São considerados nesta classe os fornecimentos de energia elétrica aos serviços de utilidade pública, relativos a água, esgoto e saneamento, irrigação e tração elétrica. Em geral, com exceção da subclasse de irrigação, a projeção deve ser baseada na série histórica, acrescida dos programas de implantação de cargas de grande porte. Quanto à subclasse de irrigação, a projeção deve ser feita com base em pesquisa direta junto aos órgãos governamentais.

#### 2.2.2.7 Perdas de energia

A estimativa das perdas de energia elétrica baseia-se na análise histórica da evolução de seu percentual e nos planos de melhorias das redes elétricas, que permitem o conhecimento de perspectivas de sua participação no requisito de energia.

#### 2.2.2.8 Fator de carga anual

A projeção do fator de carga deve basear-se na tendência histórica ou, opcionalmente, numa tendência assintótica, que supõe sua evolução para um valor teórico de 65%, um valor arbitrário fixado com base no *método de Scheer*.

A projeção baseada na tendência histórica consiste na determinação da função que melhor se ajuste aos dados passados. Deve ser lembrado que a aceleração, ou não, do crescimento do fator de carga depende da estrutura prevista para o consumo total, porquanto maior participação do consumo industrial induz a crescentes fatores de carga.

Inicialmente, torna-se necessário construir uma série histórica dos fatores de carga, obtidos pela expressão:

$$FC = \frac{C_T + P}{8\,760 \times D}.$$

Pela tendência assintótica (método de Scheer), os valores estimados do fator de carga serão dados por:

$$FC = 65 - Y\,(65 - Z),$$

onde

$FC$ = fator de carga estimado, em porcentagem;

$Z$ = fator de carga atual, em porcentagem;

$Y$ = valores predeterminados, em função de cada ano, dados a seguir.

| ANO | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $Y$ | 1 | 0,96 | 0,92 | 0,88 | 0,84 | 0,80 | 0,77 | 0,74 | 0,71 | 0,68 |

| ANO | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $Y$ | 0,65 | 0,62 | 0,60 | 0,57 | 0,55 | 0,52 | 0,50 |

Considerando-se a complexidade envolvida na definição das perdas de energia, a estimativa das demandas do sistema elétrico, para o planejamento de núcleos urbanos, pode ser simplificada pela expressão:

$$D = \frac{C_T}{8\,760 \times FC_P}$$

onde $FC_P$ representa o fator de carga que engloba as perdas de energia no sistema elétrico. A estimativa deste fator deve basear-se na sua série histórica, sendo seu crescimento dependente da participação do consumo industrial e da redução das perdas elétricas.

## 2.3 DETERMINAÇÃO DAS TENDÊNCIAS DE CRESCIMENTO POR ZONAS TÍPICAS – MAPAS DE CARGA

Os mapas de carga são representações gráficas da distribuição de carga em uma localidade, ou região, convenientemente subdividida em áreas elementares.

Área elementar de carga é a menor unidade de área a ser considerada na distribuição geográfica de carga. Sua definição depende do tipo de estudo a ser realizado. Por exemplo, para planejamento do sistema de subtransmissão, subestação e rede primária de uma cidade, normalmente considera-se como área elementar as quadrículas de 500 x 800 m que correspondem às plantas-detalhes de redes primárias e secundárias na escala 1:1 000; para planejamento de uma rede subterrânea, as áreas elementares coincidem com as edificações existentes.

Um conjunto de áreas elementares com características semelhantes de carga e tendências análogas de crescimento corresponde a uma zona típica.

A elaboração dos mapas de carga, ano a ano, é essencial ao processo de planejamento, para possibilitar a simulação das condições futuras, tais como: a distribuição de carga entre alimentadores, subestações etc. e, assim, possibilitar a definição do plano de obras.

A determinação de zonas típicas e suas tendências de crescimento é feita de acordo com as seguintes etapas:

a) elaboração do mapa de carga atual;
b) definição das zonas típicas e de seus índices de crescimento, horizontal e vertical;
c) elaboração dos mapas de carga futuros.

### 2.3.1 Mapa de Carga Atual

A metodologia de elaboração do mapa de carga aqui descrita é aplicável ao caso de planejamento do sistema de subtransmissão, subestação e rede primária de uma determinada região.

Neste caso, pode-se adotar a seqüência indicada, excetuando-se as áreas servidas por rede subterrânea, que são tomadas com áreas elementares.

a) Divisão das cargas em dois grupos:
   - cargas concentradas – em geral as atendidas em tensão primária de distribuição, cuja capacidade instalada de transformação é igual ou superior a 112,5, 150, 250 ou 500 kVA, dependendo da densidade de carga da área a ser planejada. Há predominância neste grupo de consumidores industriais;
   - cargas distribuídas – aquelas cuja capacidade de transformação é inferior aos limites estabelecidos anteriormente e cargas atendidas em tensão secundária de distribuição.

b) Determinação da demanda máxima anual de cada alimentador.

c) Determinação da demanda das cargas distribuídas de cada alimentador, subtraindo-se de sua demanda máxima a soma das demandas coincidentes das cargas concentradas servidas.

d) Determinação do fator de demanda das cargas distribuídas de cada alimentador, dividindo-se a demanda das cargas distribuídas pela capacidade instalada em transformadores correspondentes.

e) Determinação da demanda distribuída por quadrícula, ou outra área de carga elementar

qualquer, multiplicando-se a capacidade instalada distribuída na quadrícula, ou área elementar, pelo fator de demanda da carga distribuída do respectivo alimentador. No caso de uma quadrícula servida por mais de um alimentador, a demanda distribuída da quadrícula será a soma das demandas distribuídas na quadrícula, de cada alimentador.

f) Determinação da demanda total por quadrícula, somando-se à sua demanda distribuída as demandas coincidentes das cargas concentradas da quadrícula.

Outro processo que também pode ser usado na elaboração do mapa de carga é a determinação da demanda de cada quadrícula a partir da soma das demandas dos transformadores pertencentes à mesma, dividida pelo respectivo fator de diversidade. Este processo é normalmente empregado quando se dispõe de sistemas computacionais de controle de carga em transformadores.

A Fig. 2.1, apresenta um modelo de mapa de carga, onde, em cada quadrícula, são indicadas as demandas das cargas distribuídas e concentradas.

### 2.3.2 Definição de Áreas Típicas e de suas Tendências de Crescimento

A definição de áreas típicas e a determinação das tendências de crescimento correspondentes pode ser efetuada levando-se em consideração os seguintes pontos:

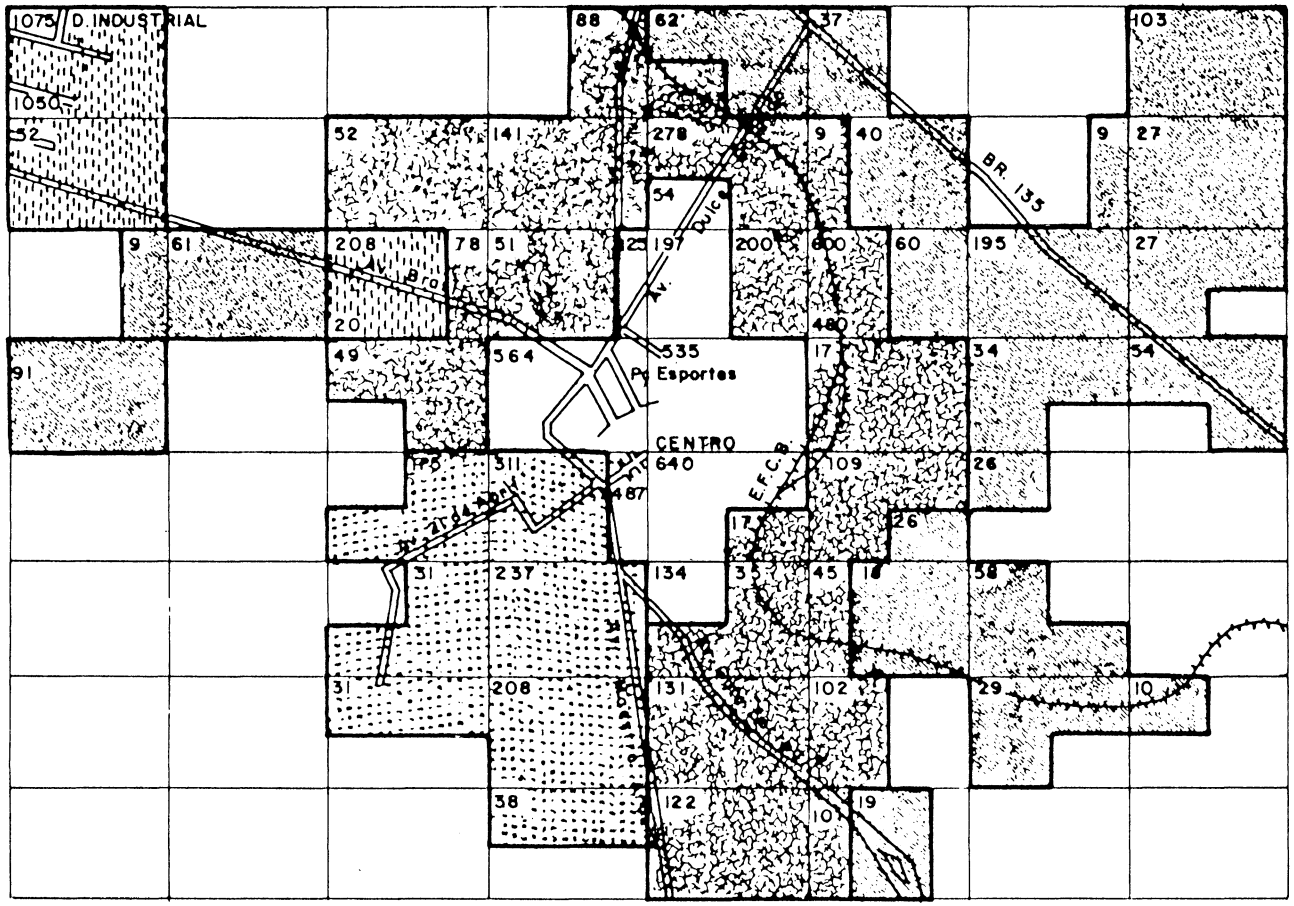
a) determinação da área eletricamente servida da localidade, no respectivo mapa-chave. Na delimitação da área eletricamente servida, uma quadrícula pode ser subdividida em até a quarta parte, desde que não possua atendimento elétrico em sua totalidade. Para simplificação, o atendimento elétrico pode ser caracterizado pela existência de transformadores dentro de uma determinada área ou consumidores do primário;

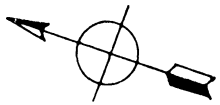
b) determinação das áreas que apresentam condições homogêneas quanto à densidade e às características de carga, tipo e padrão de edificações e tendências de crescimento. Em localidades que possuem um plano diretor que disciplina o uso do solo, esse deve ser tomado como base à definição das áreas típicas;

c) determinação das tendências de crescimento de cada área típica, a partir de mapas de cargas anteriores (caso existam), tendências de ocupação e uso do solo, e análise regressiva de dados históricos de consumo, por área típica, geralmente disponíveis a partir de relatórios de computador, por rotas de leitura de medidores. Uma vez definidas as tendências de crescimento, devem ser determinados, por zona típica, os índices a serem aplicados à demanda distribuída de cada quadrícula.
Analogamente à definição da tendência global de crescimento, os dados referentes às cargas concentradas devem ser segregados e tratados separadamente;

d) determinação, a partir dos índices de crescimento obtidos em áreas típicas periféricas, das parcelas correspondentes ao crescimento vertical e ao crescimento horizontal.
O crescimento vertical será aqui definido como o crescimento de carga dentro de uma quadrícula ou área elementar eletricamente servida, e o crescimento horizontal, como a ocupação elétrica de novas áreas. Os índices de crescimento horizontal são definidos

# MAPA DE CARGA ATUAL - 1976



| CONVENÇÃO DAS ZONAS TÍPICAS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ZONAS | IDENT. | ÍNDICE DE CRESCIMENTO % | | |
| | | HORIZ. | VERT. | TOTAL |
| Z-1 | | - | - | 7,0 |
| Z-2 | | 3,5 | 9,0 | 12,5 |
| Z-3 | | 1,5 | 8,5 | 10,0 |
| Z-4 | | 4,0 | 10,0 | 14,0 |
| Z-5 | | 8,0 | 10,0 | 18,0 |

CONVENÇÃO DE DEMANDA POR QUADRÍCULA

DEMANDA TOTAL : CANTO SUPERIOR ESQUERDO

DEMANDA DAS CARGAS CONCENTRADAS : CANTO INFERIOR ESQUERDO

Fig. 2.1

basicamente a partir da análise regressiva de dados históricos relativos às extensões de rede, novos loteamentos, zoneamento urbano etc.;

e) previsão das cargas concentradas, por meio de pesquisa direta, como mostrado na determinação da tendência global de crescimento.

### 2.3.3 Elaboração dos Mapas de Carga Futuros

Os mapas de carga elaborados para o futuro são obtidos a partir do mapa de carga atual, aplicando-se os índices de crescimento por zona típica às cargas distribuídas. A demanda das cargas concentradas de cada quadrícula é a soma das respectivas demandas coincidentes, obtidas pela pesquisa direta.

Em geral, estes mapas são elaborados ano a ano, do primeiro ao quinto ano e para os décimo e décimo quinto anos. Pode-se adotar a seguinte seqüência:

a) aplicação do índice de crescimento vertical, por área típica, a cada uma de suas quadrículas;

b) aplicação dos índices de crescimento horizontais, como um todo, às respectivas áreas típicas periféricas; a carga adicional resultante representará a expansão do sistema elétrico a novas quadrículas. A determinação da grandeza da nova área a ser ocupada é feita por tentativas, como, por exemplo, considerar que a densidade de carga da nova área será uma porcentagem da densidade da zona típica e assim determinar a área de expansão;

c) além da expansão das áreas periféricas, outras zonas típicas poderão sofrer alterações (por exemplo, uma área comercial poderá sofrer expansão). Para efeito de simplificação, que não trará maiores distorções nos resultados, as expansões de uma área típica sobre outra, ou seja, mudança de tendência ou ocupação do solo, somente serão assinaladas nos quinto, décimo e décimo quinto anos. Neste caso, o índice de crescimento vertical aplicado em uma quadrícula passará a ser o da zona típica à qual passou a pertencer;

d) a soma das demandas das quadrículas será a demanda não-diversificada da localidade em estudo.

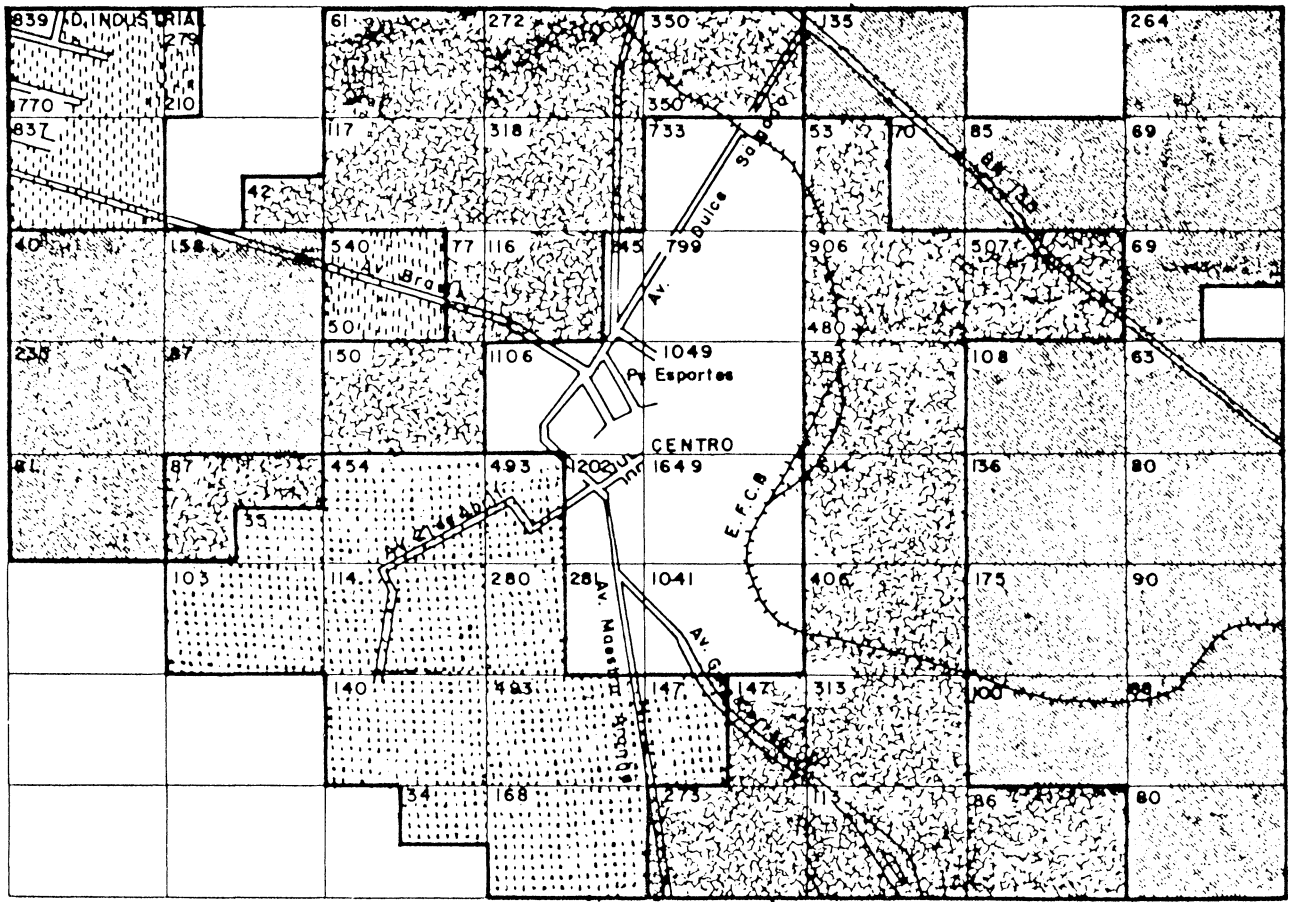
As Figs. 2.1 e 2.2 mostram exemplos de um mapa de carga atual extrapolado para o décimo ano, onde podem ser vistos o crescimento da carga e as áreas atendidas.

### 2.3.4 Análise da Evolução de Dados Energéticos

A finalidade da análise da evolução de dados é compatibilizar a previsão da demanda global (demanda diversificada) com a soma das demandas por zona típica (demanda não-diversificada). A relação da segunda pela primeira é o fator de diversidade que, para o caso de cargas de natureza residencial e comercial, deve variar de 1,0 a 1,2.

Para cada ano do estudo (já levadas em conta também as cargas concentradas), comparam-se alguns resultados obtidos com certos parâmetros preestabelecidos, tais como:

# MAPA DE CARGA DO 10º ANO - 1986




| CONVENÇÃO DAS ZONAS TÍPICAS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ZONAS | IDENT. | ÍNDICE DE CRESCIMENTO % | | |
| | | HORIZ. | VERT. | TOTAL |
| Z-1 | | - | - | 7,0 |
| Z-2 | | 3,5 | 9,0 | 12,5 |
| Z-3 | | 1,5 | 8,5 | 10,0 |
| Z-4 | | 4,0 | 10,0 | 14,0 |
| Z-5 | | 5,0 | 10,0 | 15,0 |

CONVENÇÃO DE DEMANDA POR QUADRÍCULA

DEMANDA TOTAL : CANTO SUPERIOR ESQUERDO

DEMANDA DAS CARGAS CONCENTRADAS : CANTO INFERIOR ESQUERDO

Fig. 2.2

– densidade média de carga da área como um todo;
– densidade de zonas típicas;
– tendências globais de crescimento consideradas;
– área total servida eletricamente.

Outras localidades de mesmas características e maior porte poderão servir para confronto com os resultados.

Dependendo dos resultados obtidos, deverão ser reconsiderados os índices de crescimento globais e/ou por zonas típicas, para que os resultados sejam harmonizados.

Após definidas as tendências de crescimento adotadas, a evolução dos dados energéticos pode ser apresentada de acordo com a Tab. 2.1.

# Capítulo 3

# ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE E SIMULAÇÃO DAS DEFICIÊNCIAS PREVISTAS

## 3.1 INTRODUÇÃO

O propósito desta etapa do planejamento é diagnosticar as condições de operação do sistema elétrico existente no atendimento às cargas atuais e previstas para os anos seguintes.

A análise baseia-se fundamentalmente na verificação do carregamento e dos níveis de qualidade de serviço (tensão e continuidade) observados no sistema atual, em confronto com as metas de qualidade de serviço previamente definidas pela empresa. Conforme já mencionado, analisa-se também o comportamento do sistema atual para atendimento às cargas futuras, para verificação dos pontos que mais necessitam de reforço.

## 3.2 ANÁLISE DO SISTEMA ELÉTRICO EXISTENTE

Os Sistemas de Transmissão e Distribuição são abordados separadamente, conforme descrição a seguir.

### 3.2.1 Sistema de Transmissão

Na análise do Sistema de Transmissão, devem ser verificados os aspectos abordados nos itens seguintes.

#### 3.2.1.1 Níveis de continuidade

Análise dos índices operativos registrados, relativos a interrupções de serviço, provocados pelo sistema de produção/transmissão, em confronto com as metas definidas, e estudo das contingências operativas, no caso de perda de linha de transmissão, perda de subestação ou qualquer de seus componentes, considerando-se todos os recursos de

restabelecimento disponíveis, inclusive a possível transferência de carga para subestações vizinhas, caso estas existam.

Os índices de interrupções do sistema de transmissão podem ser dispostos na forma mostrada na Tab. 3.1.

Tabela 3.1 Índices de Continuidade de Serviço

| SISTEMA | | | | CAUSAS (1) | FREQÜÊNCIA | | | DURAÇÃO | | | DEFEITOS/km / ANO | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | SIMPLES (interrupções) | FEC (2) | % | SIMPLES (h:min.) | DEC (2) | % | MOMENTÂNEAS | SUSTENTADAS | TOTAL |
| PRODUÇÃO/TRANSMISSÃO | | | | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | | T | | | | | | | | | |
| DISTRIBUIÇÃO | REDE SUBTERRÂNEA | | | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | REDE AÉREA | REDE PRIMÁRIA | ALIMENTADOR 01 | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | ALIMENTADOR 02 | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | ALIMENTADOR 03 | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | ⋮ | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | ⋮ | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | ⋮ | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | ⋮ | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | ⋮ | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | ALIMENTADOR n | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | SUBTOTAL | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | | T | | | | | | | | | |
| | | | REDE SECUNDÁRIA | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | | T | | | | | | | | | |
| | | SUBTOTAL | | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | | T | | | | | | | | | |
| TOTAL DO SISTEMA | | | | P | | | | | | | | | |
| | | | | NP | | | | | | | | | |
| | | | | T | | | | | | | | | |

OBSERVAÇÕES: (1) P - INTERRUPÇÃO PROGRAMADA

NP - INTERRUPÇÃO NÃO-PROGRAMADA

T - INTERRUPÇÃO TOTAL

(2) FEC: FREQÜÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR (INTERRUPÇÃO/CONSUMIDOR/ANO)

DEC: DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR CONSUMIDOR (HORA / CONSUMIDOR / ANO)

#### 3.2.1.2 Níveis de tensão

Análise das faixas de tensão de operação verificadas nos barramentos das subestações que alimentam circuitos de distribuição, verificando-se sua compatibilidade, ou não, com os valores necessários para a operação do sistema de distribuição, para as condições de carga máxima e mínima.

A verificação dos níveis de tensão nas barras de distribuição das subestações deve ser feita preferivelmente por medição direta, podendo-se, entretanto, obter os valores por meio de programas de fluxo de carga.

Devem ser avaliadas também as faixas de tensão resultantes de situações de contingência tais que, embora podendo não causar interrupção de energia, submetem o sistema às condições anormais de operação, quanto aos níveis de tensão.

#### 3.2.1.3 Carregamento

Análise do carregamento de linhas de transmissão, transformadores e reguladores de tensão instalados nas subestações, lembrando-se que devem ser tratadas as condições normais de operação separadamente das condições de emergência.

#### 3.2.1.4 Equipamentos de proteção

Análise dos equipamentos de proteção dos alimentadores de distribuição instalados nas subestações e levantamento dos seus ajustes, para posterior julgamento frente às necessidades do sistema de distribuição quanto à coordenação e à seletividade.

Estas análises são acompanhadas de um diagrama unifilar do sistema de transmissão de suprimento à área em questão, juntamente com diagramas unifilares simplificados de operação das subestações, contendo, estes últimos, dados gerais dos equipamentos lá instalados, como: transformadores, equipamentos de regulação de tensão, equipamentos de proteção etc., conforme se exemplifica na Tab. 3.2 e na Fig. 3.1.

### 3.2.2 Sistema de Distribuição

A análise do sistema de distribuição também deve ser feita para condições normais de operação e situações de contingência, utilizando-se os critérios de planejamento estabelecidos pela empresa e tendo-se, como objetivo, o atendimento segundo as metas desejadas de qualidade de serviço.

#### 3.2.2.1 Dados gerais

Os dados gerais do sistema de distribuição são as informações sobre os principais dados físicos da rede, conforme exemplificação na Tab. 3.3.

## Tabela 3.2 Dados Gerais da Subestação

| NÚMERO | TRANSFORMADORES | | | | CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO DE 13,8 kV (A) | | REGULADORES DE TENSÃO DE 13,8 kV | | | | | | | BANCO DE CAPACITORES | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | CAPACIDADE | TENSÃO (kV) | | | | | AJUSTES | | | | | | | FIXOS | AUTOMÁTICOS | |
| | (MVA) | PRIMÁRIA | SECUNDÁRIA | TERCIÁRIA | FASE-TERRA | TRIFÁSICA | POTÊNCIA (kVA) | NÍVEL DE TENSÃO (kV) | FAIXA DE REGULAÇÃO | LARGURA DE FAIXA (V) | RETARDO DE TEMPO (S) | LDC R | LDC X | (kVAr) | (kVAr) | TEMPO DE COMANDO |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |

PROTEÇÃO DOS ALIMENTADORES DE 13,8 kV COM DISJUNTORES

| ALIMENTADOR | CAPACIDADE DE INTERRUPÇÃO (MVA) | TIPO DE PROTEÇÃO | TC (RELAÇÃO) | RELÊS DE SOBRECORRENTE | | | | | | RELÊS DE RELIGAMENTO | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | FABRICANTE | TIPO | MODELO | TAP | DIAL | UNIDADE INST. | FABRICANTE | TIPO | MODELO | Nº DE OPERAÇÃO | TEMPO DE RELIGAMENTO |
| | | FASE | | | | | | | | | | | | |
| | | TERRA | | | | | | | | | | | | |
| | | FASE | | | | | | | | | | | | |
| | | TERRA | | | | | | | | | | | | |

PROTEÇÃO DOS ALIMENTADORES DE 13,8 kV COM RELIGADORES

| ALIMENTADOR | CAPACIDADE DE INTERRUPÇÃO (MVA) | FABRICANTE | PROTEÇÃO DE FASE | | | PROTEÇÃO DE TERRA | | | | | | | | | | | | | TC DO RELIGADOR | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | BOBINA SÉRIE (A) | RESISTOR PARA (A) | SEQÜÊNCIA DE OPERAÇÃO | BOBINA TERRA (A) | LIGAÇÃO | SEQÜÊNCIA DE OPERAÇÃO | BOBINA EM DERIVAÇÃO | | | | | | | | PROTEÇÃO ELETRÔNICA RESIDUAL | | TIPO | RELAÇÃO |
| | | | | | | | | | RELÊ DE TERRA | | | | | CONJUNTO PLUG-IN | | | | | | |
| | | | | | | | | | TIPO | MODELO | TAP | DIAL | UNID. INST. | I.min. | I.máx | TEMPOR. | CORRENTE DE AJUSTE (A) | SEQÜÊNCIA DE OPERAÇÃO | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

# DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTAÇÃO

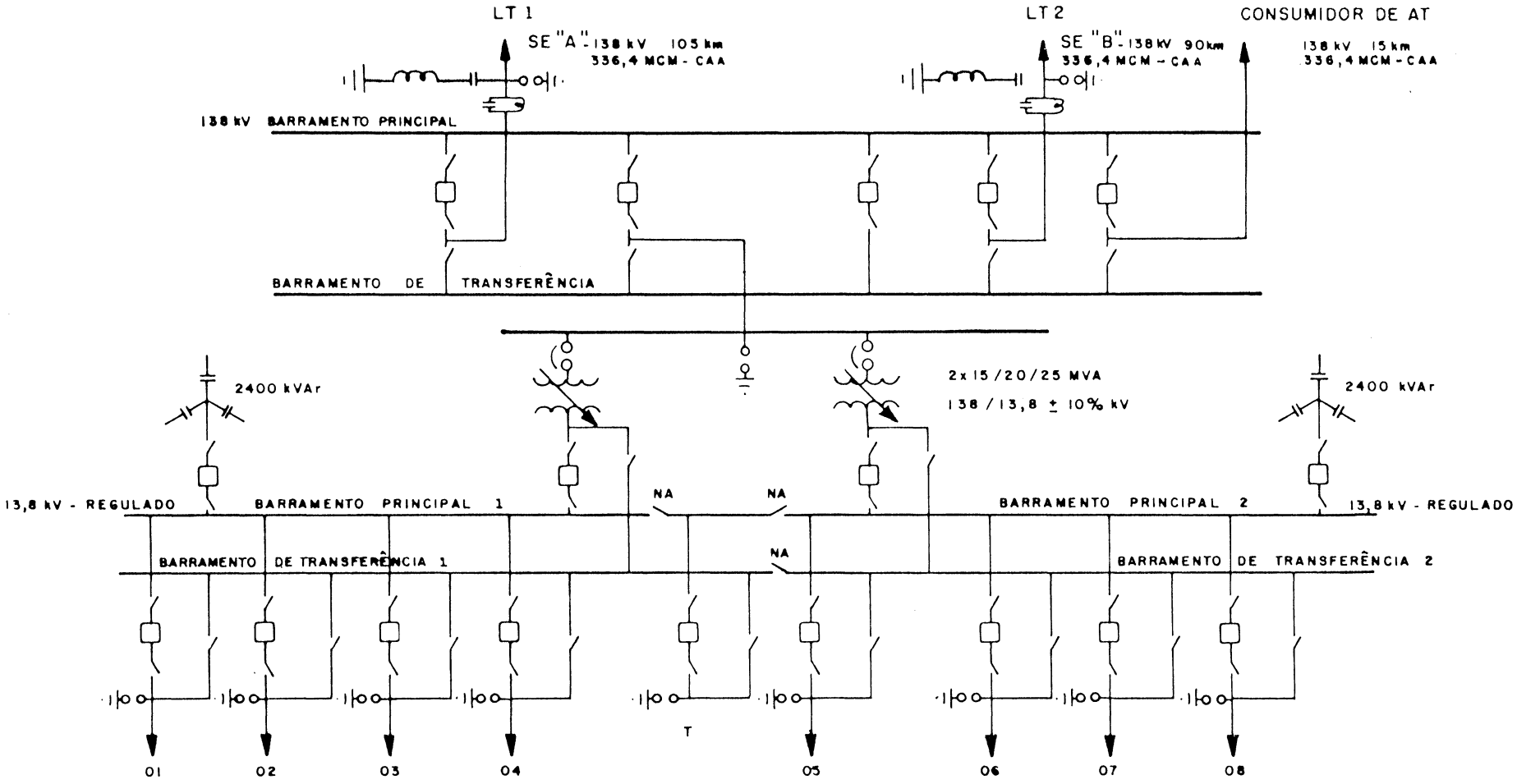



Fig. 3.1

Tabela 3.3 Dados Físicos da Rede

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| TRANSFORMADORES | REDE DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA | EMPRESA | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| | | PARTICULAR | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| | | TOTAL | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| | REDE DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA | EMPRESA | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| | | PARTICULAR | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| | | TOTAL | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| | TOTAL | EMPRESA | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| | | PARTICULAR | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| | | TOTAL | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kVA) | |
| EXTENSÃO DE REDE (km) | REDE DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA | PRIMÁRIO | | |
| | | SECUNDÁRIO | | |
| | | PROJEÇÃO | | |
| | REDE DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA | PRIMÁRIO | | |
| | | SECUNDÁRIO | | |
| | | PROJEÇÃO | | |
| | TOTAL | PRIMÁRIO | | |
| | | SECUNDÁRIO | | |
| | | PROJEÇÃO | | |
| POSTES | CONCRETO | | | |
| | MADEIRA | | | |
| | AÇO | | | |
| | OUTROS | | | |
| | TOTAL | | | |
| ILUMINAÇÃO PÚBLICA | INCANDESCENTE | | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kW) | |
| | VAPOR DE MERCÚRIO | | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kW) | |
| | OUTRAS | | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kW) | |
| | TOTAL | | QUANTIDADE | |
| | | | POTÊNCIA (kW) | |

### 3.2.2.2 Rede primária aérea

Na análise da rede primária, devem ser observados os tópicos discriminados a seguir.

a) ESTADO FÍSICO. Deverão ser levantadas as condições de segurança, padronização, conservação, estética etc.

b) NÍVEIS DE CONTINUIDADE. Esta análise deve ser conduzida a partir dos índices de continuidade de serviço (DEC e FEC) verificados, em confronto com as metas de qualidade de serviço previamente estabelecidas para o mercado consumidor que se tem na área em estudo. Deverão ser mencionadas também as reclamações mais freqüentes dos consumidores.
Os índices de continuidade de serviço da rede primária podem ser apresentados na forma mostrada na Tab. 3.1.

c) NÍVEIS DE TENSÃO. Análise dos níveis de tensão, nos troncos de alimentadores e extremos de ramais, por meio de elaboração de perfis de tensão, considerando-se a influência de equipamentos de regulação instalados ao longo da rede de distribuição, caso existam.
Os perfis de tensão poderão ser obtidos a partir de cálculos analíticos manuais ou de métodos computacionais ou, ainda, por medições gráficas feitas em bornes secundários de transformadores de distribuição, já instalados na rede, em pontos julgados de interesse no estudo, efetuando-se a devida correção para a tensão primária através de fatores que dependem do carregamento do transformador de distribuição medido. Os valores das quedas de tensão nos extremos dos alimentadores, para condição de carga máxima, podem ser colocados em tabelas análogas à 3.4.

d) PERFIL DE CARGA E CARREGAMENTO. Levantamento dos perfis de carga ativa e reativa ao longo dos alimentadores, identificando-se os pontos críticos. Este levantamento terá grande utilidade posteriormente, no estudo de compensação de reativos na rede de distribuição. Deverão ser pesquisadas as condições de carregamento dos condutores da rede primária, bem como dos equipamentos de seccionamento, proteção e regulação de tensão nela instalados.
Os perfis de carga são usualmente obtidos por cálculos analíticos, por meio de programas que calculam o fluxo de carga em redes de distribuição, podendo-se também empregar processos manuais e medições diretas de corrente e fator de potência.
As informações sobre carregamento máximo dos alimentadores podem ser condensadas em tabelas análogas à 3.4.

e) NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO. Determinação dos níveis de curto-circuito nos pontos notáveis da rede de distribuição, como, por exemplo, locais onde existam dispositivos de proteção e seccionamento, dos quais se deve conhecer também a capacidade de interrupção.
Sendo a rede primária radial, é fácil a aplicação de métodos analíticos e gráficos de cálculo de curto-circuito em redes de distribuição, podendo-se também empregar métodos computacionais, caso disponíveis. Os níveis de curto-circuito, nos barramentos das su-

Tabela 3.4 Análise da Rede Primária

| ALIMENTADOR | DEMANDA MÁXIMA (A) | FATOR DE POTÊNCIA EM CARGA MÁXIMA (%) | CONDUTOR - TRONCO | | RELAÇÃO DO TC | CAPACIDADE DA BOBINA SÉRIE (A) | CARREGAMENTO % (1) | EXTENSÃO DE REDE (km) | | | QUEDA DE TENSÃO EM CARGA MÁXIMA NO EXTREMO DA REDE PRIMÁRIA (%) | NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO (A) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | | | | BARRA DA SE | | ÚLTIMO RAMAL | |
| | | | AWG/MCM | LIMITE TÉRMICO (A) | | | | PROTEGIDA PELA SE | COM PROTEÇÃO PRÓPRIA | TOTAL | | FASE-TERRA | TRIFÁSICA | FASE-TERRA | TRIFÁSICA |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |

(1) - CARREGAMENTO PERCENTUAL EM RELAÇÃO AO MENOR DOS VALORES : LIMITE TÉRMICO DO CONDUTOR - TRONCO, CORRENTE PRIMÁRIA DO TC OU CAPACIDADE DA BOBINA SÉRIE.

bestações que alimentam circuitos de distribuição e pontos extremos da rede primária aérea, podem ser apresentados em tabelas análogas à 3.4.

f) SECCIONAMENTO E PROTEÇÃO. A partir da análise da planta da rede primária, quanto à disponibilidade e à localização de dispositivos de seccionamento e proteção, deverão ser levantadas todas as opções de manobras na rede, considerando-a como um todo, levando-se em conta sua flexibilidade operativa, configuração de áreas de influência de alimentadores e de subestações de distribuição.
Sob o aspecto de proteção, devem ser abordadas as condições de coordenação e seletividade entre os dispositivos existentes ao longo da rede primária, bem como destes com os instalados nas subestações.

### 3.2.2.3 Rede secundária aérea

A análise da rede secundária aérea deve abranger os aspectos principais citados nos parágrafos a seguir.

a) ESTADO FÍSICO. Semelhantemente à rede primária aérea, deverão ser enfocados os aspectos de segurança, padronização, conservação, estética etc.

b) NÍVEIS DE CONTINUIDADE. A análise deve ser feita a partir dos índices de continuidade de serviço (DEC e FEC), verificados na rede de distribuição secundária aérea, e confrontados com as metas de qualidade de serviço, definidas previamente em função do mercado consumidor.
Os índices de continuidade de serviço da rede secundária podem ser apresentados na forma da Tab. 3.1.

c) NÍVEIS DE TENSÃO. A análise dos níveis de tensão na rede secundária aérea pode ser realizada por aplicação de métodos diretos, ou seja, com medições gráficas de tensão nos circuitos secundários. Normalmente a quantidade de circuitos a serem medidos corresponde a uma amostra do total existente na localidade ou região de estudo, em torno da qual são feitas previsões para a parcela restante. São utilizáveis também, caso sejam disponíveis e estejam implantados na empresa, os métodos indiretos computacionais de supervisão de tensão na rede de distribuição.
Os resultados podem ser dispostos em tabelas semelhantes à 3.5.

d) CARREGAMENTO. A análise do carregamento da rede de distribuição secundária aérea consiste no conhecimento da solicitação feita aos transformadores de distribuição e condutores do circuito secundário, em condições de carregamento máximo e mínimo.
Da mesma forma que na análise dos níveis de tensão, pode-se empregar medições de carga numa amostra do total de transformadores de distribuição existentes, podendo-se também utilizar métodos computacionais de gerenciamento de carga, caso disponíveis.
Os dados obtidos quanto ao carregamento para horários de carga máxima e mínima podem ser condensados em tabelas semelhantes à 3.5.

## Tabela 3.5 Análise da Rede Secundária

QUANTIDADE DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO INSTALADOS

QUANTIDADE DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO MEDIDOS

PERCENTUAL

| CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES EM HORÁRIO DE CARGA MÁXIMA | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ≤ 50% | | 51 - 75 % | | 76 - 100 % | | 101 - 120 % | | > 120 % | |
| QUANTIDADE | PERCENTUAL | QUANTIDADE | PERCENTUAL | QUANTIDADE | PERCENTUAL | QUANTIDADE | PERCENTUAL | QUANTIDADE | PERCENTUAL |
| | | | | | | | | | |

| NÍVEIS DE TENSÃO | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| SITUAÇÃO EM HORÁRIO DE CARGA MÁXIMA | | | SITUAÇÃO EM HORÁRIO DE CARGA MÍNIMA | | |
| FAIXA | QUANTIDADE | PERCENTUAL | FAIXA | QUANTIDADE | PERCENTUAL |
| FAVORÁVEL | | | FAVORÁVEL | | |
| TOLERÁVEL | | | TOLERÁVEL | | |
| FORA DO LIMITE DO DNAEE | | | FORA DO LIMITE DO DNAEE | | |

| INCIDÊNCIA DE CIRCUITOS SECUNDÁRIOS COM QUEDAS DE TENSÃO NAS FAIXAS (horário de carga máxima) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| QUEDAS DE TENSÃO (%) | $0 < \Delta V \leq 1{,}5$ | $1{,}5 < \Delta V \leq 3{,}5$ | $3{,}5 < \Delta V \leq 5$ | $5 < \Delta V < 7$ | $\Delta V > 7$ |
| QUANTIDADE | | | | | |
| PERCENTUAL | | | | | |

| SITUAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO | | |
|---|---|---|
| ORIGEM DA DEFICIÊNCIA | QUANTIDADE | PERCENTUAL |
| TENSÃO PRIMÁRIA | | |
| CIRCUITO SECUNDÁRIO | | |
| TENSÃO PRIMÁRIA/CIRCUITO SECUND. | | |

#### 3.2.2.4 Rede de distribuição subterrânea

Analogamente à rede aérea, deve-se preparar um diagnóstico completo da rede de distribuição subterrânea, abrangendo estado físico, níveis de continuidade e tensão, carregamento e proteção.

A análise dos níveis de tensão e carregamento poderá ser feita por processos diretos (medição de tensão e corrente) ou indiretos, sendo recomendável, para o caso de sistemas com secundário reticulado (*network*), a utilização de programas de fluxo de carga.

#### 3.2.2.5 Iluminação pública

Análise e comentários gerais sobre o sistema de iluminação pública existente, destacando-se os seguintes tópicos:

a) estado físico;
b) tipos de luminárias;
c) tipo e potência de lâmpadas empregadas;
d) espaçamento entre luminárias;
e) tipos de comandos empregados;
f) incidência de postes em vias públicas, onde não exista ainda iluminação pública.

Complementa as considerações um mapa cadastral da localidade em estudo, contendo um esquema simplificado do tipo de iluminação empregado nas vias de acesso, região central, vias principais e secundárias.

#### 3.2.2.6 Suporte ao sistema de distribuição

a) MAPEAMENTO. Deve ser levantada e analisada a situação do sistema de mapas e plantas existentes, se atualizado ou não, já que tal matéria constitui recurso de grande importância para a elaboração de projetos e operação do sistema de distribuição.

b) OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO. A análise deste item deve abordar os recursos disponíveis para a operação da rede de distribuição, evidenciando-se os seguintes tópicos:

- Centro de Operação da distribuição, compreendendo:
  - quadro de operação;
  - cadastros;
  - sistemas de comunicação;
  - veículos;
  - turmas de plantão;
  - recursos humanos e materiais etc.;
- Engenharia Operacional:
  - normas e instruções;
  - gerenciamento da operação etc.;

– Manutenção:
- turmas de linha morta;
- turmas de linha viva;
- veículos;
- equipamentos e ferramentas;
- programas de manutenção etc.

## 3.3 SIMULAÇÃO DAS DEFICIÊNCIAS PREVISTAS

A partir da análise do sistema atual, vista nos itens anteriores, os sistemas de distribuição e transmissão podem, ou não, mostrarem-se em condições inadequadas de operação, seja por razões físicas ou por razões operacionais, devido ao carregamento, níveis de continuidade e tensão.

Caso se apresentem limitações, a fase imediatamente seguinte é a de formulação e análise de alternativas para melhoramentos no sistema, a fim de ajustá-lo ao atendimento das cargas futuras.

Se, por outro lado, a análise do sistema atual mostrar que as condições de atendimento ainda são compatíveis com as metas de qualidade de serviço, o que significa que o sistema não deve passar de imediato por modificações, a conduta seguinte é simular o comportamento do sistema frente às futuras solicitações, até serem detectadas, em algum dos anos seguintes, possíveis limitações, seja devido aos níveis de continuidade ou aos níveis de tensão.

A simulação das deficiências consistirá em aplicar no sistema elétrico, ano a ano, os dados de carga fornecidos pelas previsões vistas no Cap. 2, e proceder à análise de desempenho do sistema, sob os aspectos de carregamento, continuidade e tensão, usando-se como meios de avaliação os recursos apresentados nos Anexos II e III.

O período de abrangência dessas simulações corresponde aos horizontes de curto, médio e longo prazos de planejamento e é função da disponibilidade de dados, levantamento de recursos e políticas da empresa.

# Capítulo 4

# FORMULAÇÃO E ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS

## 4.1 INTRODUÇÃO

Concluídas as duas primeiras fases do planejamento – Previsão de Carga e Análise do Sistema Existente e Simulação de Deficiências Previstas –, torna-se necessária a definição do plano de obras a curto, médio e longo prazos, o qual deve corrigir as deficiências previstas, bem como dotar o sistema de condições para atendimento à carga futura.

Para essa definição, deve-se, em primeiro lugar, formular as alternativas viáveis; em segundo lugar, analisá-las tecnicamente para se assegurar o atendimento às metas de qualidade de fornecimento; em terceiro lugar, compará-las, economicamente e, em último lugar, escolher a alternativa técnico-economicamente recomendável.

O objetivo do presente capítulo é explicar as técnicas de formulação e análise de alternativas.

## 4.2 FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS

A formulação de alternativas consiste na definição dos diversos sistemas elétricos viáveis, que podem derivar ou não do sistema existente.

Cada alternativa deverá atender, dentro das metas de qualidade de serviço, ao crescimento de carga da área em estudo dentro do horizonte de planejamento. Para isto, através de estudos de simulação, faz-se a análise de tensão, confiabilidade e carregamento dos condutores e equipamentos, para cada ano do horizonte.

Além disso, é necessário verificar se estas alternativas têm custos específicos, compatíveis com os outros conhecidos na Empresa. Para tanto é recomendável que cada Empresa possua uma tabela de índices, tais como: Cr$/kVA, Cr$/consumidor, Cr$/km, elaborada para diferentes tipos de projetos, que permitirá a identificação, logo de início, dos projetos excessivamente caros.

Uma vez feita a seleção grosseira das alternativas, restam aquelas cujos custos se encontram entre as faixas acima, dentre as quais deverá ser feita a análise técnico-econômica.

Serão analisados, a seguir, os aspectos cujo conhecimento é fundamental para a formulação e análise das alternativas, que são:

– horizonte de planejamento;
– análise da carga;
– características do sistema elétrico.

### 4.2.1 Horizonte de Planejamento

Nos estudos de distribuição, normalmente, as Empresas de energia elétrica adotam períodos preestabelecidos para o horizonte de planejamento. Esta definição é dada em termos de análises dos aspectos técnico-econômicos da questão.

O horizonte de planejamento deve compatibilizar-se com o tipo de estudo a ser realizado; ser suficientemente grande, para que a alternativa mais econômica independa deste horizonte, ou seja, os investimentos futuros além do horizonte não afetem a escolha. Ao mesmo tempo, deve abranger um período de tempo em que as previsões de mercado, tecnologia disponível e outras informações sejam razoavelmente confiáveis.

Em geral, adota-se um horizonte de dez anos para estudos que envolvam somente redes de distribuição aéreas e de quinze anos para redes de distribuição subterrâneas, ou redes de distribuição e subestações.

Quando um projeto específico possui características especiais, como no caso de fornecimento de energia elétrica a um canteiro de obras, o horizonte de planejamento deve ser adequado às condições particulares do estudo.

### 4.2.2 Análise de Carga

Utilizando-se os mapas de carga dos anos sucessivos, faz-se a análise das cargas quanto à densidade e aos requisitos de qualidade de serviço, assinalando-se principalmente as áreas onde se localizam consumidores especiais.

Esta análise visa principalmente a auxiliar na definição dos tipos de sistema – aéreo ou subterrâneo – e na escolha dos arranjos mais convenientes.

### 4.2.3 Estudo do Sistema Elétrico

Dentro desse ângulo, os pontos indicados a seguir devem ser analisados.

a) TENSÃO NOMINAL DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO. A tendência das Empresas de energia elétrica é padronizar as tensões primárias e secundárias de distribuição. Nestes estudos os aspectos mais importantes a serem considerados são:

– legislação existente (Decreto 73 080 de 05/11/73);
– previsão de carga a longo prazo;

– tensões já existentes;
– densidade de carga;
– tipo de sistema de distribuição (aéreo ou subterrâneo);
– disponibilidade de equipamentos;
– distância média entre SE.

b) TRANSFORMADOR E CIRCUITO SECUNDÁRIO. Os tipos de sistema mais utilizados em redes de distribuição secundária são:

– em construção aérea: radial e anel (Figs. 4.1 e 4.2);
– em construção subterrânea: radial e reticulado (Figs. 4.3 e 4.4).

No caso do reticulado, pode-se adotar o reticulado generalizado, ou reticulado exclusivo (*spot-network*), Fig. 4.5. Quanto à operação, esses sistemas podem ser dimensionados para a primeira ou para a segunda contingência, dependendo dos requisitos da carga quanto à continuidade de serviço, disponibilidade de recursos e níveis de curto-circuito.

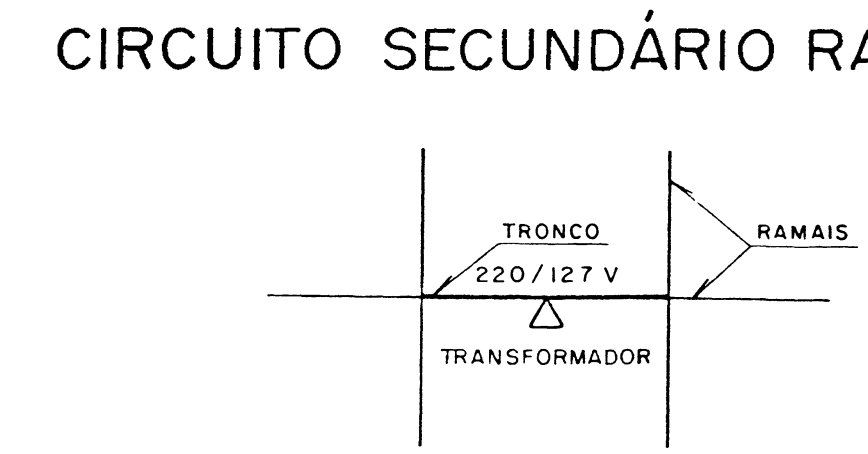



Fig. 4.1

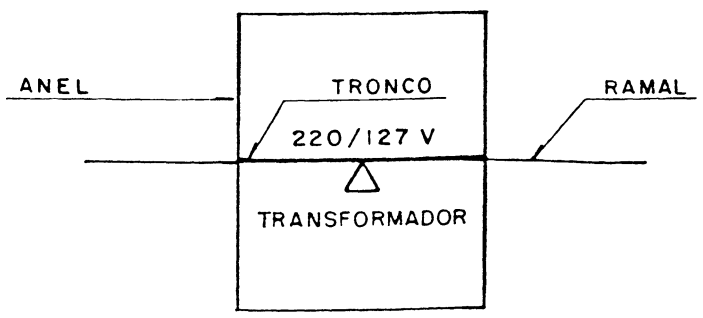



Fig. 4.2

# SUBTERRÂNEO COM SECUNDÁRIO RADIAL

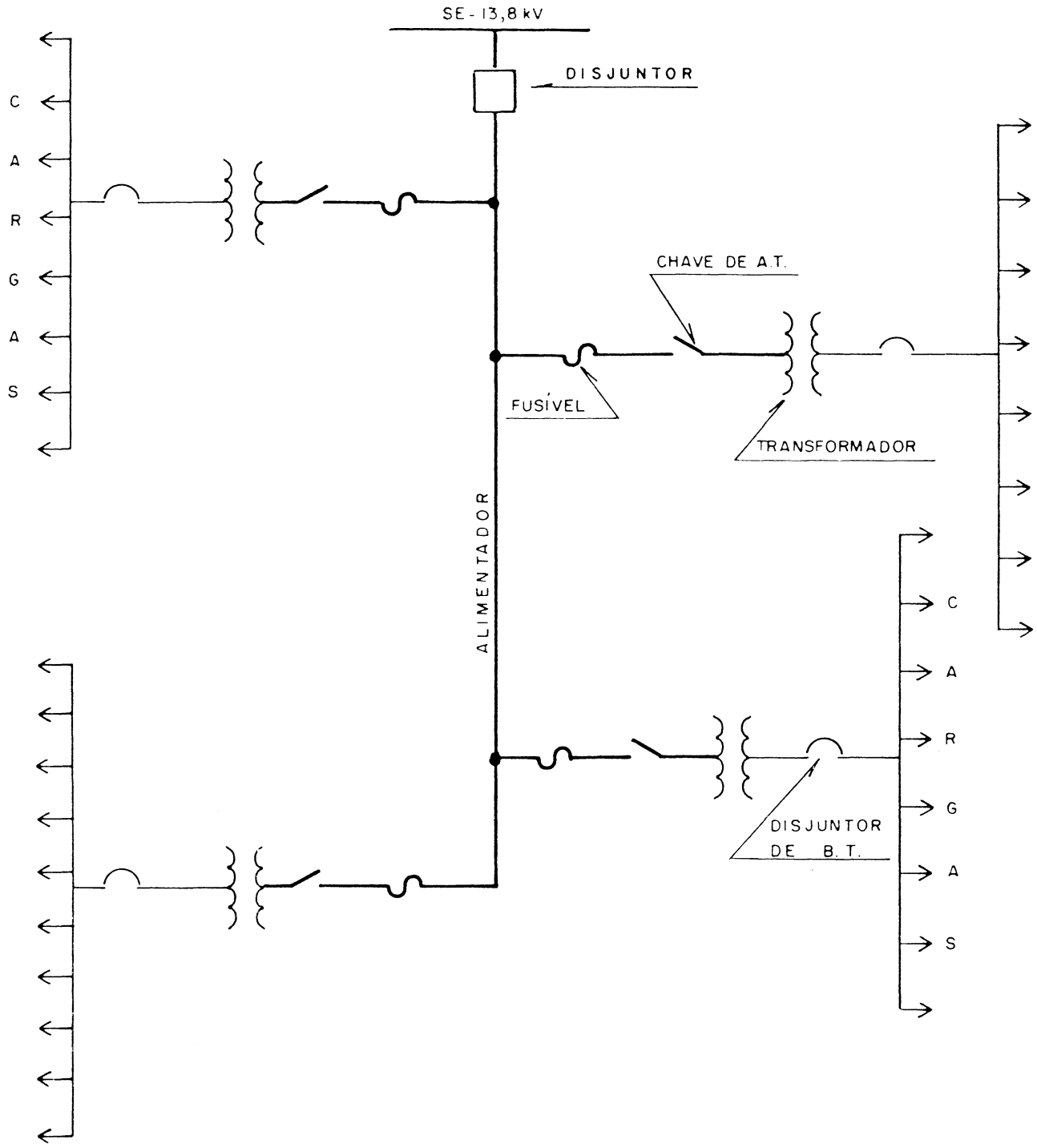



Fig. 4.3

# SUBTERRÂNEO COM PRIMÁRIO RADIAL E SECUNDÁRIO RETICULADO

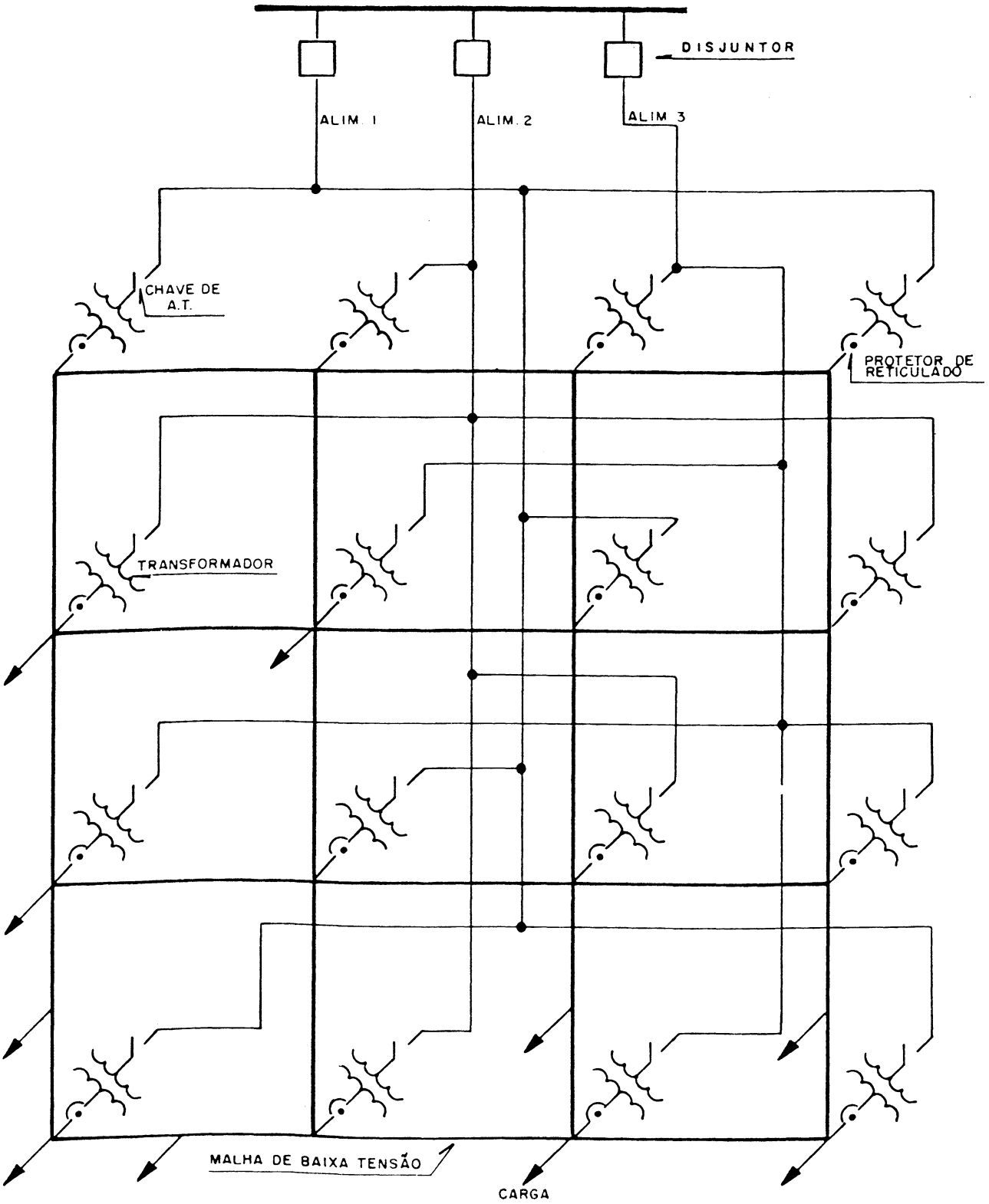



Fig. 4.4

# SUBTERRÂNEO RETICULADO EXCLUSIVO (SPOT - NETWORK)

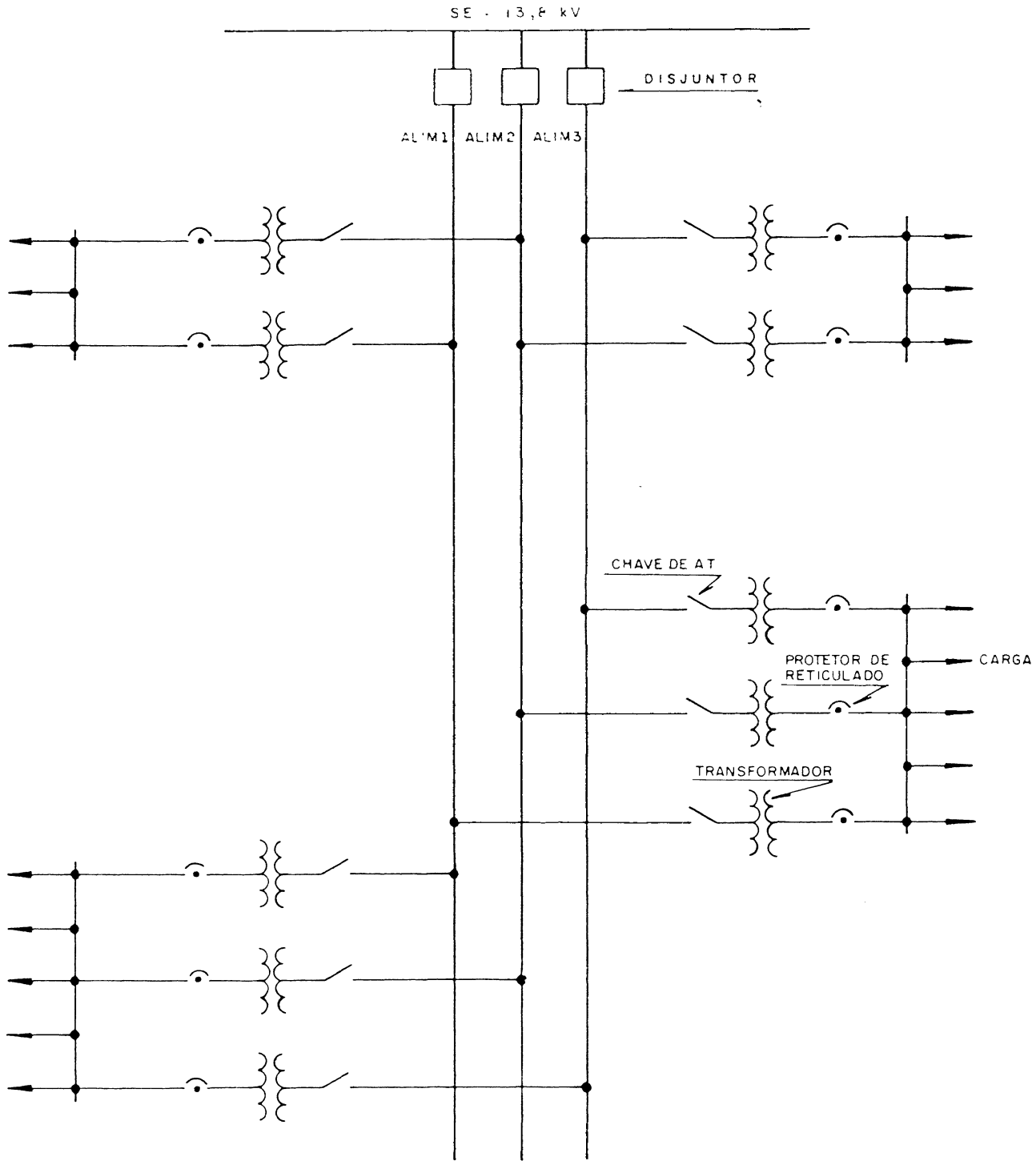



Fig. 4.5

No que se refere à localização de transformadores de distribuição, os mesmos devem ser situados, preferencialmente, nos centros de carga, com base na queda de tensão secundária e no levantamento de carga.

Na formulação de alternativas de redes secundárias, dever-se-á atentar para os seguintes aspectos:

– *carregamento dos transformadores* – o melhor aproveitamento do transformador é obtido para o carregamento econômico, que é definido em função dos investimentos, perdas elétricas, perda de vida útil e outros fatores;

– *dimensionamento da rede secundária* – da mesma forma que no caso dos transformadores, os condutores são escolhidos em função de fatores econômicos. Neste caso, leva-se também em conta a queda de tensão ao longo dos condutores, que deverá ser inferior a valores preestabelecidos;

– *níveis de tensão em qualquer ponto da rede secundária* – os níveis de tensão deverão estar dentro dos limites de variação de tensão permitidos pelo DNAEE, conforme a Portaria nº 047, de 17/04/78;

– *níveis de curto-circuito* – os valores de corrente de curto-circuito devem estar dentro de certos limites pré-estipulados, para os quais são dimensionados os equipamentos de distribuição;

– *módulo de transformação* – as Empresas de energia elétrica seguem a padronização de potências de transformadores de distribuição estabelecida pela ABNT.

c) DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

– *Aérea* – Os arranjos mais empregados são:

- radial simples (Fig. 4.6);
- radial com recurso (Fig. 4.7).

Os sistemas radiais simples são, geralmente, utilizados em áreas de baixa densidade de carga, principalmente rurais, nas quais os circuitos tomam normalmente direções distintas, face às próprias características de distribuição da carga, tornando geralmente antieconômico o estabelecimento de pontos de interligação.

Os sistemas radiais com recurso são geralmente empregados em áreas urbanas. Este sistema caracteriza-se pelos seguintes aspectos:

- existência de interligação, normalmente aberta, entre alimentadores adjacentes, da mesma ou de subestações diferentes;
- ser projetado de forma que exista uma certa reserva de capacidade em cada circuito, para a absorção de carga de outro circuito na eventualidade de defeito.

É comum a existência de dois ou no máximo quatro interligações, o que é suficiente para manter condições razoáveis de fornecimento.

– *Subterrânea*:

- radial (Fig. 4.4 e 4.8);
- primário seletivo (Fig. 4.9);
- anel aberto (Fig. 4.10).

# PRIMÁRIO AÉREO RADIAL SIMPLES

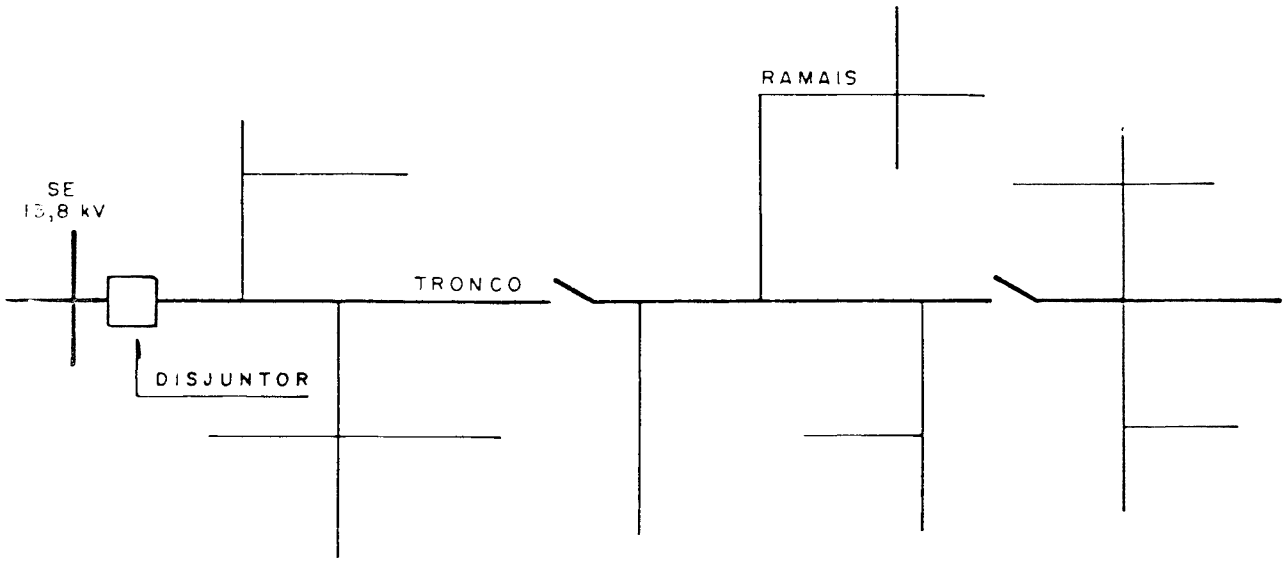



Fig. 4.6

# PRIMÁRIO AÉREO RADIAL COM RECURSO

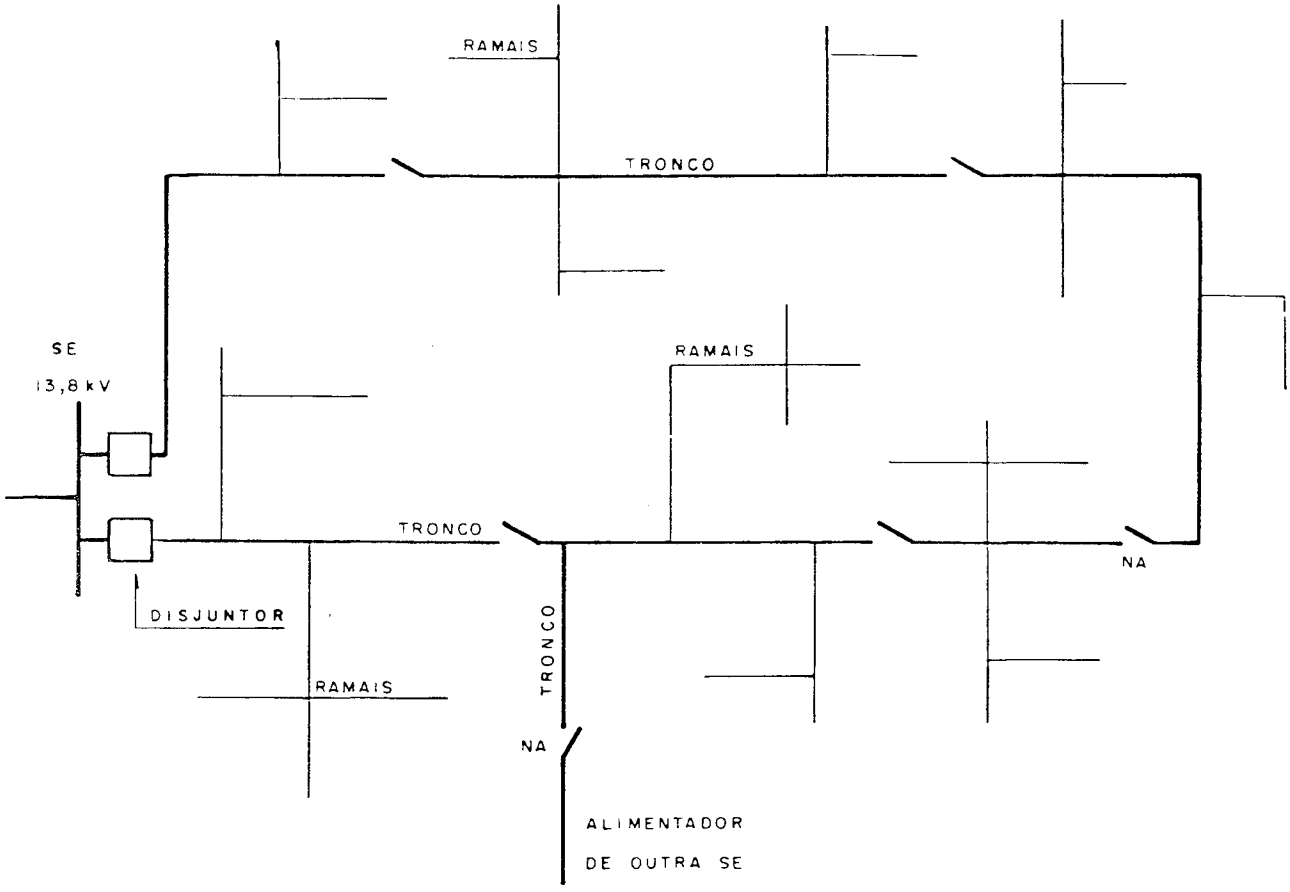



Fig. 4.7

# SUBTERRÂNEO COM PRIMÁRIO RADIAL

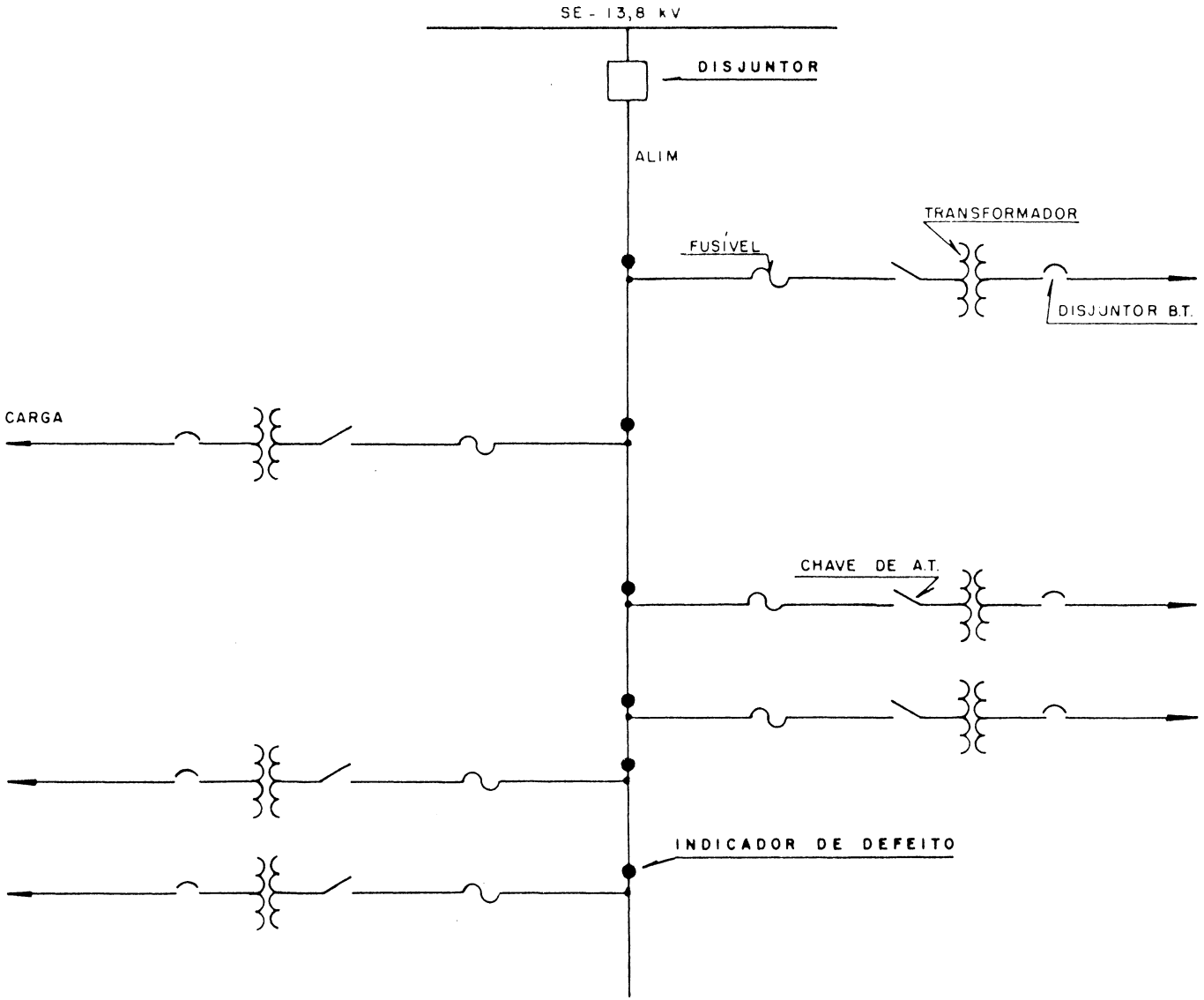



Fig. 4.8

# SUBTERRÂNEO COM PRIMÁRIO SELETIVO

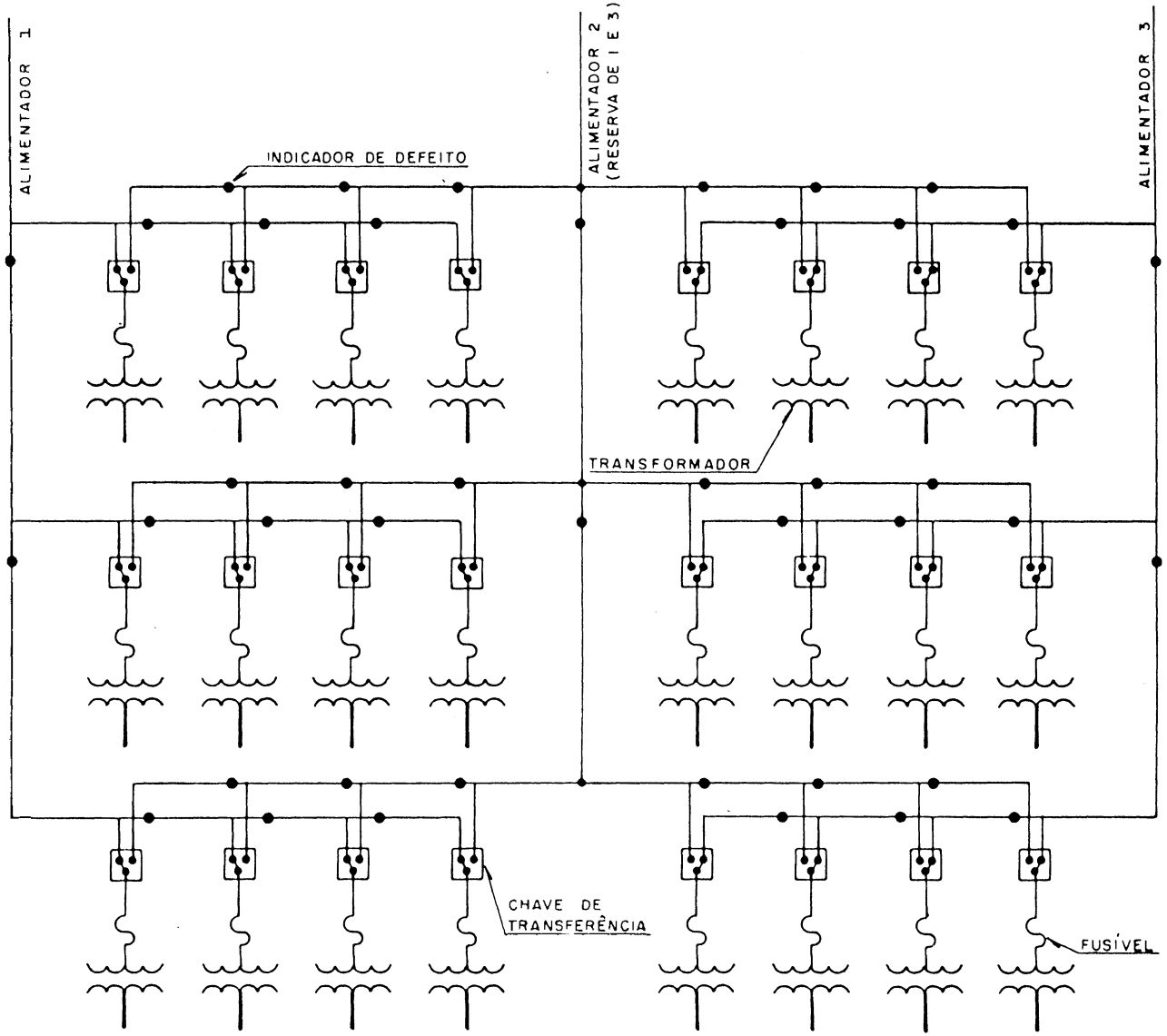



Fig. 4.9

# SUBTERRÂNEO COM O PRIMÁRIO EM ANEL ABERTO

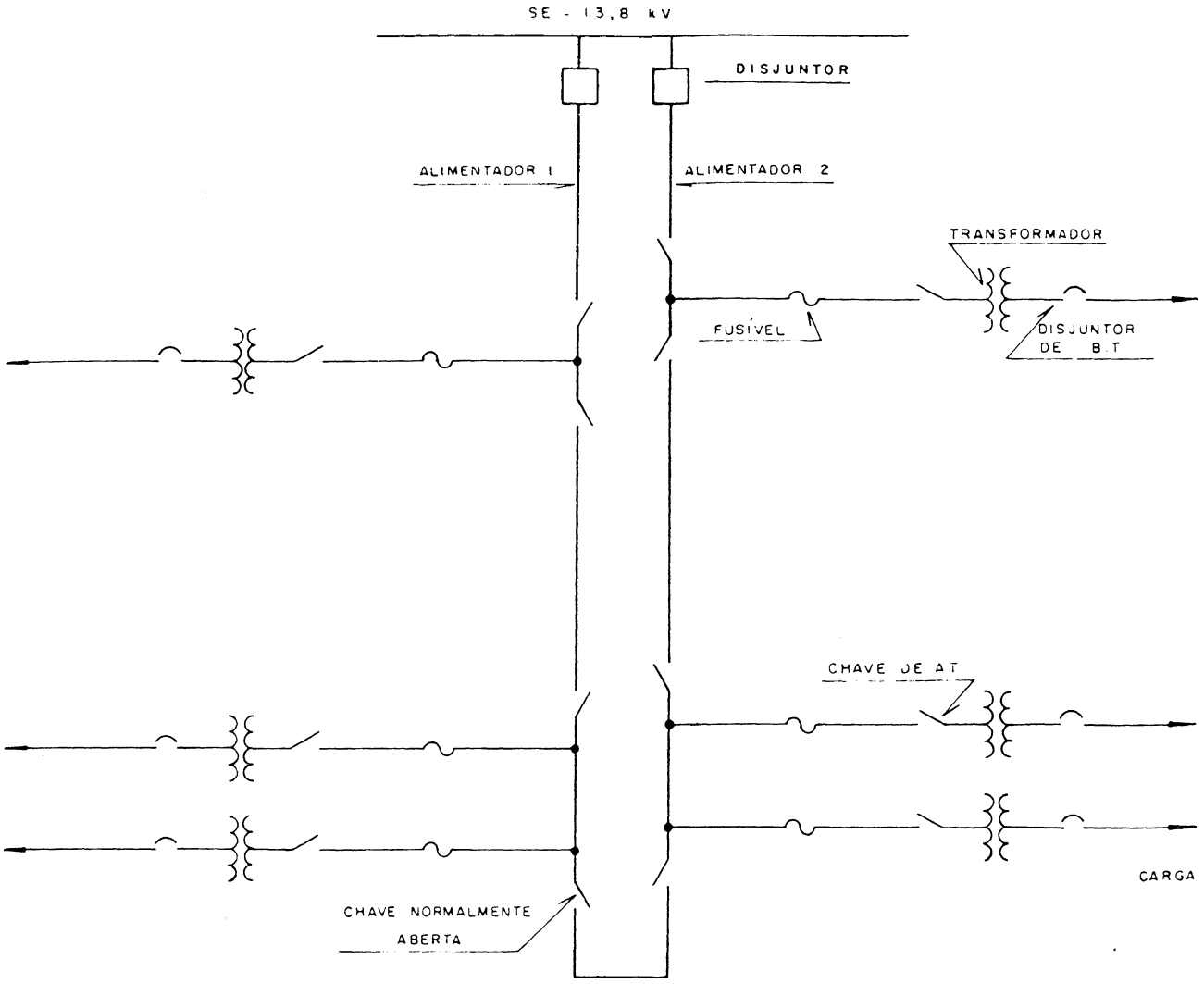



**Fig. 4.10**

O sistema radial aplica-se na alimentação de sistemas secundários, radiais (Fig. 4.8) ou reticulados (Fig. 4.4). No caso de secundário reticulado, dois ou mais circuitos primários radiais, partindo do mesmo barramento de uma subestação, alimentam certo número de transformadores de distribuição, ligados alternadamente, para evitar a interrupção de dois transformadores adjacentes no caso de desligamento de um dos primários. O reticulado exclusivo é um caso particular, onde um sistema reticulado alimenta um ou mais barramentos de um prédio ou conjunto de prédios.

O sistema primário seletivo caracteriza-se pela possibilidade de alimentação alternativa das cargas, que pode ser feita automática ou manualmente.

Este sistema oferece um grau de continuidade menor que o anterior, apresentando, em compensação, um custo inicial mais reduzido, pois o secundário deverá ser radial, com maior fator de utilização dos transformadores.

No sistema em anel aberto, cada alimentador tem sua própria área de atendimento, devendo, entretanto, ser dimensionado para assumir toda a carga do anel. Este sistema deve ser dotado de indicadores de defeito para abreviar o restabelecimento do serviço, quando da ocorrência de defeitos.

d) SUBESTAÇÕES

– *Planejamento.* Vários fatores devem ser considerados no planejamento de subestações. Dentre eles, destacam-se os seguintes:

- demanda inicial e final baseada na densidade de carga inicial e sua evolução prevista;
- disponibilidade de circuitos de subtransmissão e seus arranjos;
- tensão de distribuição primária;
- disponibilidade de terreno;
- padronização;
- flexibilidade em casos de manutenção ou emergência;
- tensão de alimentação;
- desempenho apresentado;
- condições de carregamento e de níveis de tensão da rede primária, e subestações remanescentes.

– *Módulo de transformação e arranjo.* Dois fatores são importantes na decisão sobre a escolha dos módulos de transformação das subestações, quais sejam: densidade de carga atual e prevista e a filosofia empregada para atendimento em emergência. A escolha entre a utilização de socorro com recursos da própria subestação ou de subestações adjacentes influi decisivamente na capacidade transformadora a instalar. Os arranjos dos barramentos da subestação dependem da confiabilidade requerida pela carga.

Convém salientar que esses arranjos devem ser compatibilizados com os selecionados para o sistema de distribuição.

A necessidade de maior ou menor tempo no restabelecimento da subestação determinará o grau de sofisticação dos equipamentos de proteção e seccionamento. Deve-se julgar a importância e o tipo de carga a suprir e escolher, entre os diversos arranjos existentes, o mais adequado às necessidades dos consumidores.

É o número de circuitos que determina a opção entre saída aérea ou subterrânea. Freqüentemente, torna-se impraticável a opção por saídas aéreas acima de um certo limite devido ao congestionamento de cabos. Diante desse fato, opta-se por saída subterrânea ou utilização de cabos auto-sustentados, quando disponíveis.

– *Localização.* Os fatores que devem ser levados em conta na localização de subestações são:

- custo e facilidade de acesso para as linhas de subtransmissão;
- custo e facilidade de conexão com os alimentadores de distribuição já existentes;
- limites de tensão e corrente, que podem afetar o número e os custos dos alimentadores necessários para a alimentação de uma determinada área;

- possibilidade de transferência de carga para outras subestações em condições de emergência, ou quando do crescimento da carga;
- custo e disponibilidade de terrenos próximos ao local desejado, assim como restrições devido a eventuais leis de zoneamento.

Cabe frisar que, preferencialmente, a subestação deverá localizar-se no centro de carga, considerando-se o crescimento e aparecimento de novas cargas.

No caso específico de várias localidades atendidas por uma única subestação, esta deverá ser implantada junto a uma das localidades, o mais próximo possível do centro de carga, visando às facilidades de operação e manutenção.

e) SUBTRANSMISSÃO. Sempre que possível, as linhas de subtransmissão devem ser aéreas, por questões de economia. A subtransmissão subterrânea é, normalmente, utilizada em regiões densamente edificadas, o que torna, por vezes, inexeqüível a construção de linhas aéreas.
As linhas radiais com um único circuito são, costumeiramente, utilizadas para atender as áreas de baixa densidade de carga.
As linhas de subtransmissão com mais de um circuito, desde que cada circuito seja dimensionado para suportar toda a carga, são utilizadas em áreas onde um maior nível de confiabilidade é exigido.
As linhas de subtransmissão em anel são construídas na periferia de grandes centros urbanos, onde segurança e confiabilidade predominam sobre os custos. O anel tem diversos pontos de conexão com subestações supridoras e supridas, e os sistemas de seccionamento e proteção normalmente permitem a alimentação ininterrupta das SE supridas, mesmo quando da ocorrência de defeitos do anel.

## 4.3 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

Como já foi salientado, as alternativas formuladas deverão atender aos requisitos de qualidade de serviço em todo o horizonte de planejamento. A análise técnica visa à verificação das condições desse atendimento, e à detectação de possíveis modificações futuras, que possam resultar em novos investimentos. Nesta fase, as alternativas que não se mostrarem viáveis tecnicamente são eliminadas.

Após a seleção técnica, faz-se a análise econômica, que consta do levantamento de todos os custos e investimentos associados às alternativas ao longo do tempo, e da determinação do seu valor total. Como estes investimentos e custos ocorrem em datas diferentes, utilizam-se técnicas de Engenharia Econômica, objetivando-se referenciá-los a uma mesma data. São, depois, computados, de forma a se obter o valor final de cada alternativa.

### 4.3.1 Análise Técnica

Esta análise consiste no cálculo da queda de tensão, da confiabilidade e do carregamento dos condutores e equipamentos, através da simulação das condições operativas do

sistema elétrico, previsto em cada alternativa, para atendimento às cargas futuras, ano a ano, dentro do horizonte de planejamento.

Os valores de tensão resultantes são comparados com os limites de variação de tensão fixados, de acordo com o Cap. 1.

Na análise da confiabilidade, calculam-se os índices de duração e freqüência de interrupção, comparando-se, então, com os valores estabelecidos no Cap. 1. Adicionalmente, faz-se uma análise individualizada, para verificação da qualidade do atendimento aos consumidores especiais.

O carregamento dos condutores e equipamentos é um fator que determina o esgotamento da capacidade da alternativa, sendo, portanto, importante determiná-lo anualmente.

Quando os valores de tensão, confiabilidade e carregamento não atendem às metas prefixadas, são previstas medidas corretivas, como: instalação de equipamentos de regulação de tensão, proteção ou seccionamento, troca de condutores, construção de novos alimentadores ou subestações etc., medidas que são incorporadas às obras básicas da alternativa para posterior avaliação econômica.

a) TENSÃO. A análise de tensão é feita por processos manuais ou com a utilização de programas computacionais. Normalmente, as técnicas manuais utilizam modelos que simplificam os cálculos e são aplicadas quando resultados aproximados são suficientes.
Nos casos mais complexos, a utilização de programas de fluxo de carga permite chegar-se a resultados mais completos e precisos. O Anexo III apresenta o desenvolvimento teórico e exemplos de aplicação do cálculo de queda de tensão manual e por computador.

a.1) *Sistemas radiais*. Os sistemas radiais podem ser analisados por processos manuais ou computacionais.
Os processos manuais de cálculo baseiam-se na utilização de modelos matemáticos, para representar o sistema elétrico, e em simplificações na dedução das equações de queda de tensão.
Nos estudos de áreas urbanas, por exemplo, admite-se que as cargas dos alimentadores têm distribuição triangular ou uniforme, ao longo do mesmo, o que equivale a uma carga concentrada à metade ou a dois terços do comprimento do alimentador.
Para as áreas rurais, no mesmo alimentador pode haver cargas distribuídas uniformemente e concentradas, que são representações das ligações de propriedades rurais e de localidades, respectivamente.
Utilizando-se os modelos acima e o coeficiente de queda de tensão percentual (para MVA × km) que resulta da combinação de diversos fatores em uma constante correspondente à tensão, ao fator de potência, ao tipo, à bitola e ao espaçamento dos condutores, os cálculos manuais tornam-se extremamente simplificados.
O processo computacional, normalmente, é o ideal para a análise global do sistema elétrico. Existem diversos programas utilizados pelas Empresas de energia elétrica que fornecem, entre outros, os seguintes resultados:

- identificação dos trechos dos alimentadores com nível de tensão fora da faixa admissível;

- elevação de tensão e redução de corrente, ao longo de alimentadores, provocadas pela instalação de bancos de capacitores;
- regulação de tensão devido à instalação de reguladores;
- carregamento dos condutores e equipamentos;
- fluxo de carga;
- corrente de curto-circuito em pontos notáveis do alimentador.

a.2) *Sistemas com secundário em malha.* Neste tipo de sistema, as tensões nas barras dependem do fluxo de potência nas interligações da malha. Para se estimar o nível de tensão existente, em cada barra do reticulado, utilizam-se programas de fluxo de carga, que além do nível percentual de tensão, em cada barra, imprimem o fluxo ativo e reativo, e as perdas estimadas. Com o programa podem ser analisadas as condições de carga normal e as condições de contingência (perda de um alimentador, por exemplo).

b) CONTINUIDADE. Os índices de continuidade que permitem avaliar a qualidade do fornecimento são FEC (freqüência equivalente de interrupção por consumidor) e DEC (duração, em horas, equivalente de interrupção por consumidor para o conjunto de consumidores). As equações que calculam estes índices foram apresentadas no Cap. 1. O Anexo II apresenta com detalhes a metodologia de cálculo.
No cálculo da confiabilidade, podem ser utilizados processos manuais ou computacionais; atualmente os mais empregados nas empresas são os manuais. Em primeiro lugar, analisam-se os recursos operativos, a partir das configurações das alternativas, estabelecendo-se um fluxograma operativo que contém os procedimentos e os respectivos tempos gastos em cada etapa do mesmo. Em segundo lugar, a partir dos índices de confiabilidade registrados, ou do desempenho dos componentes do sistema, determinam-se os valores para os parâmetros $\lambda$, taxa de saída por ano, e $r$, tempo médio de restabelecimento.
De posse do fluxograma de operação e dos valores de $\lambda$ e $r$, estimados para cada alternativa, calculam-se os índices de confiabilidade esperada, e analisam-se as condições de atendimento ao conjunto de consumidores e, em particular, aos especiais, cuja dependência da energia elétrica requer maiores recursos operativos.
É importante frisar que, além dos índices de confiabilidade, deve-se também analisar o tempo máximo de interrupção a que está sujeito um consumidor, ou um grupo deles, no caso de ocorrência de defeitos, mesmo que esta possibilidade seja remota. Um exemplo típico desta questão é o caso da alimentação de uma subestação com circuito subterrâneo simples; a alta confiabilidade do cabo pode levar a índices de interrupção baixos, porém, na ocorrência de defeitos no mesmo, as conseqüências são desastrosas devido ao elevado tempo de recuperação do defeito.

c) CARREGAMENTO NOS CONDUTORES E EQUIPAMENTOS. Com exceção do sistema reticulado, este cálculo é relativamente simples, dependendo do conhecimento das grandezas das cargas ligadas ao sistema. No sistema reticulado, é aconselhável a utilização de programas de fluxos de potência. O cálculo do carregamento consiste no

estabelecimento da relação percentual entre a corrente de carga e corrente máxima admissível em determinado ponto.

Os níveis de carregamento são estabelecidos em função das condições operativas dos alimentadores, em condição normal e de emergência.

No caso de alimentadores interligáveis, esta interligação só pode ser efetivada se os alimentadores dispuserem de capacidade de reserva. Da mesma forma, os sistemas reticulados só podem utilizar de contingência, se, no dimensionamento dos transformadores e condutores, houver previsão de reserva. Assim, as alternativas que prevêem estes recursos devem ser dimensionadas corretamente.

### 4.3.2 Análise Econômica

O problema da análise econômica nos sistemas de distribuição é bastante complexo e foge um pouco de uma análise econômica tradicional, principalmente devido ao modelo adotado para o setor elétrico. Um estudo econômico tradicional é feito, levando-se em conta as entradas e as saídas de caixa e, no presente caso, as entradas (receita) só podem ser consideradas para o sistema elétrico global, não tendo sentido considerá-las apenas para um segmento do sistema.

A opção, para análise econômica em distribuição, recaiu em uma metodologia simplificada, que permite comparar, de maneira aceitável, os custos das diversas alternativas.

Consideram-se duas parcelas que, somadas ao valor dos investimentos, constituirão o custo de cada alternativa, a saber:

– custo de operação e manutenção;
– custo das perdas.

#### 4.3.2.1 Determinação do valor do investimento

A determinação do valor do investimento deve contemplar todos os recursos materiais e humanos necessários à execução do investimento, compreendendo:

a) custo de materiais e equipamentos;

b) compra e/ou desapropriação de terrenos ou aquisição de servidões;

c) mão-de-obra da Empresa (parcela empregada na obra, relativa a estudos, projetos e construção), inclusive leis sociais;

d) transporte da Empresa;

e) serviços contratados:
   – estudos e projeto;
   – transporte;
   – construção;

f) outras despesas;

g) taxa de administração, que representa um rateio dos custos indiretos das atividades de

engenharia, planejamento e administração geral, relacionados como investimento, incidindo sobre o total dos itens acima citados;

h) taxa de juros durante a construção, que incide sobre a totalidade da estimativa do valor do investimento, inclusive taxa de administração.

A composição dos custos relacionados constitui o investimento bruto, do qual, deduzido o custo do material salvado, obtém-se o investimento líquido, ou valor do investimento a ser considerado na análise econômica.

Deve-se ressaltar que o custo do material salvado refere-se à retirada de materiais e equipamentos do sistema existente, em decorrência de modificações introduzidas pelo novo investimento e não pelo término da vida útil.

#### 4.3.2.2 Custos de operação e manutenção

Para os custos de operação e manutenção considerar-se-á que:

a) os sistemas alternativos deverão evoluir de modo a, no horizonte prefixado, atenderem a determinadas características operacionais, para as quais foram estabelecidos valores-metas no Cap. 2;

b) sob o ponto de vista de operação e manutenção, será considerada inviável a alternativa que não atender às características mínimas preestabelecidas;

c) como os serviços de operação e manutenção são executados em sua quase totalidade pelas Turmas de Manutenção Programada e Turmas de Emergência, a determinação de seus custos consiste na apuração dos gastos para formação das mesmas, acrescidos das correspondentes despesas das atividades-meio e de apoio, além da administração;

d) para a determinação do número de turmas necessárias para cada alternativa, deverão ser considerados: o número de consumidores; os kVA instalados na Distribuição; os km de linha de tensão primária e os transformadores de propriedades da Empresa e, ainda, para as Turmas de Emergência, a taxa de falhas por km de A.T., a capacidade de atendimento por hora e o tempo de espera, o qual é fixado em função da duração equivalente;

e) para as Turmas de Manutenção Programada, pode-se utilizar a seguinte fórmula, na determinação do número de turmas de manutenção:

$$X = e^{-6,57035}\ X_1^{0,60989}\ X_2^{0,02971}\ X_3^{0,01201}\ X_4^{0,12510};$$

$X$ = número de turmas de manutenção programada;

$X_1$ = número de consumidores;

$X_2$ = kVA instalado na Distribuição;

$X_3$ = km de linha de tensão primária;

$X_4$ = transformadores de propriedade da Empresa (nº de circuitos).

Deve-se calcular o número de turmas para cada ano e alternativa em estudo;

f) para o dimensionamento das turmas de emergência, é fundamental o conhecimento do

tempo de espera, do número de atendimentos por hora e da capacidade de atendimento por hora, a saber:

– *tempo de espera* – é um valor fixado pela Empresa e que reflete a qualidade do serviço prestado aos consumidores. Tem influência direta na Duração Equivalente das interrupções;

– *número de atendimentos por hora* – como cada falha corresponde a um atendimento, conhecendo-se o número de falhas do sistema, pode-se chegar a este dado. O mesmo pode ser obtido, sendo conhecidas, por exemplo, a taxa de falha por km de A.T. e a proporção de atendimentos em A.T. e B.T. A taxa de falha por km de A.T. pode ser estimada com base em sistemas de características semelhantes (padrão de projeto, materiais e construção);

– *capacidade de atendimento por hora* – desde que a composição das turmas e equipamentos permaneçam as mesmas em uso no sistema da Empresa, a capacidade de atendimento continuará a mesma.

Para se obter melhor dimensionamento destas turmas, os cálculos devem ser executados por turnos de serviço. Da mesma forma que no item anterior, o número de turmas de emergência deverá ser calculado para cada ano e alternativa em estudo;

g) o custo de operação e manutenção será resultante da soma dos valores dos itens *e* e *f*, calculados de acordo com o item *c* e acrescidos do custo de materiais, incluindo-se as taxas pertinentes;

h) quando a diferença entre os custos de operação e manutenção, entre as alternativas, não for significativa, esta parcela de custo poderá ser abandonada.

Alternadamente, os custos podem ser calculados em função de gastos alocados contabilmente à manutenção e à operação, quando são disponíveis dados relativos à despesa/consumidor, despesa/kVA, despesa/km de rede etc.

#### 4.3.2.3 Avaliação do custo das perdas

Dos pontos considerados nesta análise econômica, o custo das perdas é o mais difícil de determinar porque:

– o valor da tarifa não é o valor a ser utilizado, visto que, se tal valor for aplicado, pressupõe-se que haverá sempre a possibilidade de vender aquela energia que foi dissipada em perdas, o que não ocorre usualmente;

– as perdas implicam na geração de energia elétrica adicional, considerando-se o mercado constante. Isto conduz, numa análise global, à instalação de usina adicional capaz de suprir as perdas de energia e ponta;

– para as Empresas que suprem seu mercado com geração própria, as perdas de energia, nos casos de anos hidrologicamente favoráveis, têm um valor, em termos de custos, muito pequeno, ocorrendo o contrário nos anos hidrologicamente desfavoráveis;

– nessas condições, apresentam-se duas alternativas de metodologia para o cálculo do custo das perdas.

*Primeira alternativa*

a) CUSTO ANUAL DAS PERDAS. O custo de suprimento das perdas elétricas, num dado sistema ou em parte dele, deve ser considerado como a soma de duas componentes;

- *componente de custo da energia* ($e$), que compreende, essencialmente, os custos anuais de geração dos kWh de perdas do sistema em análise;
- *componente de custo da demanda ou da potência* ($p$), que compreende os custos anuais associados aos investimentos na geração e no(s) sistema(s) intermediário(s) requeridos para suprir a perda de ponta em kW resultante das perdas no sistema em análise e das perdas no(s) sistema(s) intermediário(s), em conseqüência das primeiras.

Os custos anuais de geração mencionados devem ser interpretados, para efeito desta avaliação, de forma a levar em conta as diferentes condições operacionais das Empresas no que se refere à disponibilidade de geração. Assim é que, se uma dada Empresa não possui toda a capacidade de geração de que o seu sistema necessita e, conseqüentemente, mantém contrato de compra de energia com outra(s) Empresa(s), os custos anuais denominados de geração devem ser avaliados, em cada um dos componentes, com base nos custos do kWh de geração própria (perdas de energia-geração própria) ou investimento incremental por kW de capacidade de geração (perdas de potência-geração própria) e na tarifa de energia (perda de energia-parcela de compra) ou de demanda (perda de potência-parcela de compra) contratual, na proporção em que a geração própria e o(s) sistema(s) interligado(s) contribua(m) para o suprimento dos kWh de perdas e do kW de perda de ponta.

Há que considerar ainda, neste caso, se a Empresa possui ou não condições de ampliar a capacidade de geração. Em caso negativo, apenas os custos associados aos investimentos no(s) sistema(s) intermediário(s) e o custo do kW de perda de ponta em bases contratuais entrarão no cômputo da componente de demanda. Este último procedimento, nos casos de Empresas que não dispõem de geração, pode ser estendido à componente de energia, que compreenderá, essencialmente, o custo em bases contratuais dos kWh de perdas no sistema em análise.

Resumindo, pode-se expressar o custo das perdas elétricas da seguinte forma:

Custo anual das perdas = e + p

$$e = E_g \cdot C_{eg} + E_c \cdot C_{ec}$$

$$p = P_g \cdot C_{ig} + P_c \cdot C_{pc} + P \cdot C_i$$

onde

$E_g$ = parcela do kWh anual de perdas no sistema em análise a ser solicitada da geração;

$E_c$ = parcela do kWh anual de perdas no sistema em análise a ser solicitada do sistema interligado;

$E = E_g + E_c$ = kWh anual de perdas no sistema em análise;

$C_{eg}$ = custos anuais de operação por kWh de geração na Empresa;

$C_{ec}$ = custo do kWh anual em bases contratuais;

$P_g$ = parcela do kW de perda de ponta máxima anual a ser solicitada da geração;

$P_c$ = parcela do kW de perda de ponta máxima anual a ser solicitada do sistema interligado;

$P = P_g + P_c$ = kW de perda de ponta máxima anual resultante das perdas no sistema em análise e das perdas no(s) sistema(s) intermediário(s) em conseqüência das primeiras;

$C_{ig}$ = custos anuais associados com o investimento em kW incremental de geração na Empresa;

$C_{pc}$ = custo anual do kW de demanda em bases contratuais;

$C_i$ = custos anuais associados com os investimentos incrementais no(s) sistema(s) intermediário(s).

As expressões anteriores podem ser escritas da seguinte forma:

$$e = E[C_{eg}(1 - k_e) + k_e \cdot C_{ec}]$$

$$p = P[C_{ig}(1 - k_p) + k_p \cdot C_{pc} + C_i]$$

onde

$$k_e = \frac{E_c}{E} \quad \text{e} \quad k_p = \frac{P_c}{P}.$$

Conhecendo-se as parcelas de energia e de demanda anuais solicitadas do sistema interligado e os totais anuais solicitados pelo sistema da Empresa, $k_e$ e $k_p$ podem ser determinados, com razoável aproximação, através destas relações.

A partir das expressões gerais acima, podem ser derivadas as que se aplicam aos diversos casos citados anteriormente:

– a Empresa gera toda a energia que o seu sistema solicita:

$k_e = 0$ e $k_p = 0$

$e = E \cdot C_{eg}$

$p = P(C_{ig} + C_i)$;

– a Empresa gera parte da energia que o seu sistema solicita, porém, não tem condições de ampliar a capacidade de geração. Neste caso, $k_p = 1$, uma vez que todo acréscimo de demanda devido às perdas será suprido às expensas do sistema interligado. Se o mesmo raciocínio for considerado aproximadamente válido para a energia de perdas, $k_e$ é aproximadamente igual a 1;

$e = E \cdot C_{ec}$

$p = P(C_{pc} + C_i)$;

– a Empresa não dispõe de geração;

$k_e = 1$ e $k_p = 1$

$$e = E \cdot C_{ec}$$

$$p = P(C_{pc} + C_i).$$

Cabe tecer comentário sobre o significado de $P$.

A perda de ponta em kW compõe-se da perda do sistema em análise, coincidente com a ponta de geração, e da perda conseqüente no(s) sistema(s) intermediário(s). Com base nesse raciocínio, o valor de $P$ pode ser obtido da seguinte forma:

$$P = P_s(1 + p_i) \cdot (f_r)^2$$

onde

$P_s$ = perda máxima em kW, no sistema em análise;

$p_i$ = perda conseqüente no(s) sistema(s) intermediário(s), em p.u. de $P_s$;

$f_r$ = fator de responsabilidade da demanda do sistema em análise na ponta de geração, ou seja, a relação entre a demanda do sistema em análise durante o período de ponta de geração e a demanda máxima do referido sistema.

Com relação à componente de custo da energia, o valor das perdas anuais pode ser obtido pela consideração do fator de perdas anual, ou seja:

$$E = 8\,760 \cdot P_s \cdot f_p$$

onde

8 760 = número de horas no ano;

$f_p$ = fator de perdas anual no sistema em análise.

Será necessário fazer estudos de carga para determinação dos diversos fatores aqui mencionados.

Utilizando as expressões gerais das componentes de custo já deduzidas, pode-se combiná-las para obtenção do custo total anual das perdas elétricas:

$$C_{\text{perdas}} = P_s \left\{ 8\,760 \cdot f_p \left[ C_{eg}(1 - k_e) + k_e \cdot C_{ec} \right] + (1 + p_i)(f_r)^2 \left[ C_{ig}(1 - k_p) + k_p C_{pc} \right] + C_i \right\}.$$

b) CAPITALIZAÇÃO DO CUSTO ANUAL DAS PERDAS. Tendo em conta que o método do valor presente dos custos anuais é o preconizado para a comparação de alternativas com diferentes programas de investimentos, o mesmo tratamento deverá ser dado aos custos anuais das perdas. Convém ressaltar, em relação à expressão do custo total anual das perdas elétricas contida no item anterior, que $P_s$ (perda máxima em kW no sistema em análise) não é uma constante, ao contrário, varia durante todo o período do estudo. Este período, por sua vez, compreende, no caso mais geral, diversas etapas de desenvolvimento dos sistemas em análise, em correspondência com as parcelas de investimentos que compõem cada alternativa.

A perda máxima anual associada a um dado sistema varia, portanto, com a demanda e com a configuração que esse sistema assume nas etapas de evolução mencionadas.
A solução que se apresenta é a de tabulação dos custos anuais variáveis das perdas ao longo de todo o período do estudo.

*Segunda alternativa*

É a alternativa recomendada, porque apresenta grande simplicidade e sugere que o custo das perdas seja calculado com base nas tarifas de compra de energia da Empresa supridora. Este fato é baseado no princípio de que a perda é um custo adicional, relativo à energia fornecida aos consumidores, e a eventual redução da mesma implica na diminuição da energia comprada. Assim, pode-se afirmar que, sob o aspecto econômico, procura-se reduzir a fonte de suprimento de preço mais elevado. Considerando que a compra é um suprimento complementar à geração própria, em princípio, mais oneroso, a tarifa de compra de energia é um parâmetro válido. Sendo assim, basta multiplicar o preço de kW-demanda e dos kWh comprados, pelos respectivos valores das perdas.

Quando a Empresa não comprar energia, para facilitar, pode-se adotar o custo da energia de venda de outras concessionárias supridoras da mesma região. Então,

$C_P = P \cdot C_p + E \cdot C_e$;

$C_P$ = custo das perdas;

$C_p$ = custo do kW-demanda comprado pela Empresa ou de venda de outras concessionárias supridoras da mesma região;

$C_e$ = custo do kWh comprado pela Empresa ou de venda de outras concessionárias supridoras da mesma região.

Quanto ao procedimento para o cálculo elétrico das perdas, pode ser manual ou computacional. O processo computacional é o mesmo já referido no Item 4.3.1; já o processo manual, utiliza-se das representações através de modelos geométricos, como mostrado no Anexo IV.

#### 4.3.2.4 Vida útil, valor residual

No sistema elétrico, o investimento é aplicado num conjunto de elementos, como: postes, transformadores e outros equipamentos de vários graus de complexidade, quanto à vida útil média, dispersão por "morte" dos elementos individuais e valor residual.

Na prática, o problema simplifica-se, pois pode ser considerada a vida útil média de uma determinada instalação, por exemplo, rede primária, ao invés da vida de cada elemento, como postes, isoladores etc. Este valor pode ser determinado a partir de estatísticas das Empresas. Tal valor da vida útil média é considerado apenas para análise econômica, não significando que, após esse período, a instalação deva ser substituída por outra nova. Na realidade, os diversos componentes da instalação vão sendo substituídos à medida que termina sua vida útil real.

Apresenta-se, a seguir, uma tabela de equipamentos e instalações com respectivas vidas úteis e valores residuais no fim da vida útil.

| *Instalação* | | *Vida útil (anos)* | *Valor residual (%)* |
|---|---|---|---|
| Subestação | | 25 | 30 |
| Transformador de força | | 25 | 50 |
| Linha de Distribuição | Concreto | 20 | 10 |
| | Madeira | 15 | 10 |
| Rede Urbana | Aérea concreto | 20 | 10 |
| | Subterrânea | 20-25 | 30 |

Muitas vezes é necessário conhecer o valor residual do equipamento antes do término da vida útil. Neste caso, este valor deve ser estimado, utilizando-se o método linear de depreciação e considerando-se o valor residual. Uma aplicação deste método torna-se necessária, quando um equipamento é substituído devido à limitação de sua capacidade térmica.

#### 4.3.2.5 Taxa de atualização

A taxa de atualização é, em essência, um elemento de política econômica que vem orientar os estudos de planejamento. Valores elevados dessa taxa podem conduzir a políticas imediatistas, que favorecem as alternativas com custos de investimentos baixos e custos operacionais altos. Por outro lado, os valores baixos para essa taxa tendem a deixar de refletir a escassez de recursos da economia, favorecendo alternativas de maiores custos de investimentos e menores custos operacionais.

Existem diversos critérios para definição da taxa de atualização a ser adotada. Vale destacar alguns.

- *Critério keynesiano*, fundamentado no conceito de igualdade entre eficiência marginal do capital e taxa de juros de um mercado de capitais em equilíbrio, que resultou, num estudo realizado na ELETROBRÁS, no valor de 6,3% a.a.
- *Critério de taxas de juros mínimos reais do mercado*, quais sejam, as de papéis do Governo, que conduz a valores da mesma ordem de grandeza.
- *Critério do custo médio do dinheiro*, para as Empresas do setor, que varia de 8 a 12% a.a.
- *Critério da remuneração anual dos investimentos das Empresas do setor*, que varia de 10 a 12% a.a.

Face às dificuldades na determinação de uma taxa de atualização única, torna-se conveniente efetuar a análise de alternativas, adotando-se uma faixa de variação para essa taxa.

A carência de recursos de capital para investimentos públicos, devido às modificações estruturais que ocorrem atualmente na economia do País, que requer a rápida expansão de investimentos, leva à recomendação, para efeito de estudos de expansão do Setor Elétrico, da taxa de atualização na faixa de 8 a 12% a.a.

Se, porventura, ocorrer troca de posição de alternativas nessa faixa de variação, o problema deve ser analisado com maior cuidado, levando-se em conta outros aspectos não econômicos, tais como: critérios operacionais, disponibilidades de equipamento etc.

#### 4.3.2.6 Método do valor presente e custo anual equivalente

A escolha de uma alternativa entre várias, que supõe diversos investimentos e custos associados ao longo de um determinado período, deve ser feita por um método que permita transformá-los em valores equivalentes (numa mesma data de referência), para que possam ser comparados. Existem vários métodos que permitem fazer essa equivalência. Aqui são abordados dois deles: o do valor atual e o do custo anual equivalente.

a) MÉTODO DO VALOR ATUAL. Este método, uma vez conhecidos a taxa de atualização e os investimentos e custos do projeto (montante e data), permite transportar os investimentos e custos para o valor atual (ano 0) e, então, comparar as alternativas. Faz-se esse transporte pela fórmula:

$$I_0 = I_n \times \frac{1}{(1+i)^n}$$

onde

$\frac{1}{(1+i)^n} = FVA$ (fator de valor atual);

$I_0$ = valor equivalente no ano 0;

$I_n$ = investimento ou custo ocorrido no ano $n$;

$n$ = número de anos;

$i$ = taxa de atualização.

Somando-se os valores atuais dos investimentos e os custos de operação, manutenção e perdas, ter-se-á o valor atual da alternativa:

$$\sum_{k=1}^{h} I_k \cdot FVA_k + \sum_{k=1}^{h} (OM+P)_k \cdot FVA_k$$

onde

$I_k$ = investimento realizado no ano $k$;

$h$ = ano-horizonte do estudo;

$(OM+P)_k$ = custos de operação, manutenção e perdas no ano $k$;

$i$ = taxa de atualização.

*Observação.* Sendo a parcela $OM + P$ constante, ou seja, constituindo uma série uniforme, então a fórmula anterior pode ser simplificada para:

$$\text{Valor atual da alternativa} = \sum_{k=1}^{h} I_k \cdot FVA_k + \frac{(OM + P)}{FRC}$$

sendo

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}.$$

b) MÉTODO DE CUSTO ANUAL EQUIVALENTE. Neste segundo método, os custos e investimentos do projeto são distribuídos em parcelas anuais, uniformes ao longo do tempo, a partir do ano 1 até o ano-horizonte (fim do estudo).

Este método facilita a comparação de alternativas que têm, além dos investimentos que poderiam ser chamados de "concentrados", vários custos uniformes distribuídos ao longo dos anos.

A fórmula que permite obter a série uniforme de valores anuais equivalentes a um investimento no ano 0 é:

$$CR = I_0 \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

onde

$\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = FRC$ (fator de recuperação do capital);

$I_0$ = investimento no ano 0;

$i$ = taxa de juros;

$n$ = número de anos do estudo;

$CR$ = parcela anual que deverá ser paga durante $n$ anos para cobrir o investimento $I_0$.

Se o investimento não for realizado no ano 0, mas num ano $k$ qualquer, este deve ser inicialmente transportado para o ano 0 para, a seguir, se achar o custo anual equivalente.

No caso de ser necessário considerar o valor residual, o procedimento é análogo: estima-se o valor residual no ano $n$ (horizonte), transportando-se, em seguida, para o ano 0 e subtraindo-se dos investimentos realizados já referenciados a este ano. A seguir, calcula-se a série uniforme correspondente que será adicionada aos demais valores de custos anuais (perdas e operação e manutenção). Cabe observar que este método só deve ser usado se os valores de perdas e operação e manutenção constituírem uma série uniforme. Uma vez calculadas as parcelas anuais, a menor parcela corresponderá obviamente, à alternativa mais econômica.

## 4.4 PROCESSO DE DECISÃO

Conforme já descrito nos itens anteriores, a análise técnico-econômica foi procedida dentro da seguinte seqüência:

– formulação das alternativas;

– análise técnica, ou seja, verificar se a qualidade de serviço prevista atende, ou não, às metas fixadas pela Empresa;

– análise econômica, para as alternativas que atendem aos requisitos técnicos exigidos.

O próximo passo é o processo de decisão. Naturalmente que, neste processo de decisão, as conclusões da análise técnica e econômica são subsídios básicos. Outros fatores, entretanto, devem ser convenientemente levantados, mas são, muitas vezes, inquantificáveis.

Entre estes benefícios adicionais de uma alternativa sobre outra, podem-se listar, a título de exemplo, os seguintes:

– melhor qualidade de serviço (continuidade e níveis de tensão);

– possibilidade de operação com maior grau de contingência;

– maior utilização de materiais fabricados no Brasil;

– existência de tecnologia específica;

– fluxo de caixa.

Os benefícios adicionais devem, também, ser convenientemente considerados em conjunto com a análise técnica e econômica, no processo de decisão.

## 4.5 EXEMPLO

Considere-se um caso hipotético do estudo de uma subestação onde se apresentam duas alternativas.

*Alternativa A*

– No ano 0: instalar 2 transformadores de 15/20/25 MVA.

– No ano 5: instalar mais um transformador de 15/20/25 MVA.

– No ano 10: instalar o último transformador de 15/20/25 MVA.

*Alternativa B*

– No ano 0: instalar 1 transformador de 30/40/50 MVA.

– No ano 10: instalar outro transformador de 30/40/50 MVA.

Custo dos transformadores:

15/20/25 MVA: Cr$ 10.000.000,00
($10 \text{ Cr\$} \times 10^6$)

30/40/50 MVA: Cr$ 19.900.000,00
($19{,}9 \text{ Cr\$} \times 10^6$)

*Observações.* (1) Para simplificar, serão adotados preços em Cr$ $\times 10^6$. (2) O custo dos transformadores não corresponde ao custo real. (3) Adotar-se-á 15 anos como horizonte do estudo (segundo sugerido no texto). O valor residual dos equipamentos foi estimado e entra como um valor negativo. (4) Considerar-se-ão os custos das perdas e operação e manutenção como uniformes e valendo:

Alternativa A:

Custo anual de operação e manutenção . . . . . 0,758

Custo anual das perdas . . . . . 2,528

Alternativa B

Custo anual de operação e manutenção . . . . . 0,698

Custo anual das perdas . . . . . 2,326

O fluxo de caixa das alternativas é mostrado na Fig. 4.11.

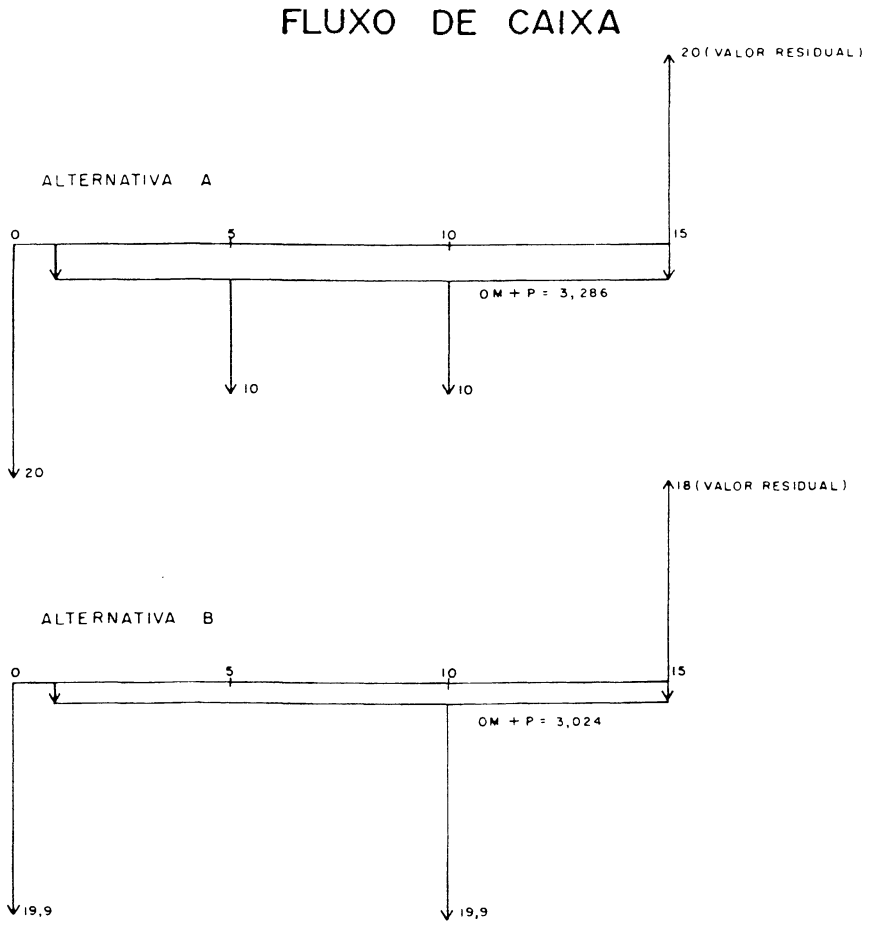



Fig. 4.11

*1º Caso – Método do Valor Atual*

1. Cálculo do Valor Atual dos Investimentos

1.1 – Alternativa A

| | | *FVA* x Investimento | | |
|---|---|---|---|---|
| ANO | INVESTIMENTO | $i = 8\%$ | $i = 10\%$ | $i = 12\%$ |
| 0 | 20 | 20,000 | 20,000 | 20,000 |
| 5 | 10 | 6,805 | 6,209 | 5,674 |
| 10 | 10 | 4,631 | 3,855 | 3,219 |
| 15 | –20* | –6,304 | –4,786 | –3,652 |
| | | 25,132 | 25,278 | 25,241 |

* Valor residual estimado

1.2 – Alternativa B

| | | *FVA* x Investimento | | |
|---|---|---|---|---|
| ANO | INVESTIMENTO | $i = 8\%$ | $i = 10\%$ | $i = 12\%$ |
| 1 | 19,9 | 19,900 | 19,900 | 19,900 |
| 10 | 19,9 | 9,216 | 7,671 | 6,406 |
| 15 | –18,0* | –5,674 | –4,307 | –3,287 |
| | | 23,442 | 23,264 | 23,019 |

* Valor residual estimado

2. Cálculo do Valor Atual dos Custos de Operação, Manutenção e Perdas

2.1 – Alternativa A

| (*OM* + Perdas) | (1/*FRC*) x (*OM* + Perdas) | | |
|---|---|---|---|
| | $i = 8\%$ | $i = 10\%$ | $i = 12\%$ |
| 0,758 + 2,528 | 28,126 | 24,993 | 22,380 |

2.2 – Alternativa B

| (*OM* + Perdas) | (1/*FRC*) x (*OM* + Perdas) | | |
|---|---|---|---|
| | $i = 8\%$ | $i = 10\%$ | $i = 12\%$ |
| 0,698 + 2,326 | 25,884 | 23,001 | 20,596 |

3. Valor Atual Total

3.1 – Alternativa A

| $i = 8\%$ | $i = 10\%$ | $i = 12\%$ |
|---|---|---|
| 25,132 | 25,278 | 25,241 |
| 28,126 | 24,993 | 22,380 |
| 53,258 | 50,271 | 47,621 |

3.2 – Alternativa B

| $i = 8\%$ | $i = 10\%$ | $i = 12\%$ |
|---|---|---|
| 23,442 | 23,264 | 23,019 |
| 25,884 | 23,001 | 20,596 |
| 49,326 | 46,265 | 43,615 |

4. *Conclusão*. Nota-se que para qualquer das taxas de atualização utilizadas, a Alternativa B é a mais econômica.

| *Alternativa* | *Valor atual da alternativa (Cr$ × $10^6$)* | | |
|---|---|---|---|
| | *i = 8%* | *i = 10%* | *i = 12%* |
| A | 53,258 | 50,271 | 47,621 |
| B | 49,326 | 46,265 | 43,615 |
| $\frac{A-B}{B} \cdot 100\%$ | 7,97 | 8,66 | 9,18 |

*2º Caso – Método do Custo Anual Equivalente*

1. Cálculo do Valor Anual dos Investimentos

1.1 – Alternativa A

Conforme calculado no primeiro caso, o valor atual dos investimentos menos o valor atual do residual é igual a:

Para $i = 8\%$: $IO = 25{,}132$

Para $i = 10\%$: $IO = 25{,}278$

Para $i = 12\%$: $IO = 25{,}241$

A série uniforme de valores anuais equivalentes aos investimentos acima será:

Para $i = 8\%$: $CR = 25{,}132 \cdot 0{,}1168 = 2{,}935$

Para $i = 10\%$: $CR = 25{,}278 \cdot 0{,}1314 = 3{,}322$

Para $i = 12\%$: $CR = 25{,}241 \cdot 0{,}1468 = 3{,}705$

1.2 – Alternativa B

Da mesma forma que na Alternativa A, o valor atual dos investimentos é igual a:

Para $i = 8\%$: $IO = 23{,}442$

Para $i = 10\%$: $IO = 23{,}264$

Para $i = 12\%$: $IO = 23{,}019$

A série uniforme de valores anuais equivalente aos investimentos acima será:

Para $i = 8\%$: $23{,}442 \cdot 0{,}1168 = 2{,}738$

Para $i = 10\%$: $23{,}264 \cdot 0{,}1314 = 3{,}057$

Para $i = 12\%$: $23{,}019 \cdot 0{,}1468 = 3{,}379$

2. Cálculo do Valor Anual Total

2.1 – Alternativa A

| | $i = 8\%$ | $i = 10\%$ | $i = 12\%$ |
|---|---|---|---|
| Investimento | 2,935 | 3,222 | 3,705 |
| Oper. e Manutenção | 0,758 | 0,758 | 0,758 |
| Perdas | 2,528 | 2,528 | 2,528 |
| TOTAL | 6,221 | 6,608 | 6,991 |

2.2 – Alternativa B

| | $i = 8\%$ | $i = 10\%$ | $i = 12\%$ |
|---|---|---|---|
| Investimento | 2,738 | 3,057 | 3,379 |
| Oper. e Manutenção | 0,698 | 0,698 | 0,698 |
| Perdas | 2,326 | 2,326 | 2,326 |
| TOTAL | 5,762 | 6,081 | 6,403 |

*Conclusão.* Da mesma forma que no primeiro caso, para qualquer das taxas de atualização, a Alternativa B é a mais econômica.

| *Alternativa* | *Valor anual (Cr$ $\times 10^6$)* | | |
|---|---|---|---|
| | *$i = 8\%$* | *$i = 10\%$* | *$i = 12\%$* |
| A | 6,221 | 6,608 | 6,991 |
| B | 5,762 | 6,081 | 6,403 |
| $\frac{A - B}{B} \cdot 100\%$ | 7,96 | 8,67 | 9,18 |

Observa-se que tanto no método do valor atual como no do valor anual, o acréscimo percentual da Alternativa A, em relação à B, é praticamente o mesmo.

# Capítulo 5

# PLANO GERAL DE OBRAS

## 5.1 INTRODUÇÃO

Pretende-se, neste capítulo, analisar com algum detalhe, as principais considerações envolvidas na elaboração de um Plano Geral de Obras (PGO).

Os objetivos básicos do PGO são a administração racional dos programas de investimento e a simplificação dos procedimentos de aprovação e abastecimento das obras do sistema de distribuição, tomando como ponto de partida os planejamentos sistemáticos de obras e os recursos de cada área.

A elaboração do PGO segue normalmente a seguinte seqüência:

– definição das obras necessárias e respectivos orçamentos;
– classificação e codificação das obras ou itens de investimento;
– definição de prioridades e seleção de obras;
– detalhamento;
– análise e aprovação;
– acompanhamento e controle.

## 5.2 DEFINIÇÃO DAS OBRAS NECESSÁRIAS E RESPECTIVOS ORÇAMENTOS

Dentro do processo de elaboração de um planejamento de distribuição, com a conclusão das atividades relativas ao Cap. 4 – Formulação e Análise Técnico-Econômica de Alternativas – são definidas as obras necessárias ao atendimento do mercado previsto, abrangendo, normalmente, a definição da *espinha dorsal* do sistema elétrico, compreendendo construção ou ampliação de linhas de subtransmissão, subestações e alimentadores primários. São também definidas as áreas cujos sistemas elétricos serão convertidos em subterrâneos ou que se beneficiarão com reformas gerais de rede.

Para elaboração do PGO, devem ser incorporadas, às anteriores, as obras relativas a pequenas extensões, reformas e melhoramentos, normalmente estimadas de maneira global, baseadas nas condições atuais do sistema e no crescimento de carga previsto.

O período abrangido pelo PGO varia de 5 a 10 anos, sendo que, para os primeiros anos, é apresentado de maneira mais detalhada.

Normalmente, nesta fase, as obras são caracterizadas fisicamente a partir de parâmetros, como o número de postes a serem implantados em rede urbana ou a extensão de rede rural a ser construída.

Os orçamentos são estabelecidos a partir de custos unitários, como custo/poste, custo/km etc.

O Anexo I apresenta alguns custos unitários de componentes do sistema de distribuição.

Cada obra incluída no PGO passa a ser denominada *item de investimento*.

## 5.3 CLASSIFICAÇÃO E CODIFICAÇÃO DAS OBRAS

### 5.3.1 Tipos de Serviços

As obras (itens de investimento) devem ser classificadas de acordo com a natureza do serviço (por exemplo, extensão ou reforma); componente do sistema (por exemplo, rede, linha ou iluminação pública), em tipos, como, por exemplo:

| *Tipo de Serviço* | *Abrangência* |
|---|---|
| 1 | Linhas de distribuição |
| 2 | Rede de distribuição rural |
| 3 | Iluminação pública |
| 4 | Extensão de rede |
| 5 | Melhoria e reforma da rede |
| 6 | Alimentadores urbanos |
| 7 | Equipamentos gerais |
| 8 | Subestações |
| 9 | Serviços ou itens gerais |

### 5.3.2 Itens Gerais e Itens Específicos

Os *itens de investimento* encontram-se usualmente divididos em duas categorias: *itens gerais* e *itens específicos*. Os *itens gerais* compreendem agrupamentos de pequenas obras de natureza repetitiva, na maioria previstas e planejadas individualmente. A sua execução é, em geral, iniciada e concluída dentro do prazo de doze meses em condições normais. Os *itens específicos* compreendem obras de vulto, com modificações radicais dos

sistemas existentes que, por qualquer razão, mereçam ser alvo de estudos e decisões dentro de uma política adotada ou a ser escolhida. Como exemplo típico destes itens, pode-se citar a conversão de um sistema aéreo em subterrâneo.

### 5.3.3 Itens Extraordinários

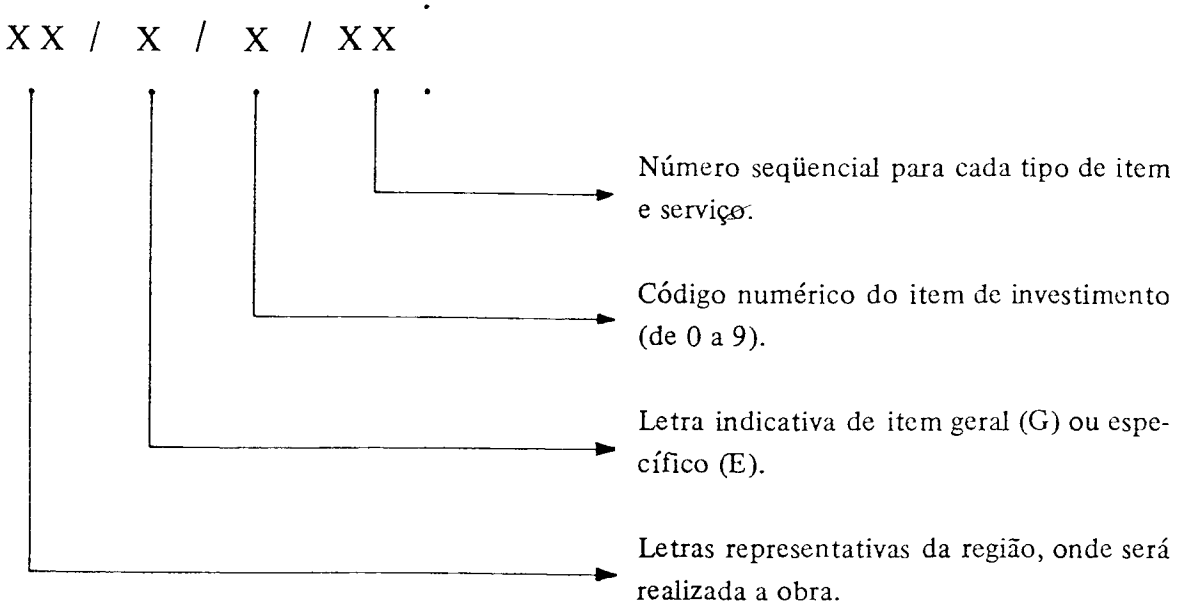
É comum, no decorrer de um certo exercício orçamentário, surgir a eventualidade de realização de obras ou itens extraordinários não previstos no Plano Geral de Obras original, visando à complementação deste. Tais itens podem, em geral, classificar-se em duas categorias distintas.

a) *Itens adicionais*. São aqueles que se referem a obras novas não previstas e surgidas após a aprovação do programa orçamentário original, com caráter de emergência e requerendo pronto atendimento. A introdução de tais itens no orçamento poderá requerer uma revisão do Programa original, a fim de compensar os respectivos dispêndios, pelo adiamento de outros projetos de maior urgência.

b) *Itens suplementares*. São aqueles que se referem a reforços necessários, durante o exercício orçamentário, de determinadas verbas já autorizadas no orçamento original. Para tanto, deverá ser revisado o item original correspondente, podendo também, eventualmente, a introdução de um Item Suplementar obrigar a um reestudo do programa original aprovado.

### 5.3.4 Codificação

Como medida organizacional no que respeita à facilidade de especificação, manipulação e conservação de informação, é de toda a conveniência condensar as características relevantes de cada obra em códigos sucintos e coerentes que permitam identificação fácil e rápida dessas mesmas características. Um desses códigos pode ser o apresentado abaixo.



*Exemplo*: Item ROE/E/4/03 indica a obra de número 3 (três) de extensão de rede, item específico, da Região Oeste.

## 5.4 DEFINIÇÃO DE PRIORIDADES E SELEÇÃO DAS OBRAS

Após a classificação dos itens de investimento por tipo de serviço, torna-se necessário estabelecer uma escala de prioridades por item, para possibilitar o posterior processo de adequação do plano aos recursos existentes, pelo corte das obras menos prioritárias, quando a disponibilidade orçamentária não for suficiente para o atendimento de todas as obras propostas.

### 5.4.1 Definição de Prioridades

Existem diversas maneiras de estabelecer as prioridades e seleção de obras. A seguir apresenta-se um método, para obras de reforma/melhoria e extensão, que se baseia no cálculo do *índice de justificabilidade* de cada obra.

O cálculo do índice é feito baseado na atribuição de pesos a vários parâmetros considerados na análise, conforme pode ser visto nas Tabs. 5.1 e 5.2.

#### 5.4.1.1 Utilização de tabelas de ponderação

A Tab. 5.1 indica os parâmetros e respectivas ponderações a serem considerados no cálculo do índice de justificabilidade para obras de reforma e melhoria.

Especificamente para os aspectos de condições mecânicas, condições estéticas e confiabilidade, são explicados a seguir os critérios de utilização da tabela.

a) *Condições mecânicas*

– Boas:
- posteação: padronizada e em perfeitas condições;
- transformadores: padronizados e em boas condições;
- condutor: padronizado e em boas condições;
- estrutura primária e secundária: padronizada e em boas condições;
- conjunto de Iluminação Pública (IP): padronizado e em boas condições.

– Regulares:
- posteação: não-padronizado mas aproveitável; fora de prumo, fora de alinhamento;
- transformadores: conservação inadequada, porém recuperável;
- condutor: bitola fora de padrão, mas aproveitável;
- estrutura primária e secundária: fora de padrão, mas aproveitável;
- conjunto IP: fora de padrão mas aproveitável.

– Ruins:
- posteação: fletida ou com rachaduras à mostra; altura insuficiente (altura mínima é de 9 m para a rede secundária e 10 m para a rede primária);

**Tabela 5.1 Fatores de Ponderação para Obras de Reforma e Melhoria**

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *Ponderação* | *0* | *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
| MR1 | Valor total da obra dividido p/número de CONSUMIDORES BENEFICIADOS (Cr$ por consumidor) | Mais de Cr$ ... | Entre Cr$ ... e Cr$ ... | Entre Cr$ ... e Cr$ ... | Entre Cr$... e Cr$ ... | Entre Cr$ ... e Cr$ ... | Menos de Cr$ ... |
| | *Ponderação* | *0* | *2* | *4* | *6* | *8* | *10* |
| MR2 | % de setores de transformador com queda de tensão superior a 7,5% na área a ser reformada | < 3% | 3 a 8% | 8 a 15% | 15 a 35% | 35 a 50% | >50% |
| | *Ponderação* | *0* | *3* | | *6* | | *10* |
| MR3 | Condições mecânicas da rede na área a ser reformada | BOAS | REGULARES | | RUINS | | PÉSSIMAS |
| | *Ponderação* | *0* | *2* | | *3* | | *5* |
| MR4 | Condições estéticas da rede na área a ser reformada | BOAS | REGULARES | | RUINS | | PÉSSIMAS |
| | *Ponderação* | *0* | *2* | *4* | *6* | *8* | *10* |
| MR5 | Duração equivalente de interrupção por consumidor - DEC | < 1,5 | 1,5 a 2,0 | 2,0 a 2,5 | 2,5 a 3,0 | 3,0 a 3,5 | >3,5 |
| | *Ponderação* | *0* | *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
| MR6 | Consumo médio mensal residencial – kWh – na área a ser reformada | < 30 | 30 a 50 | 50 a 100 | 100 a 150 | 150 a 200 | >200 |
| | *Ponderação* | *0* | *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
| MR7 | Crescimento de mercado na cidade onde se executa a reforma (Consumo Residencial) | < 1% | 1 a 3% | 3 a 5% | 5 a 7% | 7 a 9% | >9% |

N.R. Limites de cruzeiro/consumidor definidos pela concessionária.

Tabela 5.2 Fatores de Ponderação para Obras de Extensão

| | *Ponderação* | *0* | *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ER 1 | Valor total da obra dividido pelo número de consumidores beneficiados (Cr$ por consumidor) | Mais de Cr$ ... | Entre Cr$ ... e Cr$ ... | Entre Cr$ ... e Cr$ ... | Entre Cr$ ... e Cr$ ... | Entre Cr$ ... e Cr$ ... | Menos de Cr$... |
| | *Ponderação* | *0* | *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
| ER2 | Consumo médio mensal residencial previsto - kWh | < 30 | 30 a 50 | 50 a 100 | 100 a 150 | 150 a 200 | > 200 |
| | *Ponderação* | *0* | *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
| ER3 | Previsão de crescimento de mercado | < 1% | 1 a 3% | 3 a 5% | 5 a 7% | 7 a 9% | >9% |
| | *Ponderação* | *0* | *2* | *4* | *6* | *8* | *10* |
| ER4 | Relação de consumidores previstos por poste | < 0,3 | 0,3 a 0,4 | 0,4 a 0,5 | 0,5 a 0,6 | 0,6 a 0,7 | >0,7 |
| | *Ponderação* | *0* | *2* | *4* | *6* | *8* | *10* |
| ER5 | Índice de rentabilidade (i) | < 0,5 | 0,5 a 1,0 | 1,0 a 1,5 | 1,5 a 2,5 | 2,5 a 4,0 | >4,0 |

N.R. Limites de cruzeiros/consumidor definidos pela concessionária.

- transformadores: fora de padrão; apresentam perigo quanto à segurança de operação e manobra dos equipamentos complementares;
- condutor: fora de padrão e envelhecido (oxidado), necessidade de reesticamento;
- estrutura primária: fixação inadequada, rachada ou queimada;
- estrutura secundária: instalação inadequada (em altura e disposição) ou enferrujada;
- conjunto de IP: fora de padrão, enferrujado mas ainda em condições de fixar a luminária.

– Péssimas:

- poste de concreto: não-padronizado e inaproveitável, armadura à mostra, fissuras ou fendas visíveis, altura insuficiente;
- poste de madeira: não-padronizado e inaproveitável, podre, fendas e fraturas no topo, altura insuficiente (abaixo de 8 m para a rede secundária e 9 m para a rede primária);
- transformadores: fora de padrão e inaproveitável;
- condutor: muito emendado, bitola fora de padrão, inaproveitável e inadequado;
- estrutura primária e secundária: fora de padrão e inaproveitável;
- conjunto de IP: fora de padrão e inaproveitável, sem condições de fixar a luminária.

b) *Condições estéticas*

– Boas:

- posteação adequada ao tipo de via pública;
- rede nova e padronizada;
- IP padronizada e adequada ao tipo de via pública.

– Regulares:

- posteação fora de alinhamento ou de prumo;
- existência de alguns postes fora de padrão (por exemplo, trilho) e inadequados ao tipo de via pública;
- condutores desbalanceados.

– Ruins:

- posteação inadequada ao tipo de via pública;
- conjunto de IP fora de padrão e inadequado ao tipo de via pública;
- estruturas primárias e secundárias fora de padrão e muito diversificadas;
- vãos médios entre postes muito irregulares;
- condutores sem possibilidade de regular o tensionamento.

– Péssimas:

- rede totalmente inadequada ao tipo de via pública;

- conjuntos de IP inaproveitáveis;
- estruturas fora de padrão e inaproveitáveis.

c) *Duração equivalente de interrupção por consumidor.* Este índice de qualidade de serviço deve ser utilizado como um dos fatores mais importantes que influenciam a determinação da prioridade das obras a serem realizadas. O seu cálculo faz-se por meio da fórmula já apresentada no Cap. 1.

É importante mencionar que estando em análise estudos de reforma e melhoria de redes, só devem ser consideradas, para o cálculo do DEC, as interrupções de serviço programadas para manutenção e as não-programadas provocadas por falhas nas instalações localizadas na área em estudo.

A Tab. 5.2 deve ser usada para determinação do índice de justificabilidade em obras de extensão. Deve-se mencionar que o índice de rentabilidade que aparece mencionado na última linha da tabela é calculado pela fórmula:

$$I = \frac{k \cdot RA}{CT}$$

onde

$I$ = índice de rentabilidade;

$k$ = constante calculada em função da taxa de remuneração dos investimentos e outros parâmetros;

$RA$ = renda anual estimada para os novos consumidores;

$CT$ = custo total estimado da obra, que se obtém multiplicando o número de postes envolvidos pelo preço médio da rede por poste.

#### 5.4.1.2 Cálculo dos índices de justificabilidade

Os índices de justificabilidade são calculados em função dos pesos constantes nas Tabs. 5.1 e 5.2, pelas fórmulas:

$$I_{jr} = \frac{\sum_{i}^{n} MRi}{50}$$

$$I_{je} = \frac{\sum_{i}^{n} ERi}{35}$$

onde

$I_{jr}$ = índice de justificabilidade de obras de melhorias e reformas;

$I_{je}$ = índice de justificabilidade de obras de extensão;

$MRi$ = ponderação de cada um dos sete fatores envolvidos em obras de reforma e melhoramento;

*ERi* = ponderação de cada um dos cinco fatores envolvidos em obras de extensão.

### 5.4.2 Seleção de Obras

Após definição do índice de justificabilidade, ou grau de prioridade, as obras são classificadas em ordem de prioridade e, a seguir, faz-se a compatibilização entre o recurso existente e as obras propostas pelo corte daquelas menos prioritárias.

## 5.5 DETALHAMENTO

As obras selecionadas são a seguir detalhadas, principalmente as previstas para o primeiro ano, sendo que, em alguns casos, são, inclusive, elaborados os anteprojetos para os itens específicos.

O detalhamento permite a elaboração, para cada item, dos cronogramas, custos detalhados, previsão de materiais, diagramas unifilares etc.

## 5.6 ANÁLISE E APROVAÇÃO

Após o detalhamento das obras, faz-se a montagem, a estruturação e o resumo do PGO, o que permite sua análise e aprovação pela alta administração da Empresa.

## 5.7 ACOMPANHAMENTO E CONTROLE DO SISTEMA

A implementação prática das diretrizes emitidas pelo PGO deve ser convenientemente acompanhada e controlada, de modo que seja possível utilizar, através dos dados recolhidos, a experiência passada, como fonte de realimentação de informações, que, quando levadas em consideração, permitirão a obtenção de uma convergência cada vez maior entre o previsto e o realmente ocorrido.

## 5.8 VANTAGENS DO SISTEMA PROPOSTO

A elaboração e a organização de um PGO, como o descrito nos itens anteriores, apresentam um conjunto importante de vantagens, para a administração da distribuição que, normalmente, mantém um controle gerencial centralizado e execução descentralizada:

a) facilidade de seleção das obras, devido à preparação do PGO por itens orçamentários, quando da falta de recurso para execução do programa total;

b) como o PGO é aprovado em todos os seus detalhes, não haverá necessidade de encaminhar o orçamento de cada obra para análise e aprovação das áreas competentes, uma vez que cada obra passou a ser uma fatia do plano. Bastará a emissão das Ordens de Obra pelas áreas descentralizadas;

c) a partir da programação de suprimento através de previsão de materiais, a alimenta-

ção de materiais poderá ser feita diretamente, em tempo hábil, aos canteiros de obra ou almoxarifados regionais com conseqüente:

- diminuição dos remanejamentos de materiais e gastos de transporte para se dar continuidade às obras;
- utilização do fluxo de abastecimento durante a fase de execução somente para exceções;

d) uniformização da sistemática de fornecimento de informações pelas áreas descentralizadas sem a necessidade de tradução destas informações para uma mesma linguagem para a tomada de decisão;

e) adequação quantitativa e qualitativa das informações em cada nível decisório envolvido.

# Capítulo 6

# MODELO PARA O PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS — ÁREAS RURAIS

## 6.1 INTRODUÇÃO

A eletrificação faz parte da infra-estrutura básica necessária ao desenvolvimento econômico e social das regiões rurais. Acresce-se a esta necessidade o fato de que grande parte da população do Brasil se encontra na zona rural e que pequena parcela desta população acha-se hoje beneficiada pela eletrificação rural. Devido ao vulto dos programas de eletrificação necessários, é fundamental que se definam sistemas que atendam adequadamente estas áreas, a um custo mínimo.

Neste capítulo, pretende-se, levando em consideração os conceitos já apresentados nos anteriorès, definir e analisar sistemas elétricos próprios para atendimento a áreas rurais típicas, abordando aspectos comparativos entre sistemas monofásicos fase-neutro, monofásicos fase-fase e trifásicos, em 13,8 kV.

Não serão abordados os seguintes tópicos:

a) os diversos arranjos possíveis de estruturas e materiais, aplicáveis ao meio rural, sendo considerados, para definição de investimentos, os padrões definidos pela PB-45 e PB-46 da ABNT;

b) outras tensões além de 13,8 kV, tendo em vista a predominância desta nos sistemas existentes;

c) alternativa do emprego de sistemas monofilares com retorno pela terra, de uso restrito no Brasil.

## 6.2 CARACTERÍSTICAS DE ÁREAS E SISTEMAS ELÉTRICOS RURAIS

Antes da apresentação da análise comparativa entre diversos tipos de sistemas, é de toda conveniência mencionar alguns dados estatísticos importantes, que mostram algumas características relevantes das áreas rurais e dos sistemas elétricos existentes na zona de

concessão de várias Empresas do CODI. Tais características, como o tipo e o número de propriedades rurais, o tipo de sistemas elétricos já implantados e os índices médios de eletrificação rural, são elementos úteis na ponderação das decisões que se tenham de tomar.

As informações mais relevantes encontram-se resumidas nas Tabs. 6.1 a 6.5 e na Fig. 6.1, onde se apresentam dados, desde a distribuição de propriedades rurais por grupos de áreas e do programa de eletrificação rural de várias empresas para o ano de 1978, até o tipo, potência e número de transformadores existentes e uma curva típica de carga referente a grupos de propriedades rurais.

**Tabela 6.1 Distribuição de Propriedades Rurais por Grupos de Áreas**

| ÁREAS (ha) | UNIDADES DA FEDERAÇÃO | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ES | | GO | | MT | | MG | | PR | | SC | | SP | | RJ | | RS | |
| | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % |
| < 10 | 13 325 | 19,0 | 16 427 | 11,3 | 46 866 | 44,2 | 125 259 | 27,5 | 295 072 | 53,2 | 65 437 | 31,5 | 131 623 | 40,2 | 41 655 | 53,7 | 177 294 | 34,6 |
| 10-50 | 38 301 | 54,0 | 45 336 | 31,3 | 30 796 | 29,0 | 183 147 | 40,3 | 218 681 | 39,4 | 117 907 | 57,0 | 129 820 | 39,6 | 23 887 | 30,8 | 270 742 | 53,0 |
| 50-100 | 11 710 | 16,5 | 24 142 | 16,6 | 6 047 | 5,7 | 62 509 | 13,8 | 22 537 | 4,1 | 14 918 | 7,2 | 29 712 | 9,1 | 5 352 | 7,0 | 30 587 | 6,0 |
| 100-200 | 4 838 | 6,8 | 22 240 | 15,3 | 5 245 | 4,9 | 41 931 | 9,2 | 9 941 | 1,8 | 4 985 | 2,4 | 17 686 | 5,4 | 3 487 | 4,5 | 14 572 | 2,8 |
| 200-500 | 2 022 | 2,8 | 22 631 | 15,6 | 5 851 | 5,5 | 28 364 | 6,2 | 5 830 | 1,0 | 2 684 | 1,3 | 12 127 | 3,7 | 2 252 | 2,9 | 10 974 | 2,1 |
| 500-1000 | 483 | 0,7 | 8 114 | 5,6 | 3 684 | 3,5 | 8 454 | 2,0 | 1 561 | 0,3 | 875 | 0,4 | 3 907 | 1,2 | 566 | 0,7 | 4 340 | 0,8 |
| > 1000 | 173 | 0,2 | 6 233 | 4,3 | 7 052 | 6,6 | 4 937 | 1,0 | 1 111 | 0,2 | 480 | 0,2 | 2 496 | 0,8 | 307 | 0,4 | 3 252 | 0,6 |
| SEM DECLARAÇÃO | 1 | - | 21 | - | 608 | 0,6 | 318 | - | 36 | - | 24 | - | 31 | - | - | - | 658 | 0,1 |
| TOTAL | 70 853 | 100 | 145 144 | 100 | 106 149 | 100 | 454 919 | 100 | 554 769 | 100 | 207 310 | 100 | 327 402 | 100 | 77 506 | 100 | 512 419 | 100 |

FONTE Sinopse Preliminar do Censo Agropecuário - VII Recenseamento Geral - 1970 - IBGE

**Tabela 6.2 Programa de Eletrificação Rural – 1978**

| EMPRESAS | INVESTIMENTO $10^3$ Cr$ | Nº DE CONSUMIDORES | CAPACIDADE INSTALADA (kVA) | EXTENSÃO (km) | CONS./km | kVA/CONS. | kVA/km | Cr$/CONS. | $10^3$Cr$/kVA | $10^3$Cr$/km |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CEB | 16 089 | 152 | 2 480 | 172 | 0,88 | 16,32 | 14,42 | 105 848 | 6,49 | 93,54 |
| ESCELSA | 87 183 | 2 581 | 17 215 | 880 | 2,93 | 6,67 | 19,56 | 33 779 | 5,06 | 99,07 |
| CELF | 44 170 | 805 | 4 665 | 606 | 1,33 | 5,80 | 7,70 | 54 870 | 9,47 | 72,89 |
| CEMIG | 180 521 | 2 962 | 33 120 | 2 835 | 1,04 | 11,18 | 11,68 | 60 945 | 5,45 | 63,68 |
| CESP | 256 985 | 4 375 | 55 673 | 2 853 | 1,53 | 12,73 | 19,51 | 58 740 | 4,61 | 90,07 |
| CPFL | 324 295 | 7 101 | 74 274 | 4 202 | 1,69 | 10,46 | 17,68 | 45 669 | 4,36 | 77,18 |
| CELG | 88 721 | 664 | 8 090 | 1 191 | 0,56 | 12,18 | 6,79 | 133 616 | 10,97 | 74,49 |
| CEMAT | 52 300 | 362 | 4 472 | 520 | 0,70 | 12,35 | 8,60 | 144 475 | 11,70 | 100,58 |
| COPEL | 225 006 | 5 735 | 33 420 | 2 929 | 1,96 | 5,83 | 11,41 | 39 234 | 6,73 | 76,82 |
| CELESC | 81 937 | 3 622 | 7 670 | 1 080 | 3,35 | 2,12 | 7,10 | 22 622 | 10,68 | 75,87 |
| CEEE | 199 750 | 9 203 | 20 011 | 2 894 | 3,18 | 2,17 | 6,91 | 21 705 | 9,98 | 69,02 |

FONTE ELETROBRÁS

Tabela 6.3 Índices Médios de Eletrificação Rural por Empresa – CER-02.01

| *Índice* | *CEEE* | *COPEL* | *CESP* | *CPFL* | *CELF* | *CEMIG* | *CEB* | *CELG* | *ESCELSA* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $10^3$ Cr$/km | 64 | 50 | – | – | 70 | 43 | | | 43,4 |
| $10^3$ Cr$/cons. | 18 | 25 | – | – | – | 40 | | | 18,6 |
| $10^3$ Cr$/MVA | 6,5 | 3,4 | – | – | – | 3,8 | | | 5,6 |
| Cons/km | 3,5 | 1,9 | 1,9 | 1,5 | 0,8 | 1 | 1,5 | 0,6 | 2,3 |
| kVA/cons. | 1,5 | 7,3 | 12 | 13,8 | 10 | 10,6 | 11,5 | 16,6 | 3,3 |
| kVA/km | 5,2 | 14,5 | 19 | 21,8 | 8 | 10,6 | 17,6 | 10 | 7,8 |

Tabela 6.4 Sistemas Elétricos Rurais Existentes – CER-02.01

| *Empresa* | *Sistemas adotados e existentes (%)* | | |
|---|---|---|---|
| | *Trifásico* | *Bifásico* | *Monofásico* |
| CEEE | (Adota os três sistemas) | | |
| CELESC | 80 | 1 | 19 |
| COPEL | 48 | 32 | 20 |
| CESP | 100 | – | – |
| CPFL | 100 | – | – |
| LIGHT | 10 | – | 90 |
| CELF | 40 | 40 | 20 |
| ESCELSA | 95 | – | 5 |
| CEMIG | 6 | 3 | 91 |
| CEB | 88 | – | 12 |
| CELG | 18 | 12 | 70 |
| CEMAT | 1 | 15 | 84 |

## Tabela 6.5 Incidência de Transformações – CER-02.01

FASE - NEUTRO ( Nº - % )

| kVA | CESP | | CELESC | | COPEL | | CPFL | | LIGHT | | CELF | | CEMIG | | CEB | | CELG | | CEMAT | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % |
| 5 | - | - | - | 10 | - | - | - | - | - | - | 32 | 76 | 6.275 | 34,5 | 19 | 17 | - | 2 | 32 | 98 |
| 10 | - | - | - | 30 | 703 | 24 | - | - | - | 80 | 10 | 24 | 7.180 | 39,5 | 55 | 49 | - | 70 | 1 | 2 |
| 15 | - | - | - | 55 | 112 | 4 | - | - | - | 15 | - | - | 3.489 | 19,2 | 38 | 34 | - | 23 | - | - |
| 25 | - | - | - | 5 | 20 | 0,7 | - | - | - | 3 | - | - | 564 | 3,1 | - | - | - | 5 | - | - |
| 37,5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 54 | 0,7 | - | - | - | - | - | - |
| 37,5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| FASE - FASE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % |
| 5 | - | - | - | - | 667 | 23 | - | - | - | - | 18 | 24 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | - | - | - | - | 575 | 19 | - | - | - | - | 53 | 70 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | - | - | - | - | 92 | 3 | - | - | - | - | 4 | 6 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 25 | - | - | - | - | 7 | 0,3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 37,5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 37,5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TRIFASICO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % | Nº | % |
| 5 | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | - | 8 | - | 20 | 29 | 1 | - | - | - | - | 20 | 21,9 | 27 | 0,15 | 66 | 28 | - | 1 | - | - |
| 15 | - | 46 | - | 30 | 460 | 15 | - | 96 | - | 80 | 40 | 43,9 | 244 | 1,34 | 106 | 44 | - | 2 | - | - |
| 30 | - | 28 | - | 40 | 245 | 8,3 | - | 3,4 | - | 15 | 23 | 25,3 | 242 | 1,33 | 48 | 20 | - | 90 | - | - |
| 45 | - | 12 | - | 10 | 25 | 0,3 | - | 0,4 | - | 5 | 6 | 6,6 | 82 | 0,45 | 11 | 5 | - | 5 | - | - |
| 45 | - | 5 | - | - | 9 | 0,3 | - | 0,2 | - | - | 2 | 2,3 | 83 | 0,18 | 8 | 3 | - | 2 | - | - |

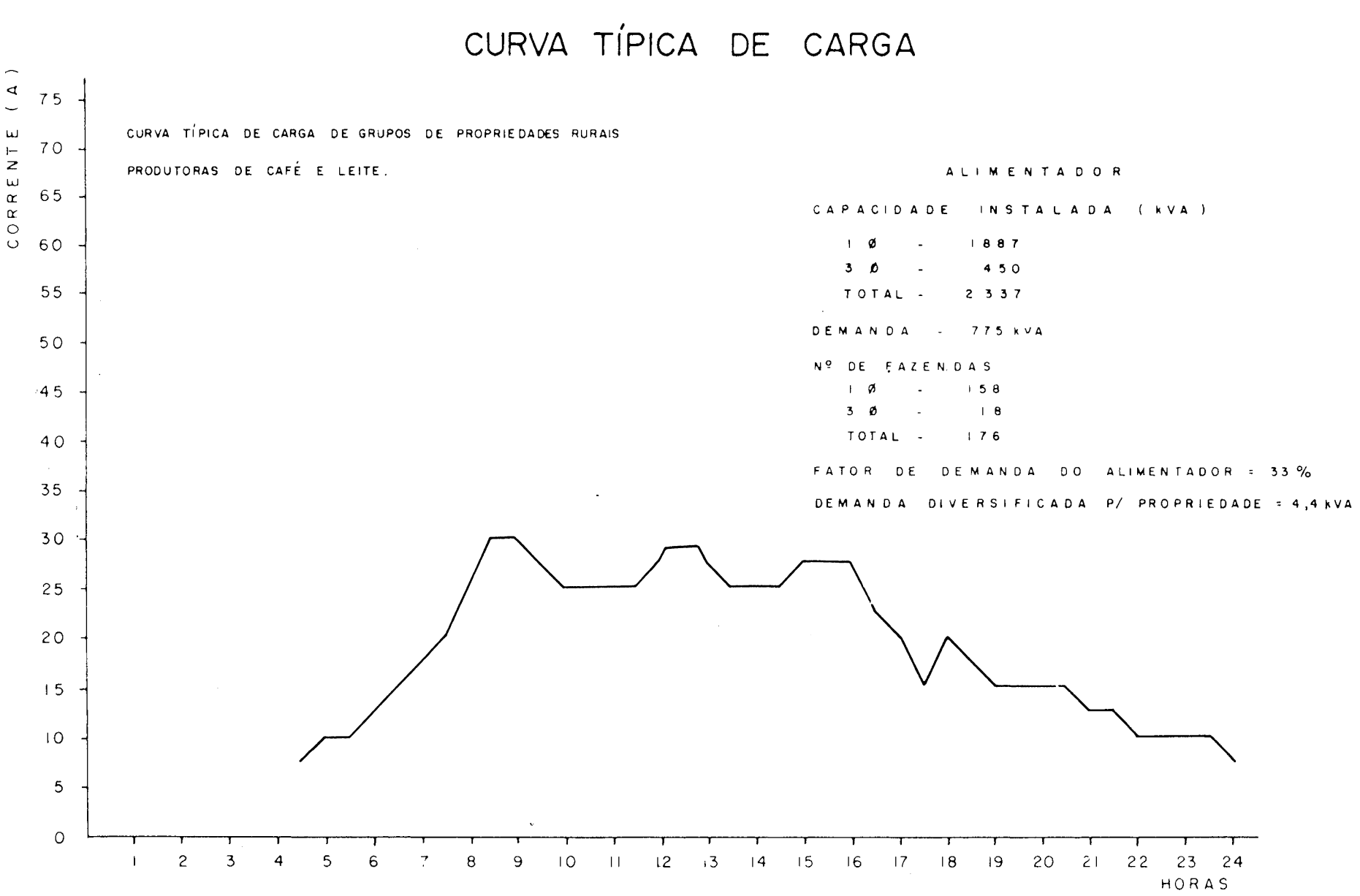

CURVA TÍPICA DE CARGA
CORRENTE (A)
75
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
CURVA TÍPICA DE CARGA DE GRUPOS DE PROPRIEDADES RURAIS
PRODUTORAS DE CAFÉ E LEITE.
ALIMENTADOR
CAPACIDADE INSTALADA (kVA)
1 Ø - 1887
3 Ø - 450
TOTAL - 2337
DEMANDA - 775 kVA
Nº DE FAZENDAS
1 Ø - 158
3 Ø - 18
TOTAL - 176
FATOR DE DEMANDA DO ALIMENTADOR = 33 %
DEMANDA DIVERSIFICADA P/ PROPRIEDADE = 4,4 kVA
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
HORAS

Fig. 6.1

Pode-se depreender da análise destes dados que existem semelhanças entre as várias áreas rurais atendidas, o que permite a caracterização de cargas rurais típicas, bem como a formulação de alternativas de sistemas elétricos válidas para todas as concessionárias do COD[1]

## 6.3 FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS

O sistema elétrico rural mais econômico, a ser implantado em uma área, depende de diversas variáveis, sendo as mais importantes:

a) as características das cargas rurais, tais como a área média e a demanda diversificada de propriedades rurais;

b) a infra-estrutura de subtransmissão e espaçamento entre subestações existentes e previstas;

c) os tipos de sistemas de distribuição, com ou sem condutor neutro, configuração de linha-tronco e de ramais, combinação de bitolas de condutores etc.

Por outro lado, é desejável, visando à definição do sistema mais econômico, que o estudo se desenvolva abrangendo toda a área, de forma a se obter a configuração final do sistema, que será uma diretriz para o desenvolvimento dos projetos parciais.

Isto posto e considerando ainda que a combinação de valores das variáveis citadas levam a um número considerável de alternativas, torna-se conveniente que a análise se desenvolva com base em modelos de distribuição de carga e de alimentadores, representativos das áreas rurais típicas. A partir desses modelos, é possível conceber e implementar um programa para computador digital que permita efetuar automaticamente a comparação entre possíveis alternativas que se possam apresentar como solução para o fornecimento de energia a uma dada área rural.

## 6.4 MODELO DE DISTRIBUIÇÃO DE CARGA E DE ALIMENTADOR

Para a definição dos sistemas rurais mais econômicos, utilizar-se-á um modelo de distribuição de cargas, cujas principais características são as seguintes:

a) considera-se que a distribuição de carga seja triangular com densidade uniforme, isto é, pressupõe-se que todas as propriedades rurais possuam a mesma carga e área, tendo cada alimentador uma área de influência com configuração triangular, tal como se indica na Fig. 6.2;

b) todas as propriedades rurais são ligadas através dos ramais;

c) as propriedades rurais têm, todas, a forma de um quadrado;

d) o número de ramais derivados do tronco do alimentador é igual ao seu comprimento dividido por $\sqrt{A_p}$, sendo $A_p$ a área de cada propriedade;

e) considera-se que a extensão de ramal, por propriedade rural, seja igual a $\sqrt{A_p}$ .

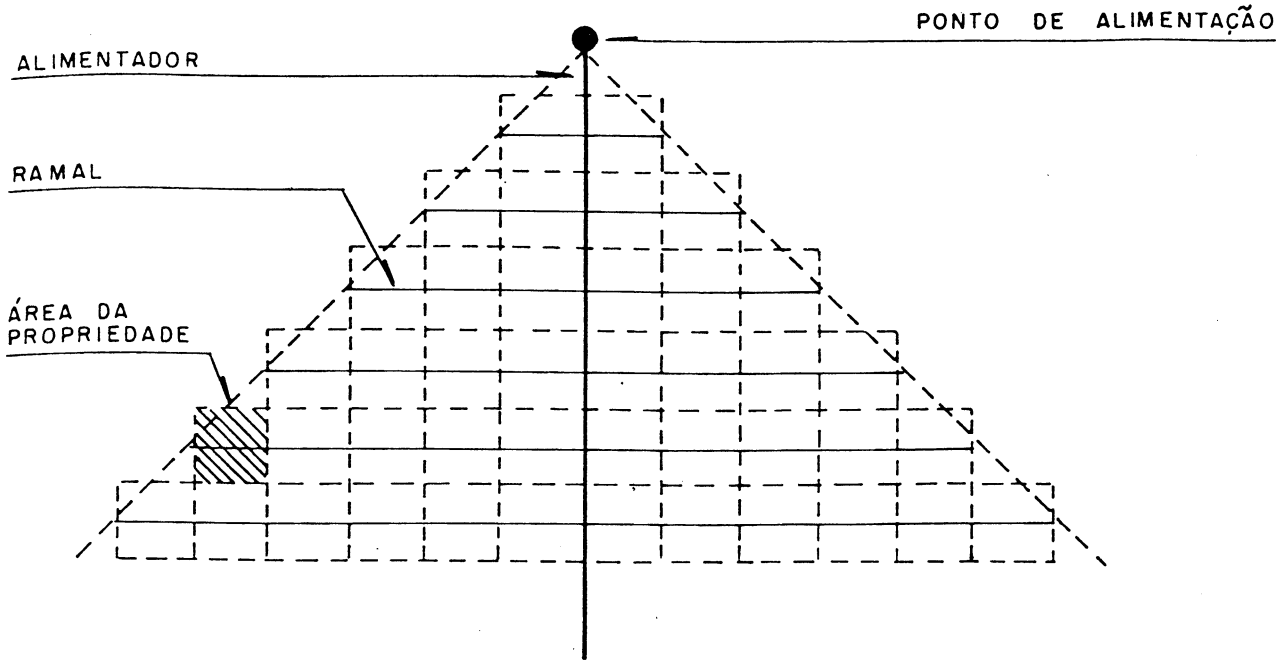



Fig. 6.2

A hipótese considerada em (b) não é absolutamente necessária, destinando-se apenas a simplificar o cálculo da extensão total dos ramais. Por outro lado, as suposições apresentadas em (d) e (e) constituem, evidentemente, aproximações convenientes.

Partindo então das hipóteses acabadas de descrever, é possível determinar as equações relevantes para a análise técnico-econômica.

### 6.4.1 Determinação do Comprimento do Alimentador – H

Considere-se de novo um alimentador como o da Fig. 6.3.

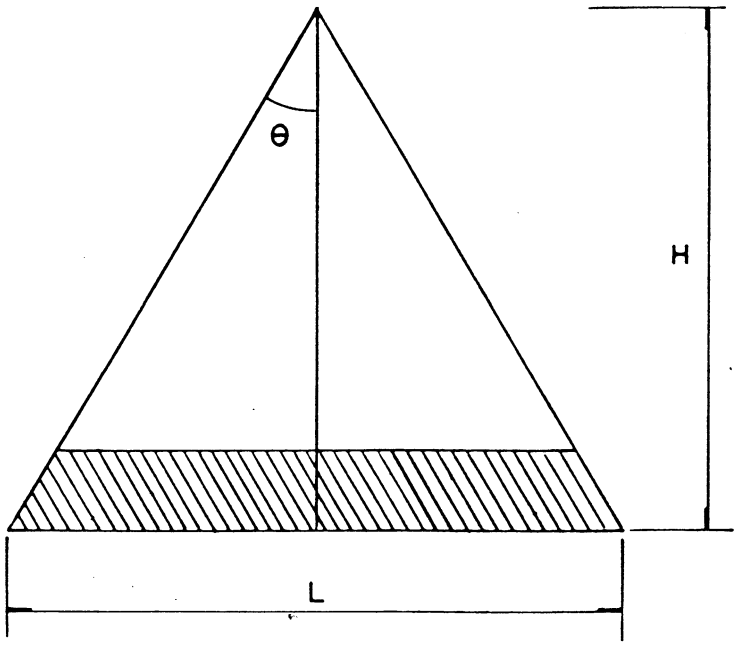



Fig. 6.3

Definindo as seguintes grandezas:

$D_a$ = demanda do alimentador;

$D_r$ = demanda do último ramal;

$d$ = densidade de carga;

$K_1$, $K_2$ = coeficientes de queda de tensão dos condutores do tronco e dos ramais, respectivamente;

$\Delta V$ = queda de tensão total,

pode-se escrever:

$$\Delta V = \frac{2}{3} \cdot K_1 \cdot D_a \cdot H + \frac{1}{2} \cdot K_2 \cdot D_r \frac{L - \operatorname{tg}\theta \cdot \sqrt{A_p}}{2}. \tag{6.1}$$

Nesta expressão, os fatores $D_a$ e $D_r$ são calculados por:

$$D_a = \frac{H \cdot L}{2} \cdot d \tag{6.2}$$

$$D_r = \frac{L - \operatorname{tg}\theta \sqrt{A_p}}{2} \cdot \sqrt{A_p} \cdot d. \tag{6.3}$$

Tendo em atenção que $L = 2 \cdot H \cdot \operatorname{tg}\theta$, estas duas últimas expressões transformam-se em:

$$D_a = H^2 \cdot d \cdot \operatorname{tg}\theta \tag{6.4}$$

e

$$D_r = \frac{2H - \sqrt{A_p}}{2} \cdot \sqrt{A_p} \cdot d \cdot \operatorname{tg}\theta. \tag{6.5}$$

Substituindo-se estes dois valores na equação 6.1 da queda de tensão, obtém-se:

$$\Delta V = \frac{2}{3} \cdot K_1 \cdot d \cdot \operatorname{tg}\theta \cdot H^3 + \frac{1}{8} \cdot K_2 \cdot (2H - \sqrt{A_p})^2 \cdot \sqrt{A_p} \cdot d \cdot \operatorname{tg}^2\theta, \tag{6.6}$$

ou ainda,

$$\Delta V = C_1 H^3 + C_2 H^2 + C_3 H + C_4 \tag{6.7}$$

onde:

$$C_1 = \frac{2}{3} \cdot K_1 \cdot d \cdot \operatorname{tg}\theta$$

$$C_2 = \frac{1}{2} \cdot K_2 \cdot \sqrt{A_p} \cdot \operatorname{tg}^2\theta$$

$$C_3 = -\frac{1}{2} \cdot K_2 \cdot dA_p \cdot \mathrm{tg}^2\theta$$

$$C_4 = \frac{1}{8} \cdot K_2 \cdot d \cdot \sqrt{(A_p)^3} \cdot \mathrm{tg}^2\theta.$$

A equação 6.7 permite calcular, uma vez fixada uma queda máxima de tensão, o maior comprimento do alimentador que se pode utilizar para as condições de carga especificadas.

### 6.4.2 Cálculo da Área de Influência e do Comprimento dos Ramais

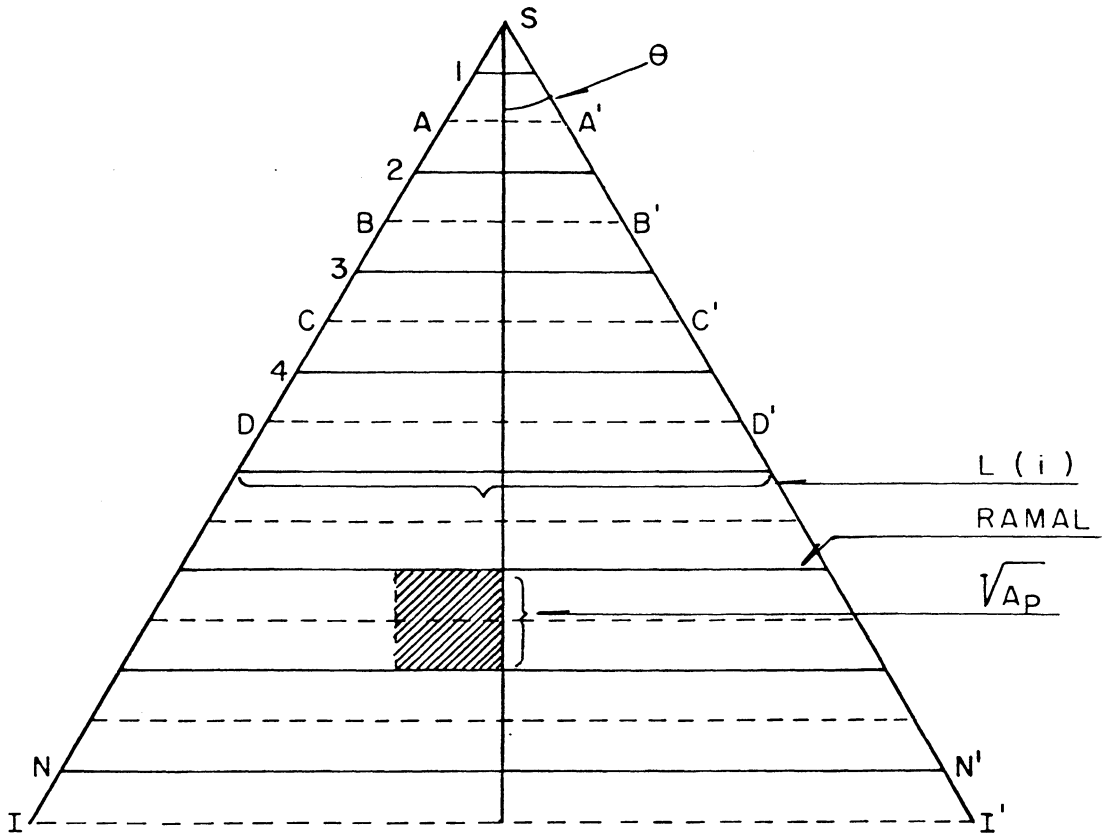



Fig. 6.4

Considere-se a Fig. 6.4. Designando por $A_1, A_2, \ldots, A_n$, respectivamente, as áreas dos triângulos $SAA'$, $SBB'$, ... , $SII'$ e por $A_{r1}, A_{r2}, \ldots, A_{rN}$, as áreas de influência dos ramais 1, 2, ... , $N$, a figura anterior mostra claramente que estas últimas áreas de influência podem ser facilmente calculadas pelas equações seguintes:

$$A_{r1} = A_1 = 1 \cdot \sqrt{A_p} \cdot \sqrt{A_p}\ \mathrm{tg}\theta = A_p \cdot \mathrm{tg}\theta \qquad (6.8)$$

$$A_{r2} = A_2 - A_1 = 2 \cdot \sqrt{A_p} \cdot 2 \cdot \sqrt{A_p}\ \mathrm{tg}\theta - A_1 = 2^2 A_p \mathrm{tg}\theta - A_1 \qquad (6.9)$$

$$A_{r3} = A_3 - A_2 = 3 \cdot \sqrt{A_p} \cdot 3 \cdot \sqrt{A_p}\ \mathrm{tg}\,\theta - A_2 = 3^2 A_p \,\mathrm{tg}\,\theta - A_2 \qquad (6.10)$$

$$A_{rN} = A_n - A_{n-1} = N \cdot \sqrt{A_p} \cdot \mathrm{N} \cdot \sqrt{A_p} \cdot \mathrm{tg}\,\theta - A_{n-1} = N^2 A_p \,\mathrm{tg}\,\theta - A_{n-1}. \qquad (6.11)$$

Retomando aqui a hipótese de que, para cada propriedade atendida, é necessário construir um comprimento do ramal equivalente a $\sqrt{A_p}$, verifica-se facilmente que:

$$L_1 = \frac{A_1}{A_p} \cdot \sqrt{A_p} = \frac{A_1}{\sqrt{A_p}} \qquad (6.12)$$

$$L_2 = \frac{A_2}{A_p} \cdot \sqrt{A_p} = \frac{A_2}{\sqrt{A_p}} \qquad (6.13)$$

$$L_N = \frac{A_n}{A_p} \cdot \sqrt{A_p} = \frac{A_n}{\sqrt{A_p}}. \qquad (6.14)$$

### 6.4.3 Cálculo das Perdas Elétricas

Dada a configuração do modelo de alimentador em análise, as perdas serão calculadas separadamente para o tronco e os ramais.

a) PERDAS NO TRONCO. As perdas de potência no tronco de um alimentador com a densidade de carga uniforme e distribuição triangular são dadas por (Anexo IV):

$$P_{pt} = N \cdot \frac{8}{15} \cdot H \cdot R_t \cdot I_a^2 \cdot 10^{-3}\mathrm{kW}, \qquad (6.15)$$

onde

$H$ = comprimento do tronco, em km;

$R_t$ = resistência do condutor do tronco, em ohm/km;

$I_a$ = corrente no início do alimentador em ampères;

$N$ = coeficiente que caracteriza o tipo de sistema, sendo $N = 3$ para tronco trifásico e $N = 2$ para tronco fase-fase ou fase-neutro.

As perdas anuais de energia no tronco são dadas por:

$$P_{et} = P_{pt} \cdot FP \cdot 8\,760\ \mathrm{kWh}, \qquad (6.16)$$

sendo $FP$ o fator de perdas (Anexo IV) e 8 760 o número de horas no ano.

b) PERDAS NOS RAMAIS. A perda de potência, por fase, em um circuito de comprimento $\ell$, com densidade de carga uniforme e distribuição retangular é dada por (Anexo IV):

$$P = \frac{1}{3} \ell R I^2. \tag{6.17}$$

Portanto, a potência total de perdas dos ramais será dada por:

$$P_{pr} = 2 \sum_{i=1}^{N} \left(\frac{A_i}{2} d \cdot K_3\right)^2 \frac{L_i}{2} \cdot R_r \cdot \frac{1}{3} \cdot 10^{-3}. \tag{6.18}$$

Nesta fórmula,

$P_{pr}$ = perda total de potência, dos ramais, em kW;

$d$ = densidade de carga dos ramais, em MVA/km$^2$;

$R_r$ = resistência do condutor dos ramais, em ohm/km;

$L_i$ = comprimento do ramal $i$, em km;

$A_i$ = área de influência do ramal $i$, em km$^2$;

$k_3$ = coeficiente, em função do ramal, dado por:

$$k_3 = \frac{10^6}{V}, \text{ para ramais trifásicos;}$$

$$k_3 = \frac{10^6 \sqrt{2}}{V}, \text{ para ramais fase-fase}$$

$$k_3 = \frac{10^6 \sqrt{6}}{V}, \text{ para ramais fase-neutro,}$$

sendo $V$ a tensão entre fases, em volts (13 800 V).

A perda de energia nos ramais será dada por:

$$P_{er} = P_{pr} \cdot FP \cdot 8\,760, \text{ em kWh.} \tag{6.19}$$

As perdas no alimentador serão dadas pela soma das perdas no tronco e nos ramais.

### 6.4.4 Cálculo da Duração Equivalente de Interrupções por Consumidor – DEC

As expressões que a seguir se apresentam para o cálculo da duração equivalente de interrupções, por consumidores, baseiam-se nas hipóteses seguintes:

a) no caso de defeito no tronco, 50% dos consumidores têm o seu serviço restabelecido após a efetivação de manobras;

b) as interrupções transitórias são eliminadas pela proteção automática existente na saída do alimentador;

c) todas as derivações do alimentador encontram-se protegidas por chaves-fusíveis, coordenadas com a proteção automática na saída do alimentador.

Assim, designando por $DEC_t$ a duração equivalente de interrupções, por consumidor, causada por defeitos no tronco do alimentador, é possível escrever:

$$DEC_t = \lambda_t \cdot H \cdot (\frac{r_t}{2} + r_m), \text{ horas/consumidor.} \tag{6.20}$$

Nesta expressão:

$\lambda t$ = taxa de falhas no tronco do alimentador (falhas/km · ano);

$r_t$ = tempo médio de reparo no tronco (horas);

$r_m$ = tempo médio de manobra (horas);

$H$ = comprimento de tronco do alimentador (km).

A contribuição devido às falhas nos ramais pode ser calculada pela fórmula seguinte:

$$DEC_r = 2 \frac{\sum_{i=1}^{n} A_i \cdot d \cdot \frac{L_i}{2} \lambda_r \cdot r_r}{D_a} \tag{6.21}$$

ou ainda,

$$DEC_r = \frac{\lambda_r r_r}{D_a} \sum_{i=1}^{n} A_i L_i \tag{6.22}$$

onde:

$\lambda_r$ = taxa de falhas dos ramais (falhas/km · ano);

$r_r$ = tempo médio de reparo dos ramais (horas).

A duração equivalente de interrupções por consumidor, de todo o circuito, será dada por:

$$DEC = DEC_t + DEC_r. \tag{6.23}$$

## 6.5 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

### 6.5.1 Programa de Computador

Com base no modelo e nas equações apresentadas, desenvolveu-se um programa para computador, cujo fluxograma é mostrado na Fig. 6.5, que calcula as características elétricas e de custo de conjuntos de alimentadores para suprimento da área ao redor de um determinado ponto, em função da demanda diversificada e da área média das propriedades rurais, bem como de valores predeterminados de máxima queda de tensão e carregamento.

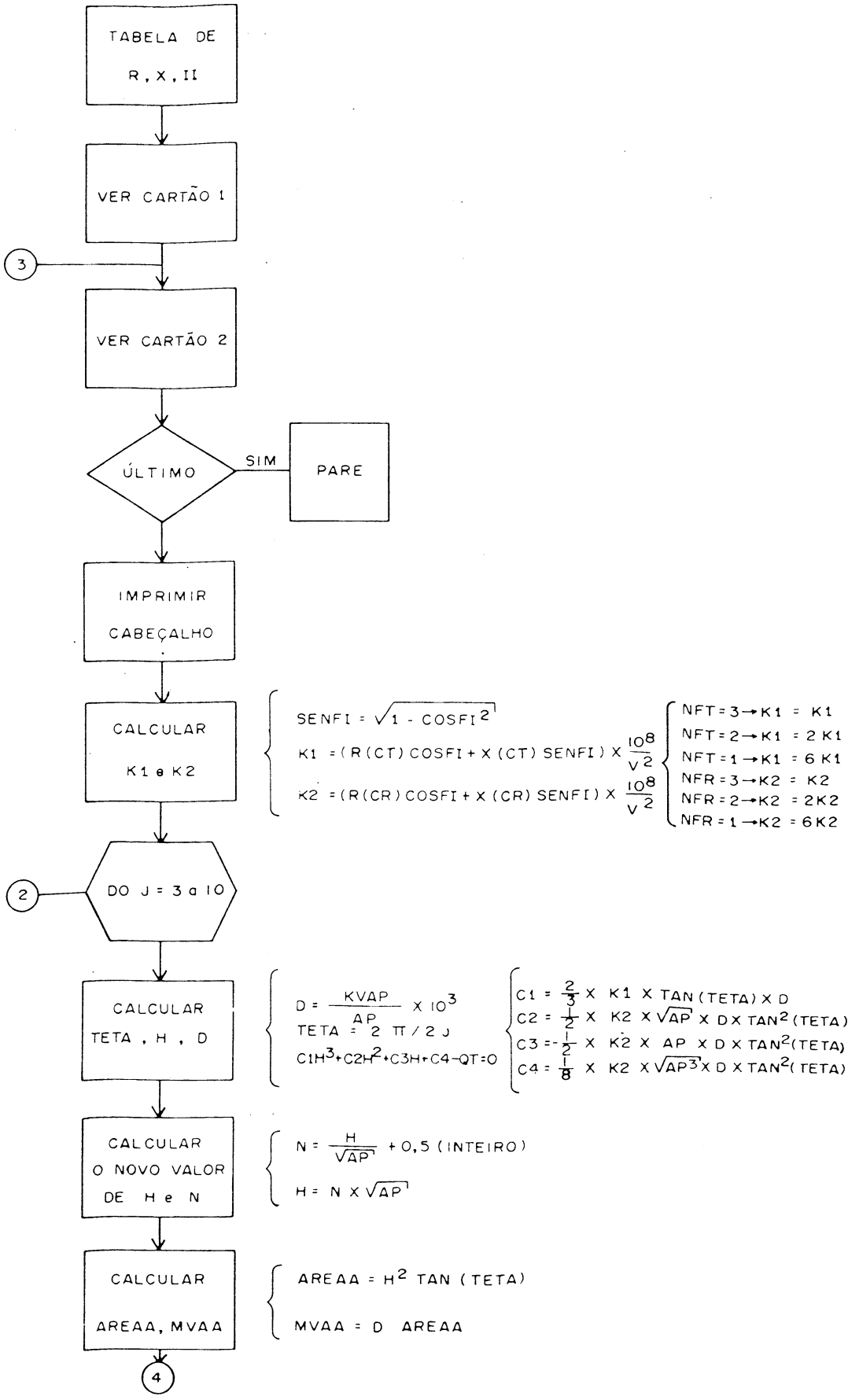

TABELA DE R, X, II
VER CARTÃO 1
3
VER CARTÃO 2
ÚLTIMO
SIM
PARE
IMPRIMIR CABEÇALHO
CALCULAR K1 e K2
SENFI = √(1 - COSFI²)
K1 = (R(CT) COSFI + X(CT) SENFI) X 10⁸/V²
K2 = (R(CR) COSFI + X(CR) SENFI) X 10⁸/V²
NFT = 3 → K1 = K1
NFT = 2 → K1 = 2 K1
NFT = 1 → K1 = 6 K1
NFR = 3 → K2 = K2
NFR = 2 → K2 = 2K2
NFR = 1 → K2 = 6K2
2
DO J = 3 a 10
CALCULAR TETA, H, D
D = KVAP/AP X 10³
TETA = 2π/2J
C1H³+C2H²+C3H+C4-QT=0
C1 = 2/3 X K1 X TAN(TETA) X D
C2 = 1/2 X K2 X √AP X D X TAN²(TETA)
C3 = -1/2 X K2 X AP X D X TAN²(TETA)
C4 = 1/8 X K2 X √AP³ X D X TAN²(TETA)
CALCULAR O NOVO VALOR DE H e N
N = H/√AP + 0,5 (INTEIRO)
H = N X √AP
CALCULAR AREAA, MVAA
AREAA = H² TAN (TETA)
MVAA = D AREAA
4

Fig. 6.5

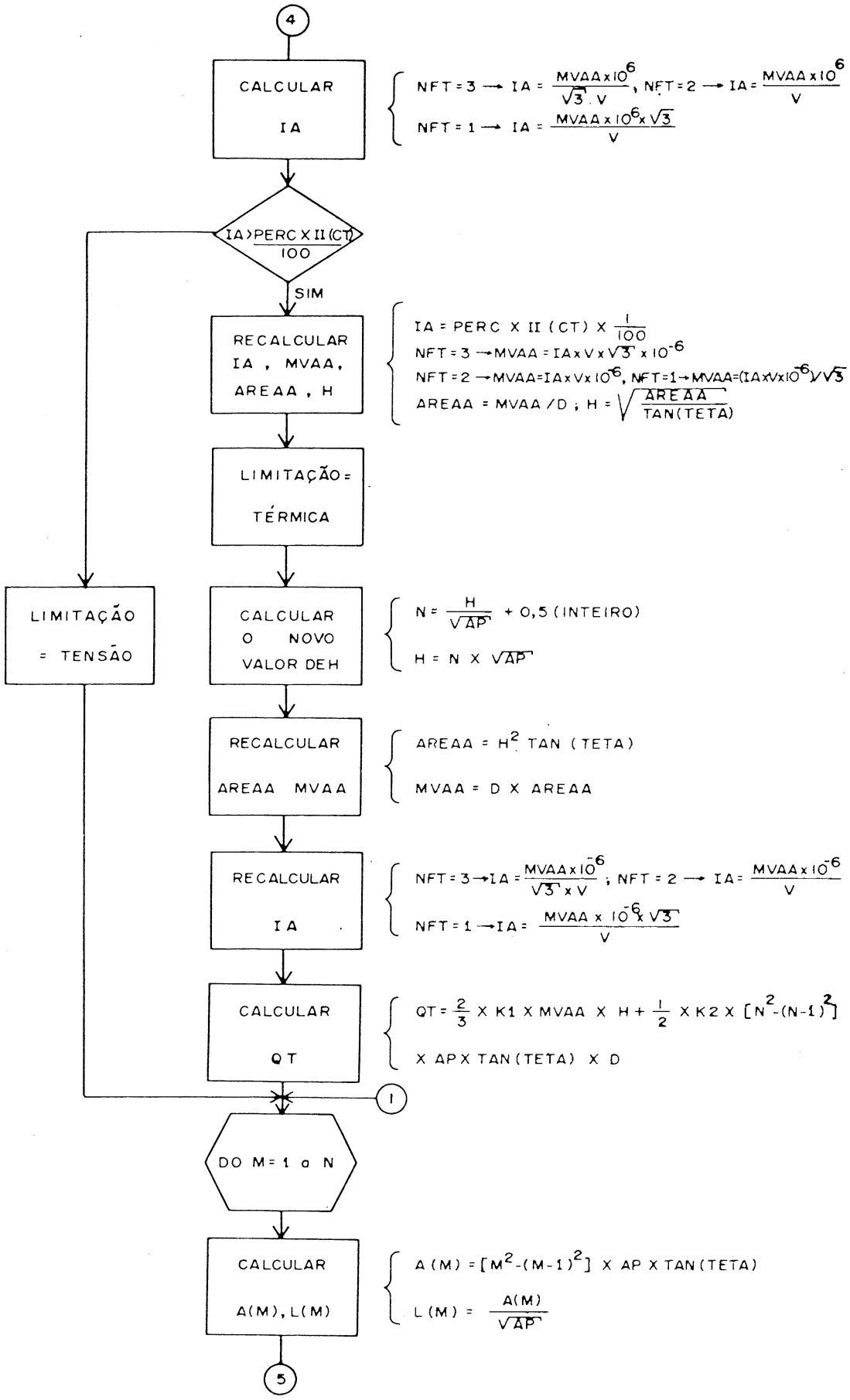



Fig. 6.5 (continuação)

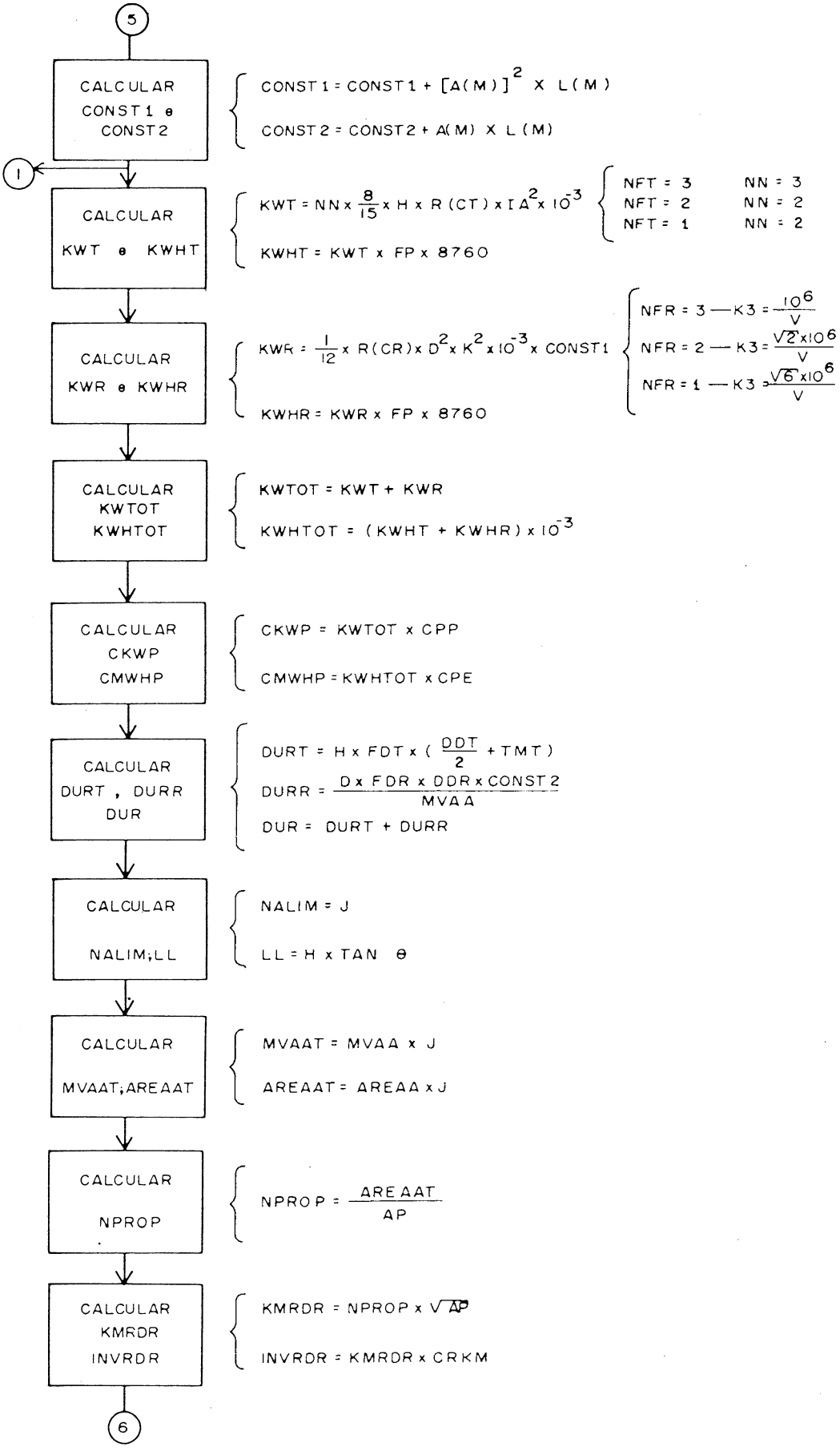



Fig. 6.5 (continuação)

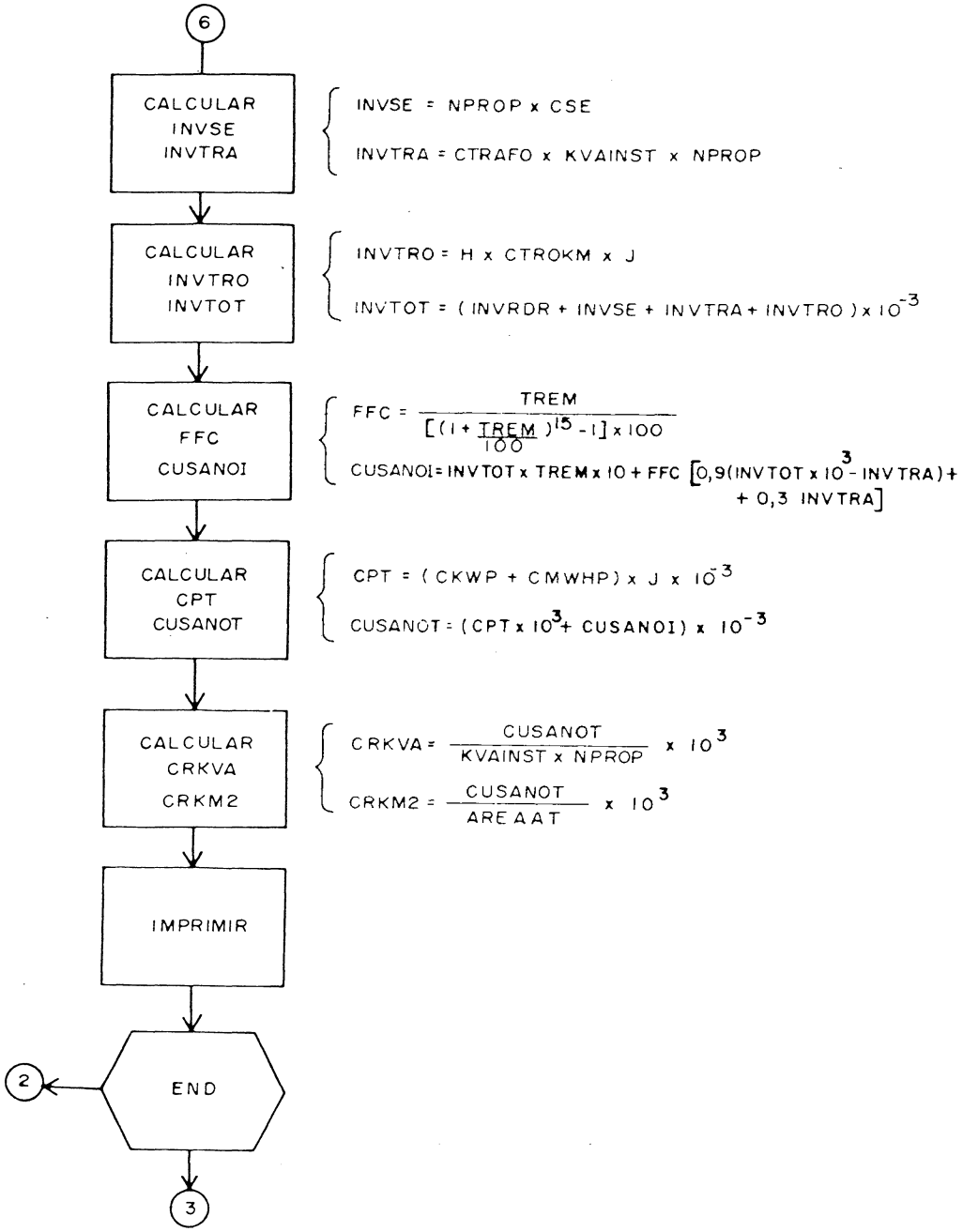



Fig. 6.5 (continuação)

São apresentadas a seguir as definições das variáveis do fluxograma:

| | | |
|---|---|---|
| R | – | resistência do condutor ohm/km |
| X | – | reatância do condutor ohm/km |
| II | – | máxima corrente admissível pelo condutor |
| COSFI | – | fator de potência |
| CT | – | identificação do condutor tronco |
| CR | – | identificação do condutor dos ramais |
| V | – | tensão entre fases em V |
| NFT | – | número de fases do tronco |
| NFR | – | número de fases do ramal |
| D | – | densidade de carga (MVA/km$^2$) |

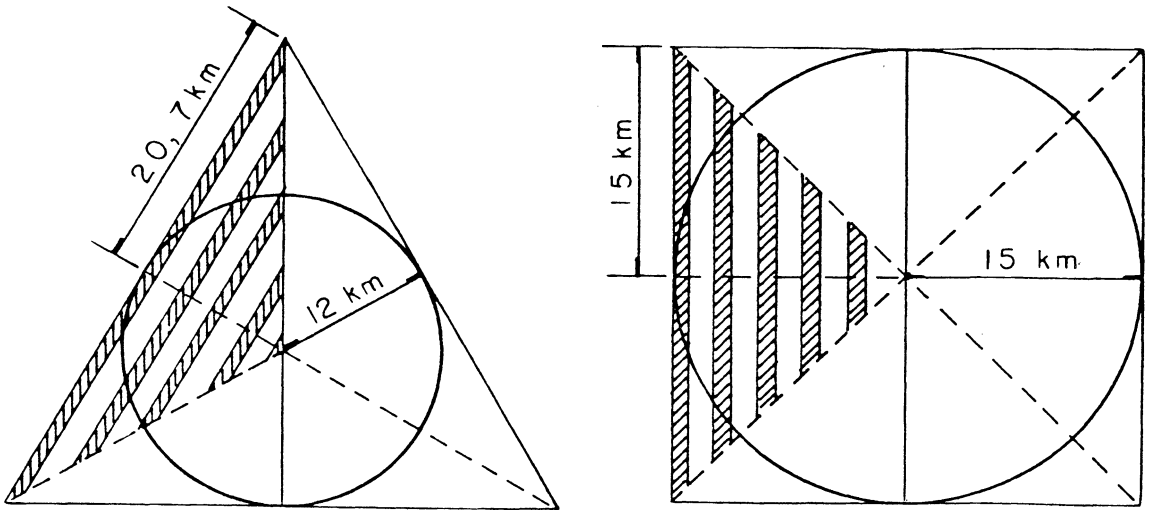
TETA – ângulo entre o alimentador e sua área de influência
H – comprimento do alimentador (km)
kVAP – demanda diversificada por propriedade rural
AP – área por propriedade rural
QT – máxima queda de tensão admissível (%)
N – número de ramais em um lado do alimentador
MVAA – demanda por alimentador (MVA)
AREAA – área de influência por alimentador ($km^2$)
IA – corrente por alimentador (A)
PERC – máximo carregamento percentual do alimentador
A (M) – área de influência do ramal M ($km^2$)
L (M) – comprimento do ramal M
kWT – perdas de potência no tronco do alimentador (kW)
kWHT – perdas de energia no tronco do alimentador (kWH)
kWR – perdas de potência nos ramais (kW)
kWHR – perdas de energia nos ramais (kWh)
kWTOT – perdas de potência total (kW)
kWHTOT – perdas de energia total (kWh)
CkWP – custo anual das perdas de potência (Cr$)
CPP – custo anual das perdas de potência (Cr$/kW)
CMWHP – custo anual das perdas de energia (Cr$)
CPE – custo das perdas de energia (Cr$/MWh)
DURT – duração anual de interrupções por consumidor no tronco (horas)
FDT – taxa de falha no tronco (defeitos/km)
DDT – tempo médio de reparo no tronco (horas)
TMT – tempo médio de manobras no tronco (horas)
DURR – duração anual de interrupções nos ramais (horas)
DUR – duração total de interrupções por consumidor (horas)
FDR – taxa de falha nos ramais (defeitos/km)
DDR – tempo médio de reparo nos ramais (horas)
NALIM – número de alimentadores
LL – comprimento do último ramal (km)
MVAAT – demanda total por SE (MVA)
AREAAT – área de influência da SE ($km^2$)
NPROP – número total de propriedades atendidas
kMRDR – comprimento total dos ramais (km)
INVRDR – investimento em ramais (Cr$)
INVSE – investimento total nas SE dos consumidores rurais (Cr$)
CRKM – investimento/km de rede (Cr$/km)
CSE – investimento/SE dos consumidores rurais (Cr$/SE)
INVTRA – investimento em transformadores (Cr$)
CTRAFO – custo do transformador por kVA (Cr$/kVA)
KVAINST – potência dos transformadores instalados/propriedade rural (kVA)
INVTRO – investimento em tronco de alimentadores (Cr$)
CTROKM – custo de rede tronco/km (Cr$/km)

INVTOT – investimento total (Cr$ x $10^3$)
FFC – fator de formação de capital
CUSANOI – custo anual do investimento (Cr$)
TREM – taxa de remuneração do capital (%)
CPT – custo anual de perdas elétricas (Cr$)
CUSANOT – custo anual total (investimento + perdas) (Cr$)
CRKVA – custo anual total/kVA total instalado (Cr$/kVA)
CRKMZ – custo anual total/área total atendida (Cr$/$km^2$)

A Fig. 6.6, mostra, como exemplo, dois conjuntos de alimentadores para suprimento das propriedades rurais, com demanda diversificada de 5,0 kVA e área média de 1,0 $km^2$.

Como pode ser visto, para um dado valor de queda de tensão, cada conjunto possui uma determinada capacidade de atendimento.

A análise dos resultados consiste na escolha do conjunto de alimentadores que atenda a área em análise, a um custo mínimo.




3 ALIMENTADORES
748 PROPRIEDADES
3,7 MVA

4 ALIMENTADORES
900 PROPRIEDADES
4,5 MVA

ÁREA POR PROPRIEDADE RURAL : $A_p$ = 1,0 $km^2$
DEMANDA DIVERSIFICADA : d = 5,0 kVA
MÁXIMA QUEDA DE TENSÃO : $\Delta_V$ = 10%
SISTEMA ELÉTRICO TRIFÁSICO, COM CONDUTOR CAA 4

Fig. 6.6

### 6.5.2 Características do Programa

Dados de entrada:

a) CARACTERÍSTICAS DA CARGA. Área média, demanda diversificada e capacidade instalada por propriedade rural. Fator de carga e fator de potência.

b) CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO
- Tensão nominal.
- Tipos de sistemas elétricos: sistemas a três ou quatro fios e as combinações de troncos e ramais trifásicos, fase-fase ou fase-neutro.
- Bitolas de condutores.
- Queda de tensão máxima.
- Carregamento máximo.
- Taxa de falhas, tempo de reparo e manobras.

c) DADOS ECONÔMICOS
- Custos unitários do sistema de distribuição.
- Custo de perdas elétricas.
- Taxa de remuneração dos investimentos (taxa de atualização).
- Vida útil e valor residual de instalações.

Os dados de saída são apresentados para oito conjuntos de alimentadores, sendo cada conjunto caracterizado pelo número de alimentadores, variando de três a dez. Os principais dados de saída são:

- comprimento do tronco e do último ramal;
- demanda por alimentador e de cada conjunto de alimentadores;
- área e número de propriedades atendidas;
- investimentos, custo de perdas elétricas e custo anual total;
- queda de tensão e duração equivalente de interrupções por consumidor;
- limitação do sistema, por carregamento ou queda de tensão.

Um exemplo de relatório de saída é mostrado na Tab. 6.6, onde os dados referentes a cada conjunto de alimentadores estão apresentados sob o título Subestação.

### 6.5.3 Metodologia para Análise dos Relatórios de Saída

Uma vez conhecida a área rural a ser atendida, torna-se necessária a definição de alguns parâmetros fundamentais que, variando de alternativa para alternativa, permitam fazer a sua análise. Um destes parâmetros é o que define o espaçamento entre as eventuais subestações que alimentarão a área em estudo. A fixação deste parâmetro permite não só o cálculo imediato da área de influência de cada uma das subestações, como também, uma vez fixada a área média da propriedade rural característica da região, o estabelecimento do número médio de propriedades atendidas por subestação. Portanto, para a análise dos relatórios de saída, pode-se adotar a seguinte metodologia:

a) definição do espaçamento médio entre subestações;

b) determinação da área média de influência, por subestação, que pode ser considerada como a área do círculo de raio igual à metade do espaçamento médio;

c) determinação do número médio de propriedades atendidas por subestação, em função da área média, por propriedade rural.

## Tabela 6.6 Relatório de Saída

| | | | |
|---|---|---|---|
| TENSÃO DO ALIMENTADOR (V) | 13 800 | FATOR DE POTÊNCIA | 0,85 |
| CABO DO TRONCO | 4 AWG CAA | FASES DO TRONCO | 3 |
| CABO DO RAMAL | 4 AWG CAA | FASES DO RAMAL | 3 |
| MÁXIMA QUEDA DE TENSÃO PERCENTUAL | 10,00 | TAXA DE FALHA NO TRONCO | 0,15 |
| MÁXIMO CARREGAMENTO PERCENTUAL | 60,00 | TAXA DE FALHA NOS RAMAIS | 0,15 |
| ÁREA POR PROPRIEDADE RURAL ($km^2$) | 1,00 | TEMPO DE REPARO NO TRONCO | 3,00 |
| kVA MÉDIO INSTALADO POR PROPR. RURAL | 15,00 | TEMPO DE REPARO NOS RAMAIS | 4,00 |
| kVA MÉDIO DE DEMANDA POR PROPR. RURAL | 5,00 | TEMPO MÉDIO DE MANOBRA NO TRONCO | 2,00 |

| Nº DE ALIMENTADORES | ALIMENTADOR | | | SUBESTAÇÃO | | | | | | | | LIMITAÇÃO | DEC (H) | QT % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | DEMANDA MVA | COMPRIMENTO (km) | | DEMANDA (MVA) | ÁREA ($km^2$) | NÚMERO PROP. | INVEST. $10^3$Cr$ | PERDAS $10^3$Cr$ | CUSTO ANUAL $10^3$Cr$ | Cr$/kVA INSTAL. | Cr$/$km^2$ | | | |
| | | TRONCO | ÚLT. RAMAL | | | | | | | | | | | |
| 3 | 1,24 | 12,0 | 20,7 | 3,7 | 748,2 | 748 | 81 382 | 272 | 11 801 | 1051 | 15771 | TENSÃO | 22,8 | 10,0 |
| 4 | 1,12 | 15,0 | 15,0 | 4,5 | 900,0 | 900 | 99 122 | 361 | 14 406 | 1067 | 16006 | TENSÃO | 19,8 | 10,0 |
| 5 | 1,04 | 17,0 | 12,3 | 5,2 | 1049,8 | 1049 | 116 737 | 442 | 16 985 | 1078 | 16176 | TENSÃO | 18,7 | 10,0 |
| 6 | 0,93 | 18,0 | 10,3 | 5,6 | 1122,3 | 1122 | 126 067 | 445 | 18 313 | 1087 | 16316 | TENSÃO | 17,7 | 10,0 |
| 7 | 0,86 | 19,0 | 9,1 | 6,0 | 1216,9 | 1216 | 137 865 | 472 | 20 015 | 1096 | 16447 | TENSÃO | 17,2 | 10,0 |
| 8 | 0,82 | 20,0 | 8,2 | 6,6 | 1325,4 | 1325 | 151 281 | 515 | 21 963 | 1104 | 16570 | TENSÃO | 17,1 | 10,0 |
| 9 | 0,80 | 21,0 | 7,6 | 7,2 | 1444,6 | 1444 | 165 958 | 571 | 24 102 | 1112 | 16684 | TENSÃO | 17,1 | 10,0 |
| 10 | 0,78 | 22,0 | 7,1 | 7,8 | 1572,6 | 1572 | 181 718 | 637 | 26 405 | 1119 | 16790 | TENSÃO | 17,2 | 10,0 |

d) para cada tipo de sistema e bitolas de condutores, escolha do conjunto de alimentadores, cuja área de influência e número de propriedades aproxime-se dos valores da subestação, com o comprimento do tronco próximo do raio do círculo. Estes sistemas podem se relacionados de acordo com a Tab. 6.7;

e) entre os sistemas relacionados, que atendem a área de acordo com as premissas estabelecidas, escolha do sistema de menor custo anual, por propriedade rural.

## 6.6 ESTUDO DE APLICAÇÃO – ANÁLISE DE ALTERNATIVAS

O estudo de aplicação apresentado a seguir foi elaborado para áreas rurais e sistemas elétricos típicos, definidos a partir das Tabs. 6.1 a 6.5.

### 6.6.1 Dados Relativos à Área em Estudo

O programa foi processado para propriedades rurais com as seguintes características:

| *Área* | | *Demanda diversificada* | *Densidade de carga* | *Capacidade instalada* | |
|---|---|---|---|---|---|
| *km²* | *ha* | *kVA* | *kVA/km²* | *kVA 1Ø/2Ø* | *kVA 3Ø* |
| 3 | (300) | 7,5 | 2,5 | 25 | 30 |
| 1 | (100) | 5,0 | 5,0 | 15 | 15 |
| 0,5 | ( 50) | 3,0 | 6,0 | 10 | 15 |
| 0,1 | ( 10) | 1,5 | 15,0 | 5 | 15 |

### 6.6.2 Dados Relativos ao Sistema Elétrico a Utilizar

Para cada uma das áreas médias apresentadas no quadro anterior, foram estudadas três alternativas, no que diz respeito ao espaçamento a utilizar entre subestações, que foi sucessivamente considerado como sendo igual a 40 km, 60 km e 80 km.

Com estes valores assim definidos, é possível calcular, em cada caso, a área média de influência, por subestação, e, conseqüentemente, o número médio de propriedades atendidas, por subestação.

Além disso, foram considerados também, para cada uma das 12 combinações resultantes, 19 arranjos de sistemas (Tab. 6.7), no que diz respeito ao número de fases e bitola de condutores e dois valores-limites para queda de tensão máxima – 10% e 20%, respectivamente. A tensão nominal adotada foi de 13,8 kV.

No cálculo dos índices de interrupção de fornecimento foram utilizados os seguintes valores para a taxa de falhas, tempos médios de reparo e tempo médio de manobra:

- taxa de falhas para saídas permanentes $\lambda$ = 0,15 falhas/km · ano
- tempo de reparo do tronco – $r_t$ = 3 horas

- tempo de reparo dos ramais – $r_r$ = 4 horas
- tempo médio de manobra – $r_m$ = 2 horas.

### 6.6.3 Considerações de Ordem Econômica

Os investimentos necessários, em cada alternativa, foram determinados com base nos custos unitários de rede rural, subestações de consumidores, transformadores e reguladores de tensão apresentados no Anexo I.

O custo anual de cada alternativa foi calculado levando-se em conta os investimentos e custos de perdas considerando-se os seguintes parâmetros básicos:

- remuneração do investimento: 12% ao ano;
- vida média e valor residual:

| | *Vida média* | *Valor residual* |
|---|---|---|
| Redes e subestações | 15 anos | 10% |
| Transformadores e reguladores | 15 anos | 70% |

Os investimentos e custos anuais em reguladores de tensão não foram calculados diretamente pelo programa, tendo sido adicionados posteriormente.

Os custos de operação e manutenção não foram considerados, pois foram supostos constantes para todas as alternativas.

### 6.6.4 Análise dos Resultados

Com a metodologia descrita no Item 6.5.3, elaboraram-se tabelas para cada uma das 12 combinações de área de influência de subestações e área média por propriedade, tabelas que permitem escolher o sistema mais econômico. As Tabs. 6.7, 6.8 e 6.9 são apresentadas como ilustração.

A análise dos dados referente às 12 combinações é mostrada na Tab. 6.10, que apresenta a comparação entre os sistemas, em função do custo anual por propriedade.

## 6.7 DIRETRIZES PARA O PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DE UMA ÁREA RURAL

O estudo deverá sempre abranger a totalidade da região a ser eletrificada, de forma a definir a configuração mais econômica para o sistema elétrico e, ao mesmo tempo, oferecer diretrizes para a expansão do sistema atual.

Considerando-se as dificuldades inerentes ao cadastramento detalhado de toda a área, esta poderá ser representada por meio de dados médios, que permitam caracterizar as cargas típicas. O sistema definido a partir dos modelos das cargas típicas deverá sofrer adaptações ao longo de seu desenvolvimento, de forma a adequar-se ao atendimento de outras cargas.

## Tabela 6.7 Planejamento de Eletrificação Rural

| Nº DE FASES/CONDUTOR | | NÚMERO DE ALIMENTADORES | Δ V % | COMPRIMENTO/ALIMENTADOR (km) | | NÚMERO DE FAZENDAS | INVESTIMENTO ($10^3$ Cr$) | CUSTO ANUAL ($10^3$ Cr$) | INVESTIMENTO / FAZENDA ($10^3$ Cr$) | CUSTO ANUAL / FAZENDA ($10^3$ Cr$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TRONCO | RAMAL | | | TRONCO | ÚLTIMO RAMAL | | | | | |
| 3#4(4) | 3#4(4) | 4 | 10 | 19,0 | 19,0 | 484 | 84 794 | 12 359 | 175,2 | 25,7 |
| 3#1/0(2) | 3#4(4) | 3 | 10 | 19,0 | 33,0 | 628 | 108 643 | 15 741 | 173,0 | 25,4 |
| 3#4/0(1/0) | 3#4(4) | 3 | 10 | 20,7 | 36,0 | 748 | 131 668 | 18 974 | 176,0 | 25,4 |
| 3#4/0(1/0) | 3#1/0(2) | 3 | 10 | 22,5 | 39,0 | 878 | 195 904 | 28 268 | 223,1 | 32,2 |
| 3#4 | 3#4 | 4 | 10 | 19,0 | 19,0 | 484 | 76 751 | 11 200 | 158,6 | 23,6 |
| 3#1/0 | 3#4 | 3 | 10 | 19,0 | 33,0 | 628 | 98 434 | 14 269 | 156,7 | 23,1 |
| 3#4/0 | 3#4 | 3 | 10 | 20,7 | 36,0 | 748 | 119 262 | 17 185 | 159,4 | 23,0 |
| 3#4/0 | 3#1/0 | 3 | 10 | 22,5 | 39,0 | 878 | 178 064 | 25 696 | 202,8 | 29,3 |
| 3#4 | 2#4 | 5 | 10 | 20,7 | 15,1 | 523 | 69 016 | 10 114 | 132,0 | 19,5 |
| 3#1/0 | 2#4 | 4 | 10 | 22,5 | 22,5 | 676 | 88 603 | 12 886 | 131,1 | 19,4 |
| 3#4(4) | 1#4(4) | 6 | 10 | 20,7 | 12,0 | 498 | 64 194 | 9 364 | 128,9 | 19,1 |
| 3#1/0(2) | 1#4(4) | 4 | 10 | 20,7 | 20,7 | 576 | 71 931 | 10 462 | 124,9 | 19,0 |
| 3#4/0(1/0) | 1#4(4) | 4 | 10 | 22,5 | 22,5 | 676 | 87 918 | 12 721 | 130,1 | 18,8 |
| 3#4/0(1/0) | 1#1/0(2) | 3 | 10 | 19,0 | 33,0 | 628 | 98 027 | 14 167 | 156,1 | 22,6 |
| 2#4 | 2#4 | 9 | 10 | 20,7 | 7,5 | 471 | 65 955 | 9 649 | 140,1 | 20,5 |
| 2#1/0 | 2#4 | 5 | 10 | 20,7 | 15,1 | 523 | 69 683 | 10 149 | 133,2 | 19,6 |
| * 1#4(4) | 1#4(4) | 9 | 20 | 19,0 | 6,9 | 396 | 52 524 | 7 984 | 132,6 | 20,2 |
| 1#1/0(2) | 1#4(4) | 6 | 20 | 19,0 | 11,0 | 419 | 54 210 | 8 057 | 129,4 | 19,2 |
| 1#1/0(2) | 1#1/0(2) | 6 | 20 | 19,0 | 11,0 | 419 | 67 692 | 9 992 | 161,6 | 23,8 |

ÁREA MÉDIA POR PROPRIEDADE RURAL = 3,0 $km^2$

ESPAÇAMENTO MÉDIO ENTRE SE = 40 km

ÁREA MÉDIA DE INFLUÊNCIA POR SE = 1256 $km^2$

NÚMERO DE FAZENDAS ATENDIDAS P/SE = 419

* SISTEMAS SEM CAPACIDADE DE ATENDIMENTO A TODA A ÁREA DA SE.

## Tabela 6.8 Planejamento de Eletrificação Rural

| Nº DE FASES/CONDUTOR | | NÚMERO DE ALIMENTADORES | Δ V % | COMPRIMENTO/ALIMENTADOR (km) | | NÚMERO DE FAZENDAS | INVESTIMENTO ($10^3$ CrS) | CUSTO ANUAL ($10^3$ CrS) | INVESTIMENTO / FAZENDA ($10^3$ Cr$) | CUSTO ANUAL / FAZENDA ($10^3$ Cr$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TRONCO | RAMAL | | | TRONCO | ÚLTIMO RAMAL | | | | | |
| 3#4(4) | 3#4(4) | 7 | 20 | 29,4 | 14,1 | 974 | 175 419 | 26 000 | 180,1 | 26,7 |
| 3#1/0(2) | 3#4(4) | 7 | 10 | 29,4 | 14 1 | 974 | 180 299 | 26 086 | 185,1 | 26,8 |
| 3#4/0(1/0) | 3#4(4) | 5 | 10 | 29,4 | 21,3 | 1049 | 193 646 | 27 918 | 184,6 | 26,6 |
| 3#4/0(1/0) | 3#1/0(2) | 5 | 10 | 31,1 | 22,6 | 1177 | 272 313 | 39 315 | 231,4 | 33,4 |
| 3#4 | 3#4 | 7 | 20 | 29,4 | 14,1 | 974 | 158 767 | 23 600 | 163,0 | 24,2 |
| 3#1/0 | 3#4 | 7 | 10 | 29,4 | 14,1 | 974 | 163 191 | 23 617 | 167,5 | 24,3 |
| 3#4/0 | 3#4 | 5 | 10 | 29,4 | 21,3 | 1049 | 175 279 | 25 271 | 167,1 | 24,1 |
| 3#4/0 | 3#1/0 | 5 | 10 | 31,1 | 22,6 | 1177 | 247 352 | 35 718 | 210,2 | 30,3 |
| 3#4 | 2#4 | 7 | 20 | 29,4 | 14,1 | 974 | 130 193 | 19 553 | 133,7 | 20,1 |
| 3#1/0 | 2#4 | 7 | 10 | 29,4 | 14,1 | 974 | 134 617 | 19 570 | 138,2 | 20,2 |
| 3#4(4) | 1#4(4) | 7 | 20 | 29,4 | 14,1 | 974 | 123 443 | 18 620 | 126,7 | 19,1 |
| 3#1/0(2) | 1#4(4) | 8 | 10 | 29,4 | 12,1 | 957 | 129 494 | 18 798 | 135,3 | 19,9 |
| 3#4/0(1/0) | 1#4(4) | 6 | 10 | 29,4 | 17,0 | 1001 | 136 654 | 19 765 | 136,5 | 19,7 |
| 3#4/0(1/0) | 1#1/0(2) | 6 | 10 | 31,1 | 18,8 | 1122 | 187 664 | 27 129 | 167,3 | 24,2 |
| * 2#4 | 2#4 | 10 | 20 | 27,7 | 9,0 | 831 | 113 931 | 17 301 | 137,1 | 20,7 |
| 2#1/0 | 2#4 | 7 | 20 | 29,4 | 14,1 | 974 | 130 956 | 19 525 | 134,5 | 20,1 |
| * 1#4(4) | 1#4(4) | 9 | 20 | 19,0 | 6,9 | 396 | 52 624 | 7 884 | 132,6 | 20,2 |
| * 1#1/0(2) | 1#4(4) | 10 | 20 | 24,2 | 7,8 | 636 | 87 082 | 12 995 | 136,9 | 20,4 |
| * 1#1/0(2) | 1#1/0(2) | 10 | 20 | 24,2 | 7,8 | 636 | 107 565 | 15 941 | 169,1 | 25,1 |

ÁREA MÉDIA POR PROPRIEDADE RURAL = 3,0 $km^2$

ESPAÇAMENTO MÉDIO ENTRE SE = 60 km

ÁREA MÉDIA DE INFLUÊNCIA POR SE = 2827 $km^2$

NÚMERO DE FAZENDAS ATENDIDAS P/SE = 942

* SISTEMAS SEM CAPACIDADE DE ATENDIMENTO A TODA A ÁREA DA SE.

## Tabela 6.9 Planejamento de Eletrificação Rural

| Nº DE FASES/CONDUTOR | | NÚMERO DE ALIMENTADORES | Δ V % | COMPRIMENTO/ALIMENTADOR (km) | | NÚMERO DE FAZENDAS | INVESTIMENTO ($10^3$ Cr$) | CUSTO ANUAL ($10^3$ Cr$) | INVESTIMENTO / FAZENDA ($10^3$ Cr$) | CUSTO ANUAL / FAZENDA ($10^3$ Cr$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TRONCO | RAMAL | | | TRONCO | ÚLTIMO RAMAL | | | | | |
| * 3#4(4) | 3#4(4) | 10 | 20 | 34,6 | 11,2 | 1299 | 239 383 | 35 690 | 184,3 | 27,4 |
| 3#1/0(2) | 3#4(4) | 8 | 20 | 39,8 | 16,5 | 1752 | 320 071 | 47 142 | 182,7 | 26,9 |
| 3#4/0(1/0) | 3#4(4) | 10 | 10 | 39,8 | 12,9 | 1718 | 340 486 | 49 125 | 198,2 | 28,6 |
| 3#4/0(1/0) | 3#1/0(2) | 10 | 10 | 39,8 | 12,9 | 1718 | 423 115 | 61 027 | 246,3 | 35,5 |
| * 3#4 | 3#4 | 10 | 20 | 34,6 | 11,2 | 1299 | 216 544 | 32 297 | 166,7 | 24,9 |
| 3#1/0 | 3#4 | 8 | 20 | 39,8 | 16,5 | 1752 | 289 861 | 42 787 | 165,4 | 24,4 |
| 3#4/0 | 3#4 | 10 | 10 | 39,8 | 12,9 | 1718 | 307 889 | 44 426 | 179,2 | 25,9 |
| 3#4/0 | 3#1/0 | 10 | 10 | 39,8 | 12,9 | 1718 | 383 921 | 55 377 | 223,5 | 32,2 |
| * 3#4 | 2#4 | 10 | 20 | 34,6 | 11,2 | 1299 | 178 424 | 26 895 | 137,4 | 20,7 |
| 3#1/0 | 2#4 | 8 | 20 | 39,8 | 16,5 | 1752 | 238 445 | 35 512 | 136,1 | 20,3 |
| * 3#4(4) | 1#4(4) | 10 | 20 | 34,6 | 11,2 | 1299 | 170 045 | 25 723 | 130,9 | 19,8 |
| 3#1/0(2) | 1#4(4) | 9 | 20 | 39,8 | 14,4 | 1732 | 228 509 | 33 937 | 131,9 | 19,6 |
| 3#4/0(1/0) | 1#4(4) | 6 | 20 | 38,1 | 22,0 | 1676 | 219 558 | 32 343 | 131,0 | 19,3 |
| 3#4/0(1/0) | 1#1/0(2) | 10 | 10 | 39,8 | 12,9 | 1718 | 304 071 | 44 011 | 177,0 | 25,6 |
| * 2#4 | 2#4 | 10 | 20 | 27,7 | 9,0 | 831 | 113 931 | 17 198 | 137,1 | 20,7 |
| * 2#1/0 | 2#4 | 10 | 20 | 34,6 | 11,2 | 1299 | 179 848 | 26 792 | 138,5 | 20,6 |
| * 1#4(4) | 1#4(4) | 10 | 20 | 19,0 | 6,1 | 393 | 53 153 | 7 963 | 135,2 | 20,4 |
| * 1#1/0(2) | 1#4(4) | 10 | 20 | 24,2 | 7,8 | 636 | 87 082 | 12 945 | 136,9 | 20,4 |
| * 1#1/0(2) | 1#1/0(2) | 10 | 20 | 24,2 | 7,8 | 636 | 107 565 | 16 031 | 169,1 | 25,2 |

ÁREA MÉDIA POR PROPRIEDADE RURAL = 3,0 $km^2$

ESPAÇAMENTO MÉDIO ENTRE SE = 80 km

ÁREA MÉDIA DE INFLUÊNCIA POR SE = 5027 $km^2$

NÚMERO DE FAZENDAS ATENDIDAS P/ SE = 1676

* SISTEMAS SEM CAPACIDADE DE ATENDIMENTO A TODA A ÁREA DA SE

Tabela 6.10 Comparação de Alternativas

| TIPO DE SISTEMA | | CUSTO ANUAL POR PROPRIEDADE ( $10^3$ x Cr$ ) | | | | | | | | | | | | COMPARAÇÃO PERCENTUAL % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TRONCO | RAMAL | Ap = 3,0 D = 40km | Ap = 3,0 D = 60km | Ap = 3,0 D= 80 km | Ap= 1,0 D=40 km | Ap= 1,0 D= 60 km | Ap= 1,0 D= 80 km | Ap= 0,5 D= 40km | Ap= 0,5 D=60km | Ap= 0,5 D=80km | Ap = 0,1 D=40 km | Ap= 0,1 D=60 km | Ap= 0,1 D=80 km | |
| 3F+1N | 1F+1N | 18,8 | 19,1 | 19,3 | 11,6 | 11,8 | 12,3 | 8,5 | 8,6 | 8,9 | 5,0 | 5,1 | - | 100 |
| 1F+1N | 1F+1N | 19,2 | 20,2 | - | 12,4 | - | - | 8,9 | - | - | - | - | - | 105 |
| 3F | 2F | 19,4 | 20,1 | 20,3 | 12,4 | 12,6 | 12,9 | 9,2 | 9,4 | 9,7 | 5,6 | 5,7 | - | 106 |
| 2F | 2F | 19,6 | 20,1 | 20,6 | 12,7 | 12,9 | - | 9,4 | 9,5 | - | 5,7 | - | - | 108 |
| 3F | 3F | 23,0 | 24,1 | 24,4 | 14,8 | 15,2 | 15,6 | 11,5 | 11,8 | 12,0 | 7,5 | 7,6 | - | 130 |
| 3F+1N | 3F+1N | 25,4 | 26,6 | 26,9 | 16,1 | 16,6 | 17,1 | 12,4 | 12,8 | 13,0 | 7,9 | 8,0 | - | 142 |

OBSERVAÇÕES :

1 - OS CASOS EM QUE OS CUSTOS ANUAIS NÃO FORAM APRESENTADOS REFEREM-SE A SISTEMAS SEM CAPACIDADE PARA ATENDIMENTO À ÁREA, DENTRO DAS PREMISSAS CONSIDERADAS.

2 - A ÚLTIMA COLUNA CORRESPONDE À MÉDIA DOS CUSTOS ANUAIS, EM PORCENTAGEM.

Quanto à configuração do sistema de distribuição, a partir da premissa básica do atendimento a áreas rurais típicas, pode-se concluir, pela análise dos resultados obtidos, que os sistemas constituídos de troncos trifásicos e ramais monofásicos são praticamente equivalentes, em potencialidade de atendimento, aos sistemas com troncos e ramais trifásicos, representando, contudo, investimentos e custos anuais inferiores. Portanto, podem ser estabelecidas as seguintes diretrizes:

a) SISTEMAS PRIMÁRIOS A 4 FIOS. Adoção do sistema básico constituído de troncos trifásicos e ramais monofásicos fase-neutro;

b) SISTEMAS PRIMÁRIOS A 3 FIOS. Adoção do sistema básico constituído de troncos trifásicos e ramais monofásicos fase-fase;

c) EXPANSÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO. Os projetos parciais devem ser elaborados de acordo com a diretriz definida para o sistema elétrico final, analisando-se técnica e economicamente a implantação inicial de sistemas totalmente monofásicos (fase-neutro ou fase-fase) e a futura conversão dos troncos para trifásicos.

# Capítulo 7

# MODELO PARA PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS — ÁREAS COM ALTA CONCENTRAÇÃO DE CARGA

## 7.1 INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica através de sistemas de distribuição aéreos torna-se impraticável em regiões onde a ocupação vertical do solo leva à existência de altas concentrações de carga. Nessas regiões, o sistema subterrâneo impõe-se não apenas pela densidade, mas também pelas características intrínsecas da carga, que exige uma qualidade de fornecimento compatível. Sob este último aspecto, o sistema aéreo revela-se inadequado muito antes da densidade de carga atingir valores críticos que impeçam a sua expansão. A despeito deste fato, no entanto, o montante dos investimentos necessários à implantação de um novo sistema não raro tende a protelar tal providência, mesmo quando começam a surgir as primeiras dificuldades de atendimento e já existem indícios notórios de que a carga irá atingir densidade e importância críticas.

Fundamentalmente, a causa de tal atitude reside na inexistência de uma análise prévia do comportamento do custo dos investimentos em função do tempo.

Aceitando o princípio de que, em determinadas circunstâncias, a substituição do sistema aéreo pelo subterrâneo é inevitável, torna-se conveniente que, tão logo seja detectada a crescente alteração das características de carga de determinada região, seja elaborada uma previsão de sua evolução, em bases as mais realistas possíveis, principalmente lançando-se mão de históricos de outras regiões sujeitas aos mesmos condicionamentos urbanísticos, e onde fenômeno análogo tenha ocorrido. De posse destes imprescindíveis elementos, poder-se-á, então, estudar o estabelecimento de um limite de densidade de saturação de rede aérea para o qual o sistema subterrâneo deverá estar completamente implantado.

A definição deste valor-limite de densidade de saturação de rede aérea pode ser obtida realizando-se um conjunto de estudos, onde o crescimento de carga previsto seja levado até o ponto em que as dificuldades de atendimento mencionadas comecem a manifestar-se. O valor médio da densidade de carga em que tal fato ocorre é o limite procurado.

Convém realçar que tais estudos devem ser baseados na utilização de modelos que

melhor se adaptem às características da área em estudo e à evolução do sistema aéreo, segundo os padrões vigentes.

Uma vez determinado o valor médio da densidade de saturação da rede aérea, torna-se necessário escolher o tipo de sistema subterrâneo a ser utilizado e definir a data, ou o valor da densidade, mais conveniente para início da implantação do sistema escolhido. A escolha do tipo de sistema, embora condicionada aos resultados da análise econômico-financeira, deve ser complementada por um estudo de confiabilidade.

A sistemática de análise aqui apresentada será ilustrada, nos itens seguintes, por um estudo de um exemplo de aplicação. Os modelos utilizados descrevem as características de uma área hipotética, sendo que os resultados obtidos poderão servir para posicionar os interessados face ao problema, permitindo-lhes melhor avaliação da importância relativa dos diversos parâmetros envolvidos.

O estudo apresentado divide-se em duas partes. Na primeira, utilizando-se um modelo teórico de área, analisa-se o comportamento do sistema aéreo, face a aumentos graduais de carga. Pretende-se, com este procedimento, estabelecer um limite de densidade de carga, a partir do qual se torna impraticável o atendimento dessa área com um sistema de distribuição aéreo. Na segunda, utilizando-se, ainda, do modelo teórico de área, associado agora a um modelo de crescimento de carga, fazem-se considerações econômicas a respeito das possíveis datas, ou densidades de carga, em que se devem iniciar as providências para a implantação de redes subterrâneas, em suas várias configurações possíveis.

## 7.2 DEFINIÇÃO DE MODELOS

Tal como foi referido no item anterior, a decisão de substituir um sistema aéreo por um sistema subterrâneo de distribuição deve ser fundamentada nas conclusões de um conjunto de estudos apropriados. Para que estes estudos possam ser realmente representativos, é necessário que eles sejam baseados na utilização de modelos que traduzam, tão fielmente quanto possível, as características da área em estudo, dos sistemas existentes a implantar e a evolução da solicitação de carga que esses sistemas têm de satisfazer.

### 7.2.1 Modelo de Área e do Sistema Aéreo

Pretende-se estudar o sistema que deve ser utilizado na alimentação da região hipotética, mostrada na Fig. 7.1. A área correspondente, de 4 $km^2$, foi dividida em 192 quadras de 140 x 110 m, separadas por ruas de 25 m de largura.

O modelo do sistema de distribuição aéreo utilizado na alimentação desta aérea deve obedecer aos seguintes critérios:

- satisfazer os padrões de qualidade vigentes;
- utilizar um único transformador, por poste;
- não se permitir o uso de plataformas de sustentação de transformadores;
- usar postes, quando localizados em esquinas, que não sustentem transformadores; ou outros equipamentos.

– o vão médio entre postes a utilizar deve ser de 30 m;

– o carregamento dos transformadores de distribuição não pode ir além do valor máximo correspondente a 160% das respectivas potências nominais;

– a capacidade máxima dos circuitos primários é igual a 6,0 MVA, em condições normais, e a 9,0 MVA, em condições de emergência;

– a carga nas quadras deve ser uniformemente distribuída;

– os circuitos primários devem localizar-se somente em um dos lados das ruas;

– o sistema deverá ser trifásico, à tensão de 13,8 kV;

– as reformas no sistema serão realizadas, no mínimo, de cinco em cinco anos.

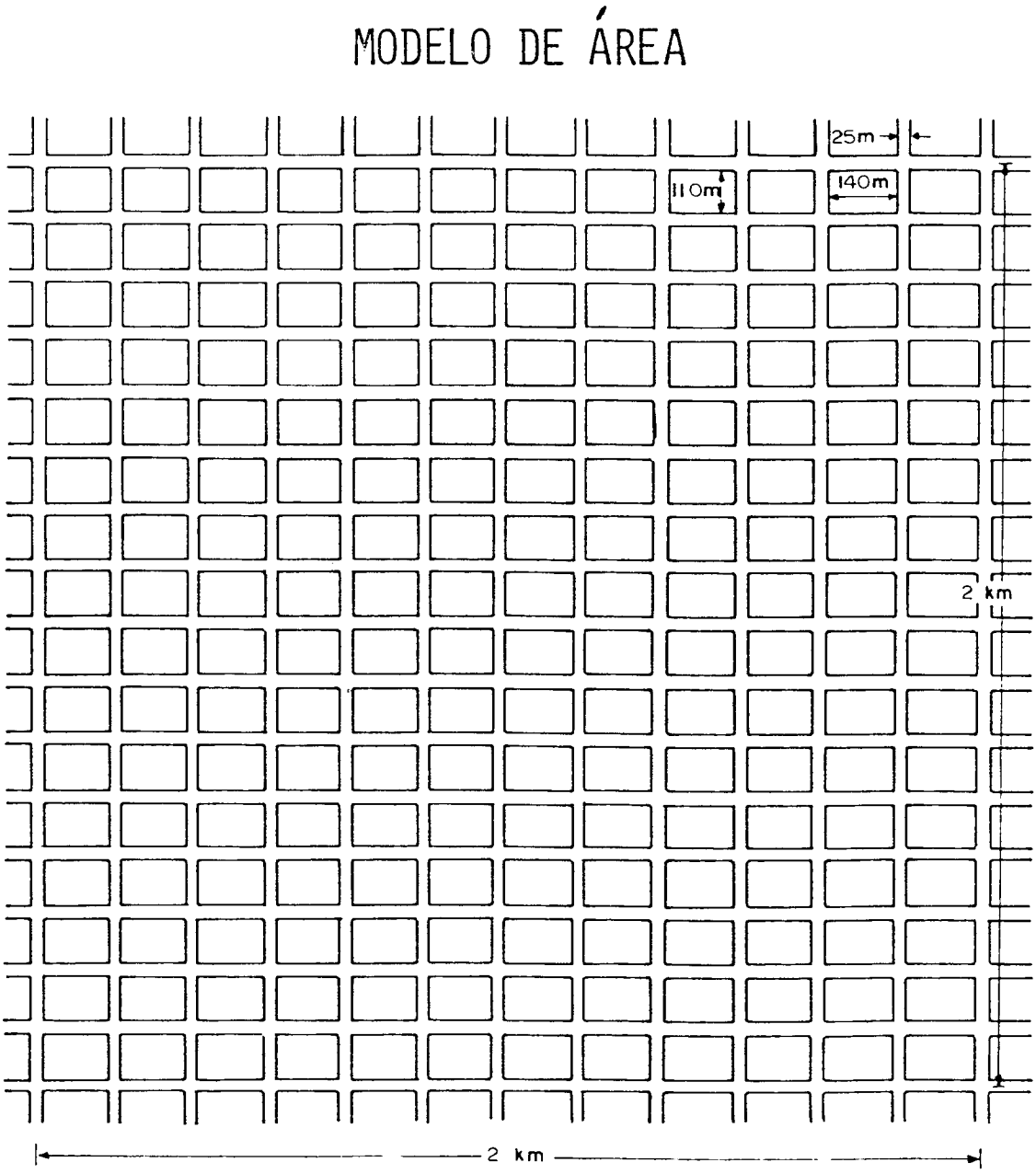



Fig. 7.1

### 7.2.2 Modelo de Crescimento de Carga

A previsão do crescimento de carga de uma região pode ser feita por meio de análise da experiência passada das Empresas. Esta experiência mostra que, no caso de áreas como a em estudo, a carga cresce inicialmente a uma taxa moderada, experimentando após algum tempo um crescimento bastante rápido, após o que passa a apresentar sintomas de saturação.

Para a região em estudo e tomando-se como base estas informações, foi pressuposto que a evolução da carga far-se-á de acordo com a curva da Fig. 7.2. Essas evoluções de carga, função das taxas de crescimento correspondentes às várias regiões desta curva, são as que se apresentam na Tab. 7.1.

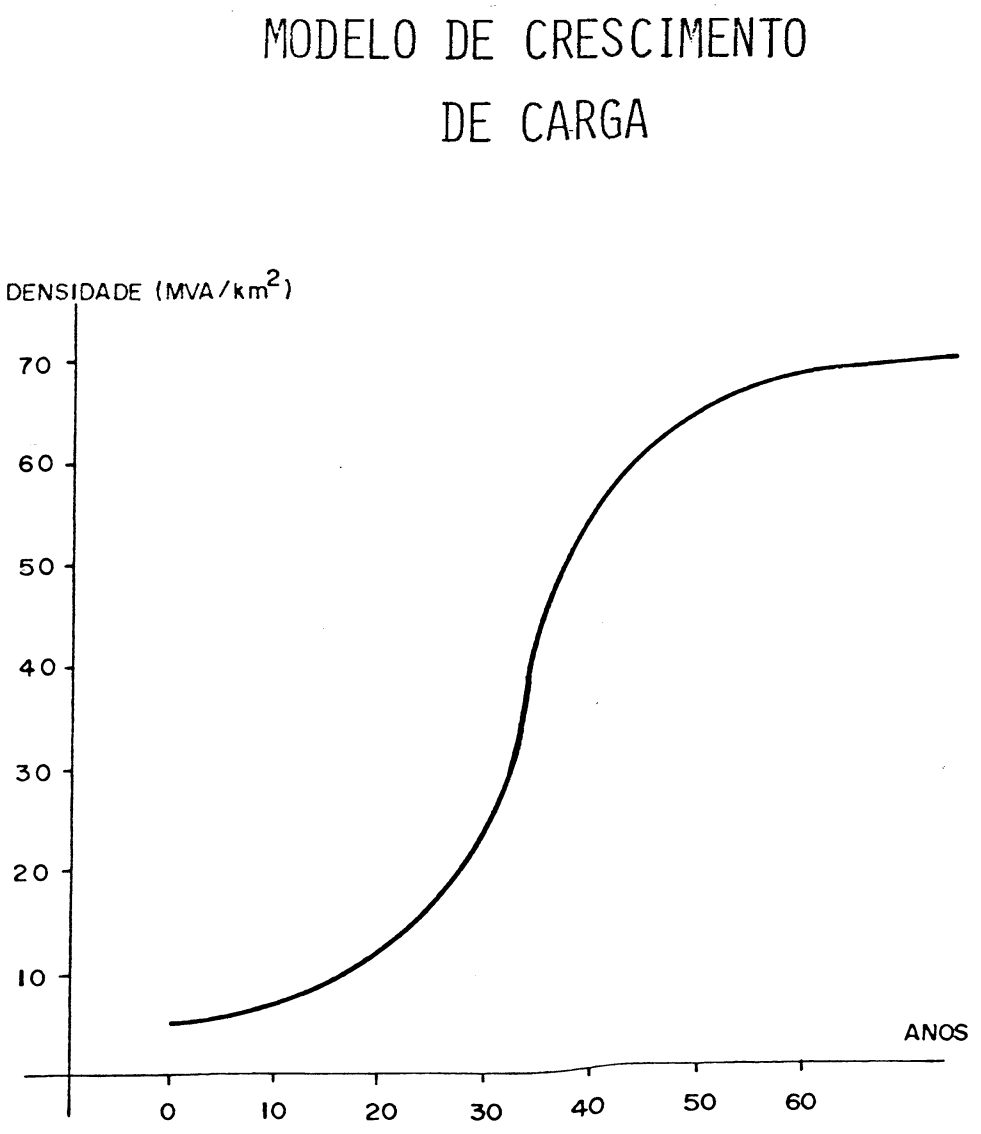



Fig. 7.2

Tabela 7.1 Evolução da Carga em Função da Taxa de Crescimento

| *Ano* | *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Taxa de crescimento %* | *Ano* | *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Taxa de crescimento %* | *Ano* | *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Taxa de crescimento %* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 5 | | 21 | 12,06 | | 42 | 56,02 | |
| 1 | 5,2 | | 22 | 12,79 | | 43 | 57,14 | |
| 2 | 5,41 | | 23 | 13,55 | 6 | 44 | 58,29 | 2 |
| 3 | 5,62 | | 24 | 14,37 | | 45 | 59,45 | |
| 4 | 5,85 | | 25 | 15,23 | | 46 | 60,64 | |
| 5 | 6,08 | | 26 | 16,45 | | 47 | 61,25 | |
| 6 | 6,33 | | 27 | 17,76 | 8 | 48 | 61,86 | |
| 7 | 6,58 | | 28 | 19,19 | | 49 | 62,48 | |
| 8 | 6,84 | | 29 | 20,72 | | 50 | 63,10 | 1 |
| 9 | 7,12 | 4 | 30 | 22,79 | 10 | 51 | 63,73 | |
| 10 | 7,40 | | 31 | 25,07 | | 52 | 64,37 | |
| 11 | 7,70 | | 32 | 28,08 | 12 | 53 | 65,02 | |
| 12 | 8,01 | | 33 | 31,45 | | 54 | 65,35 | |
| 13 | 8,33 | | 34 | 34,59 | 10 | 55 | 65,67 | |
| 14 | 8,66 | | 35 | 38,75 | | 56 | 66,00 | |
| 15 | 9,00 | | 36 | 41,85 | 8 | 57 | 66,33 | 0,5 |
| 16 | 9,36 | | 37 | 45,19 | | 58 | 66,66 | |
| 17 | 9,74 | | 38 | 47,91 | 6 | 59 | 67,00 | |
| 18 | 10,13 | | 39 | 50,78 | | 60 | 67,32 | |
| 19 | 10,74 | 6 | 40 | 52,81 | 4 | | | |
| 20 | 11,38 | | 41 | 54,92 | | | | |

## 7.3 DEFINIÇÃO DO LIMITE DE ATENDIMENTO POR REDE AÉREA

Tal como já foi mencionado anteriormente, em regiões de alta densidade de carga, os sistemas aéreos de distribuição encontram sérias dificuldades de evolução e expansão. Tais dificuldades resultam quer dos próprios condicionamentos físicos inerentes a este tipo de sistema, quer da complexidade de operação que se reflete prejudicialmente na qualidade de fornecimento, quer, ainda, das condições estéticas exigidas pelo local e da própria urbanização que, em determinadas circunstâncias, pode ser desfavorável.

Torna-se, então, conveniente definir a carga máxima que o sistema aéreo de distribuição pode fornecer, de modo a não serem violadas as condições impostas no Item 7.2.1 e os critérios adotados para a instalação e substituição de transformadores.

No estudo apresentado a seguir, foram utilizados transformadores com potências nominais de 15, 30, 75, 150 e 225 kVA. Considerou-se o transformador de 225 kVA co-

mo o de maior porte que um poste circular de concreto pode sustentar. A seqüência adotada para a instalação de transformadores é a que se indica na Fig. 7.3. Com o aumento gradual da carga, a troca de transformadores é feita de acordo com o seguinte critério:

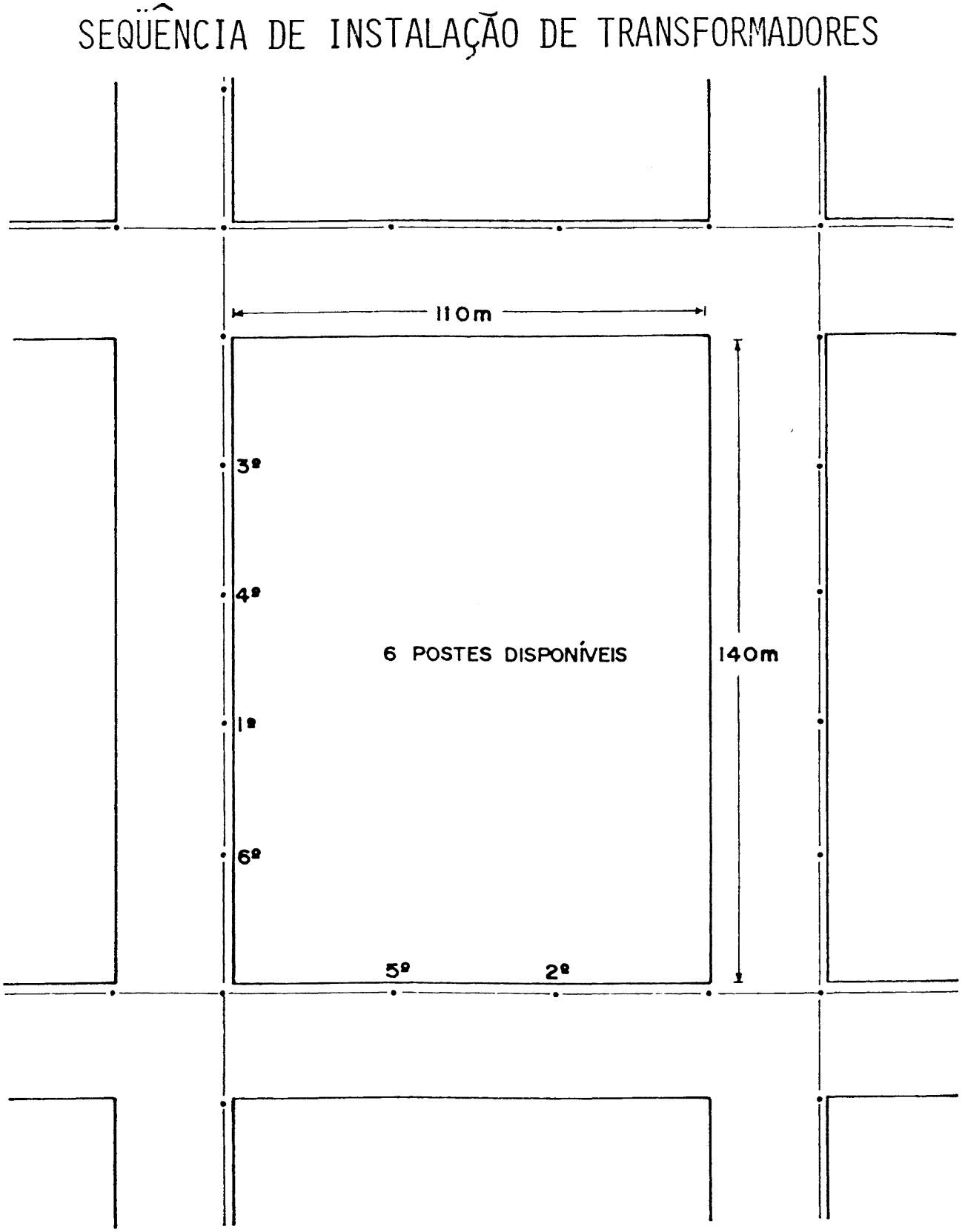



Fig. 7.3

– instalação, no primeiro poste, do transformador de menor potência nominal (15 kVA). O seu carregamento inicial mais econômico é determinado de acordo com as curvas apresentadas na Fig. 7.4;

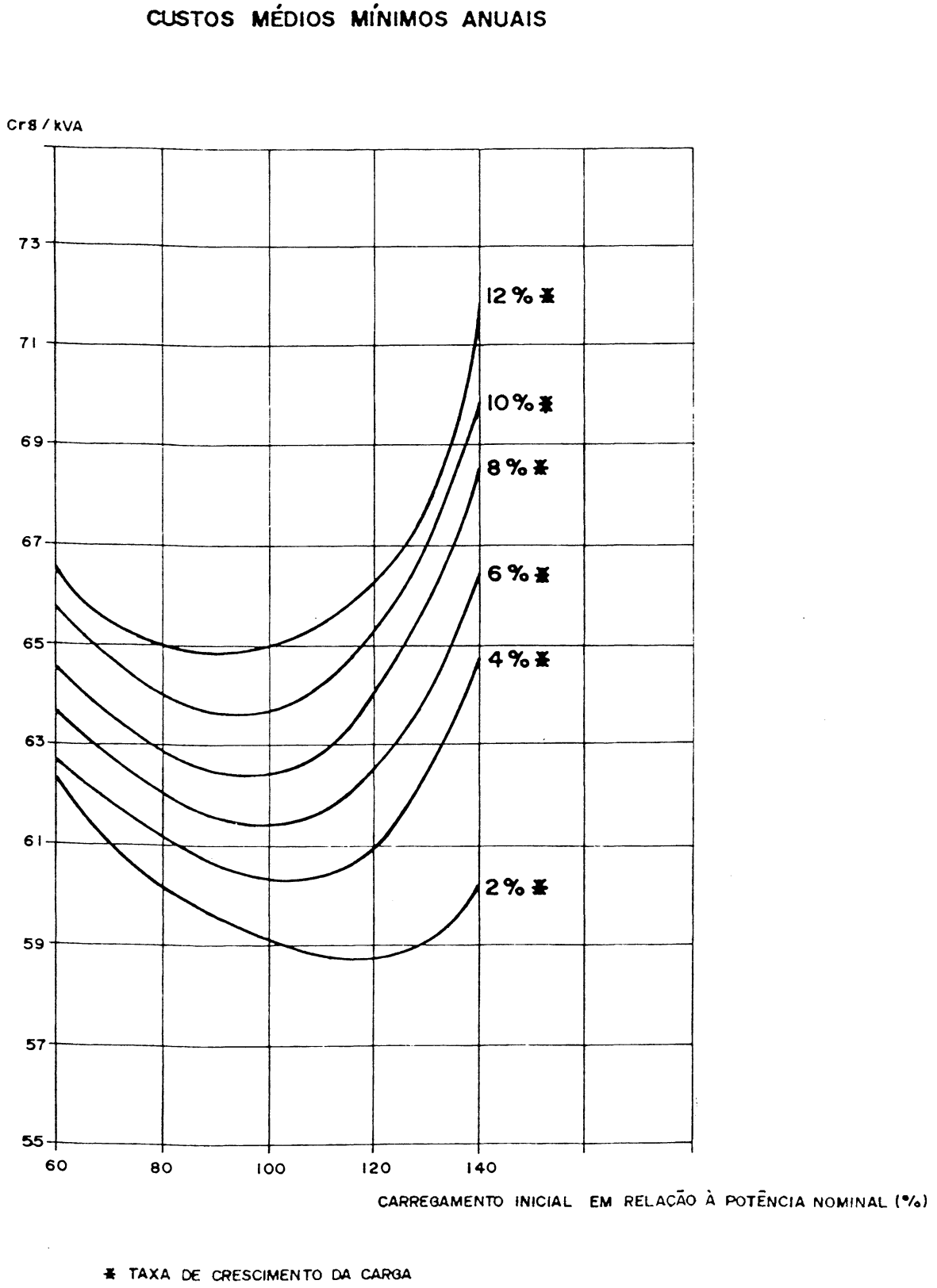



Fig. 7.4

– troca do transformador, quando ele atinge o seu limite final de carregamento (160% da potência nominal), pelo transformador de potência nominal imediatamente superior;

– procedimento análogo até a instalação do transformador de 225 kVA, quando o mesmo procedimento é repetido para os demais postes disponíveis, obedecendo à seqüência indicada na Fig. 7.3.

De acordo com este critério e desprezando-se inicialmente algumas restrições – capacidade máxima dos circuitos, condições de estética, segurança e outras – é possível determinar-se com relativa facilidade e tal como se mostra na Tab. 7.2, como devem evoluir o número e a potência dos transformadores instalados de modo que seja possível satisfazer uma carga gradualmente crescente. O exame da tabela mencionada permite concluir que, nas condições ideais inicialmente pressupostas, o sistema aéreo poderia atender no máximo uma densidade de carga igual a 103 MVA/km$^2$. Como será visto, no entanto, este valor é drasticamente reduzido, quando se levam realisticamente em consideração, as restrições impostas pelas características próprias do sistema, principalmente as que dizem respeito à capacidade máxima dos circuitos, à qualidade e à segurança do serviço prestado.

**Tabela 7.2**

| *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Carga por quadra (kVA)* | *Número e potência de transformadores por quadra (kVA)* |
|---|---|---|
| 1 | 20,83 | 15 |
| 2 | 41,67 | 30 |
| 3 | 62,50 | 75 |
| 4 | 83,33 | 75 |
| 5 | 104,17 | 75 |
| 6 | 125,00 | 150 |
| 7 | 145,83 | 150 |
| 8 | 166,67 | 150 |
| 9 | 187,50 | 150 |
| 10 | 208,33 | 150 |
| 11 | 229,17 | 150 |
| 12 | 250,00 | 225 |
| 13 | 270,83 | 225 |
| 14 | 291,67 | 225 |
| 15 | 312,50 | 225 |
| 16 | 333,33 | 225 |
| 17 | 354,17 | 225 |
| 18 | 375,00 | 225 + 15 |
| 19 | 395,83 | 225 + 30 |
| 20 | 416,67 | 225 + 75 |
| 21 | 437,50 | 225 + 75 |

| *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Carga por quadra (kVA)* | *Número e potência de transformadores por quadra (kVA)* |
|---|---|---|
| 22 | 458,33 | 225 + 75 |
| 23 | 479,17 | 225 + 75 |
| 24 | 500,00 | 225 + 150 |
| 25 | 520,83 | 225 + 150 |
| 26 | 541,67 | 225 + 150 |
| 27 | 562,50 | 225 + 150 |
| 28 | 583,33 | 225 + 150 |
| 29 | 604,17 | 2 X 225 |
| 30 | 625,00 | 2 X 225 |
| 31 | 645,83 | 2 X 225 |
| 32 | 666,67 | 2 X 225 |
| 33 | 687,50 | 2 X 225 |
| 34 | 708,33 | 2 X 225 |
| 35 | 729,17 | 2 X 225 + 15 |
| 36 | 750,00 | 2 X 225 + 30 |
| 37 | 770,83 | 2 X 225 + 30 |
| 38 | 791,67 | 2 X 225 + 75 |
| 39 | 812,50 | 2 X 225 + 75 |
| 40 | 833,33 | 2 X 225 + 75 |
| 41 | 854,17 | 2 X 225 + 150 |
| 42 | 875,00 | 2 X 225 + 150 |
| 43 | 895,83 | 2 X 225 + 150 |
| 44 | 916,67 | 2 X 225 + 150 |
| 45 | 937,50 | 2 X 225 + 150 |
| 46 | 958,33 | 2 X 225 + 150 |
| 47 | 979,17 | 3 X 225 |
| . | . | . |
| . | . | . |
| . | . | . |
| 97 | 2 020,83 | 5 X 225 + 150 |
| 98 | 2 041,67 | 6 X 225 |
| 99 | 2 062,50 | 6 X 225 |
| 100 | 2 083,33 | 6 X 225 |
| 101 | 2 104,17 | 6 X 225 |
| 102 | 2 125,00 | 6 X 225 |
| 103 | 2 145,83 | 6 X 225 |
| 104 | 2 166,67 | 6 X 225 + 15* |

* Nº de transformadores superior ao estabelecido no item 7.2.1.

Levando-se inicialmente em consideração somente a restrição correspondente à capacidade máxima dos circuitos utilizados, definida no Item 7.2.1, e os fatores de diversidade de carga, é possível chegar às seguintes conclusões:

Tabela 7.3

| | *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Carga por circuito (MVA)* | *Carga por quadra (kVA)* | *Número e potência de transformadores por quadra (kVA)* |
|---|---|---|---|---|
| 1ª ETAPA | 1 | 0,767 | 31 | 30 |
| | 2 | 1,533 | 62 | 1 X 30 + 1 X 15 |
| | 3 | 2,300 | 93 | 2 X 30 + 1 X 15 |
| | 4 | 3,067 | 125 | 3 X 30 |
| | 5 | 3,833 | 156 | 1 X 75 + 2 X 30 |
| | 6 | 4,600 | 187 | 1 X 75 + 2 X 30 |
| | 7 | 5,367 | 218 | 1 X 75 + 2 X 30 |
| 2ª ETAPA | 8 | 6,133 | 249 | 2 X 75 + 1 X 30 |
| | 9 | 3,450 | 280 | 2 X 75 + 1 X 30 |
| | 10 | 3,833 | 311 | 3 X 75 |
| | 11 | 4,217 | 343 | 3 X 75 |
| | 12 | 4,600 | 374 | 1 X 150 + 2 X 75 |
| | 13 | 4,983 | 405 | 1 X 150 + 2 X 75 |
| | 14 | 5,367 | 436 | 1 X 150 + 2 X 75 |
| | 15 | 5,750 | 467 | 1 X 150 + 2 X 75 |
| 3ª ETAPA | 16 | 6,133 | 498 | 2 X 150 + 1 X 75 |
| | 17 | 3,584 | 582 | 2 X 150 + 1 X 75 |
| | 18 | 3,795 | 617 | 3 X 150 |
| | 19 | 4,006 | 651 | 3 X 150 |
| | 20 | 4,217 | 685 | 3 X 150 |
| | 21 | 4,428 | 719 | 3 X 150 |
| | 22 | 4,638 | 754 | 1 X 225 + 2 X 150 |
| | 23 | 4,849 | 788 | 1 X 225 + 2 X 150 |
| | 24 | 5,060 | 822 | 1 X 225 + 2 X 150 |
| | 25 | 5,271 | 857 | 2 X 225 + 1 X 150 |
| | 26 | 5,482 | 891 | 2 X 225 + 1 X 150 |
| | 27 | 5,693 | 925 | 2 X 225 + 1 X 150 |
| | 28 | 5,903 | 959 | 2 X 225 + 1 X 150 |
| | 29 | 6,114 | 994 | 3 X 225 |
| | 30 | 6,325 | 1 028 | 3 X 225 |
| | 31 | 6,536 | 1 062 | 3 X 225 |
| | 32 | 6,747 | 1 096 | 3 X 225 |

– para densidades de carga de 1 a 7 MVA/km$^2$, a área em estudo pode ser alimentada por uma subestação e seis circuitos primários, cada um deles atendendo a 32 quadras, tal como se mostra na Tab. 7.3 e na Fig. 7.5;

– para densidades de carga superiores a 7 MVA/km$^2$, não é possível manter o arranjo anterior, pois o limite de carregamento dos circuitos primários, previamente fixado em 6 MVA, seria ultrapassado. A instalação de mais seis circuitos primários alimentados pela subestação já existente permite atender a área, quando a densidade de carga estiver compreendida entre 8 a 15 MVA/km$^2$ (ver a Tab. 7.3 e a Fig. 7.6);

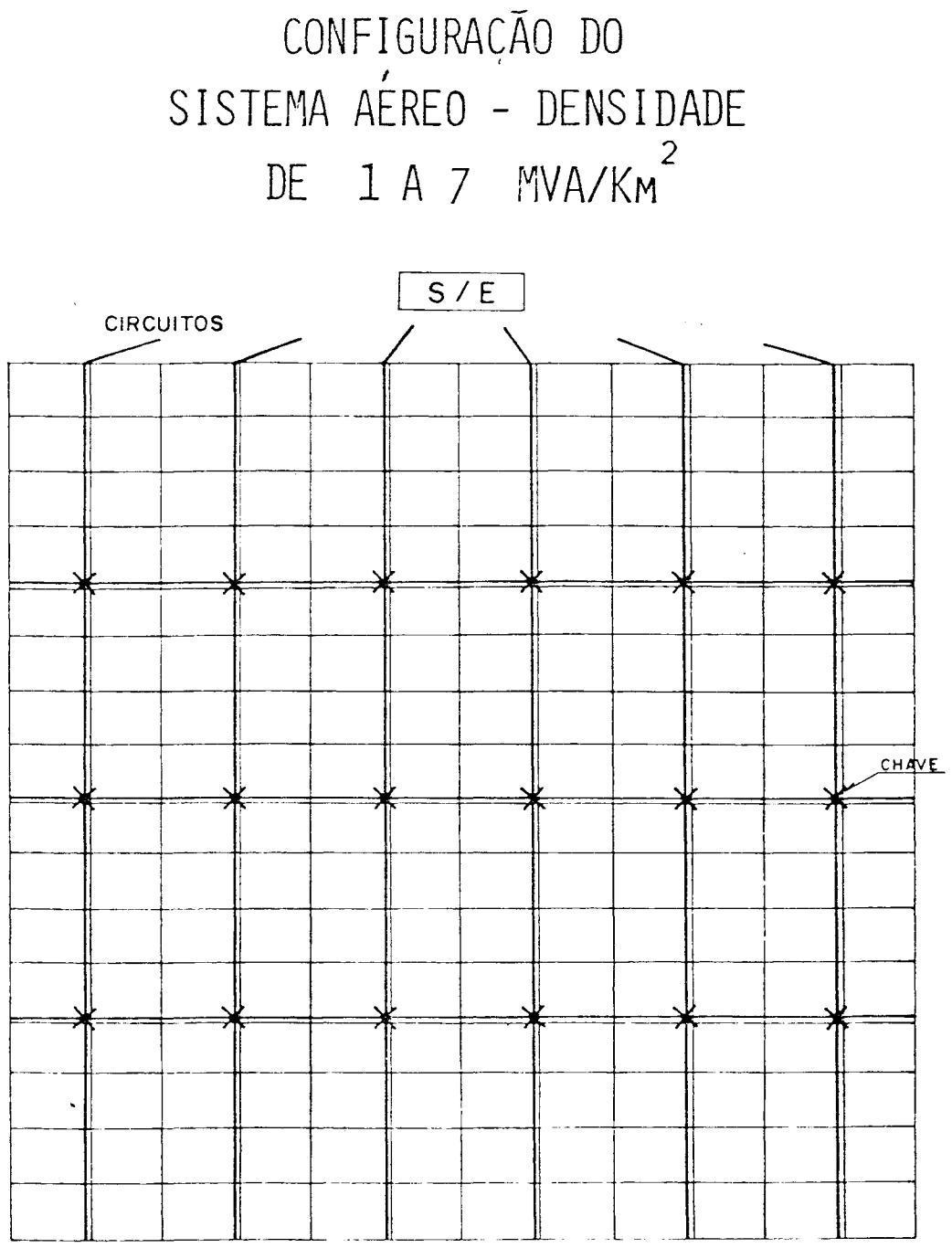



Fig. 7.5

# CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA AÉREO - DENSIDADE DE 8 A 15 MVA/Km$^2$

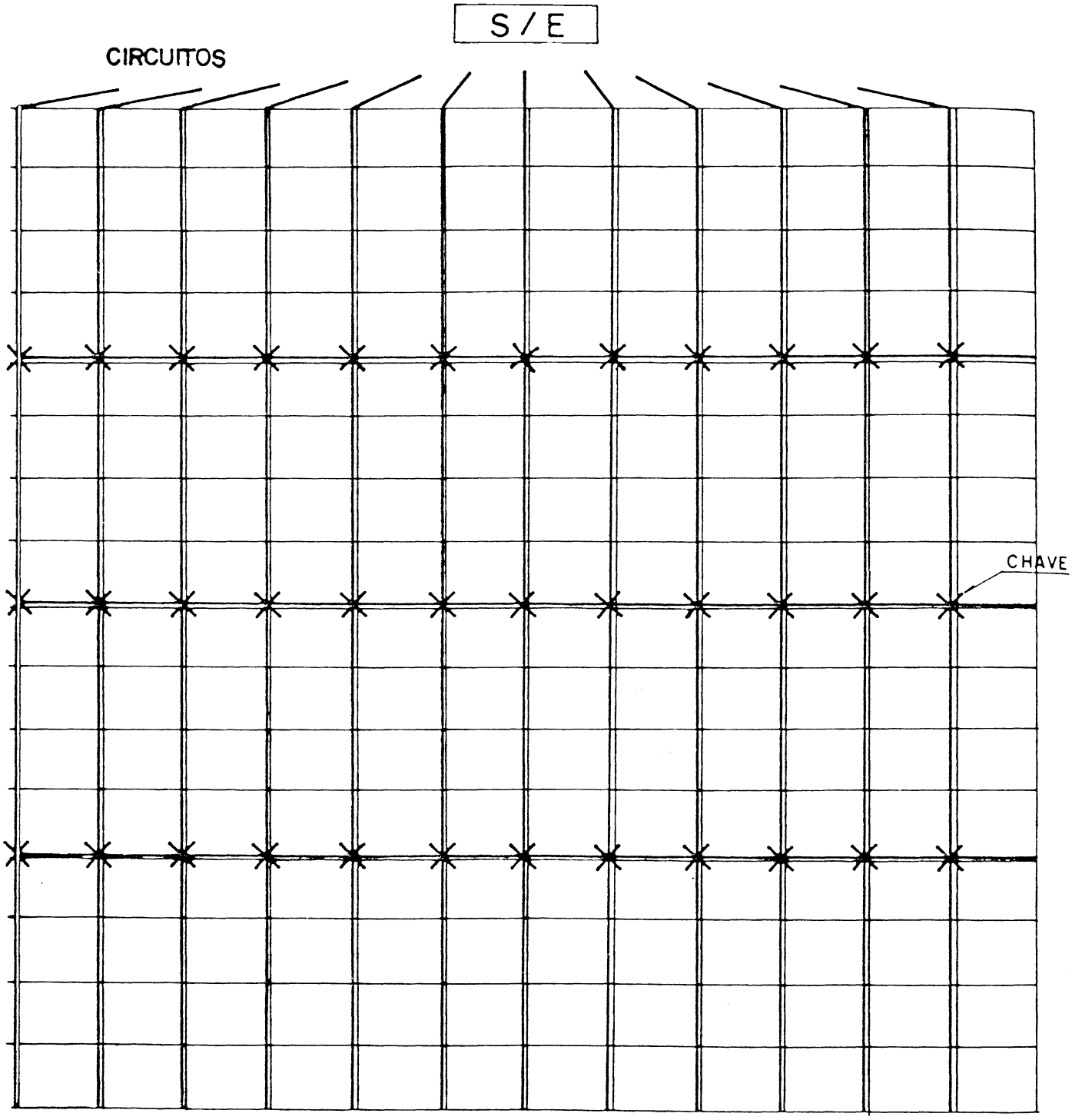



Fig. 7.6

– procedendo-se seqüencialmente e de maneira inteiramente análoga, é possível satisfazer as densidades de carga até 28 MVA/km$^2$, através de instalação de mais 12 circuitos primários, alimentados a partir de uma segunda subestação, tal como se indica na Tab. 7.3 e na Fig. 7.7;

– para o atendimento de cargas superiores a 28 MVA/km$^2$, tornar-se-ia necessária a instalação de novos circuitos primários, visto que os já existentes encontram-se muito perto do máximo estabelecido. Isto implicaria a construção de uma nova subestação.

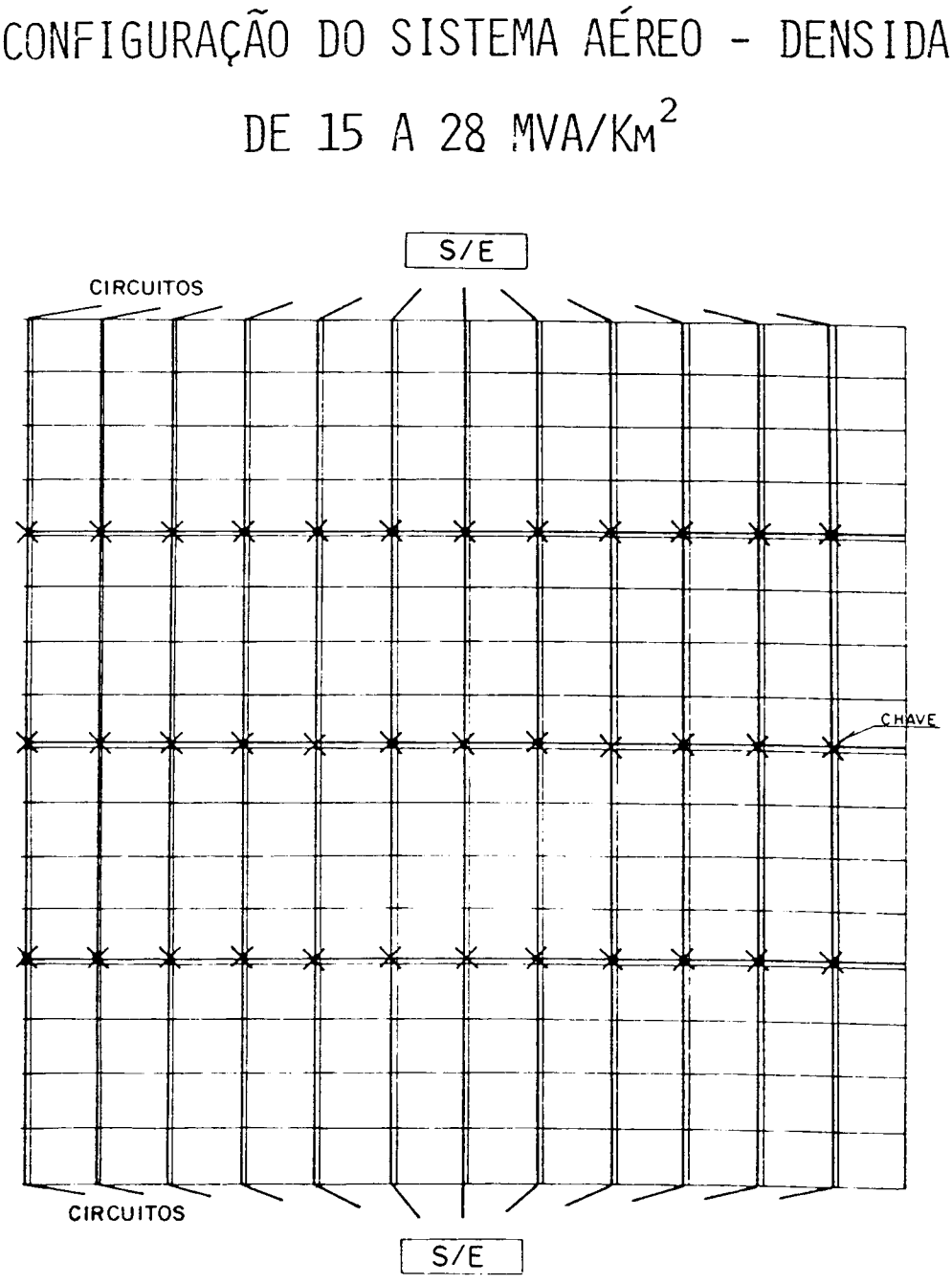



Fig. 7.7

Contudo, antes de prosseguir com o estudo de expansão do sistema, torna-se conveniente introduzir, nesta altura, a segunda restrição anteriormente mencionada, isto é, convém fazer uma análise, ainda que qualitativa, da continuidade e da segurança do serviço fornecido pelo sistema já existente.

A Fig. 7.8 mostra, em algumas quadras, o número de chaves que se torna necessário instalar, para dotar o sistema existente de flexibilidade operacional compatível. A instalação destas chaves faz diminuir de seis para três o número de postes disponíveis para transformadores. Consultando a Tab. 7.3, por outro lado, pode-se observar que, na densidade de 28 MVA/km$^2$, já foram ocupados os três postes disponíveis, ficando assim impossibilitada a instalação de novos transformadores destinados a satisfazer um eventual aumento de carga.

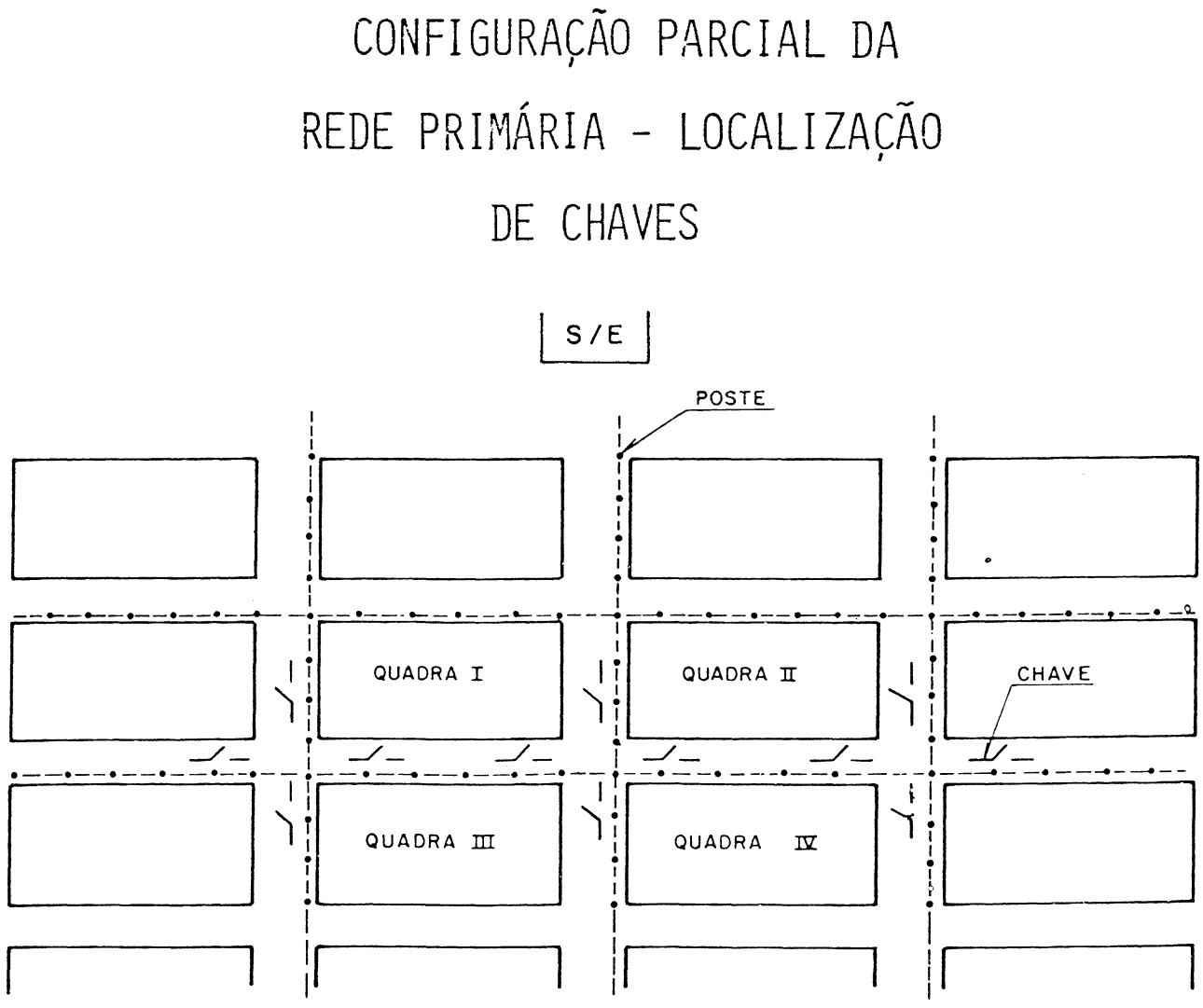



Fig. 7.8

Apesar disso, imaginou-se a instalação de uma nova subestação e correspondentes circuitos primários. A Fig. 7.9 mostra em algumas quadras o congestionamento de circuitos e chaves daí resultantes. Tal congestionamento tornaria complexa a operação do siste-

ma, o que se refletiria, necessariamente, na qualidade do serviço prestado. Convém também notar que a situação se tornaria ainda mais grave, se fosse necessário recorrer à instalação de bancos de capacitores ao longo da rede.

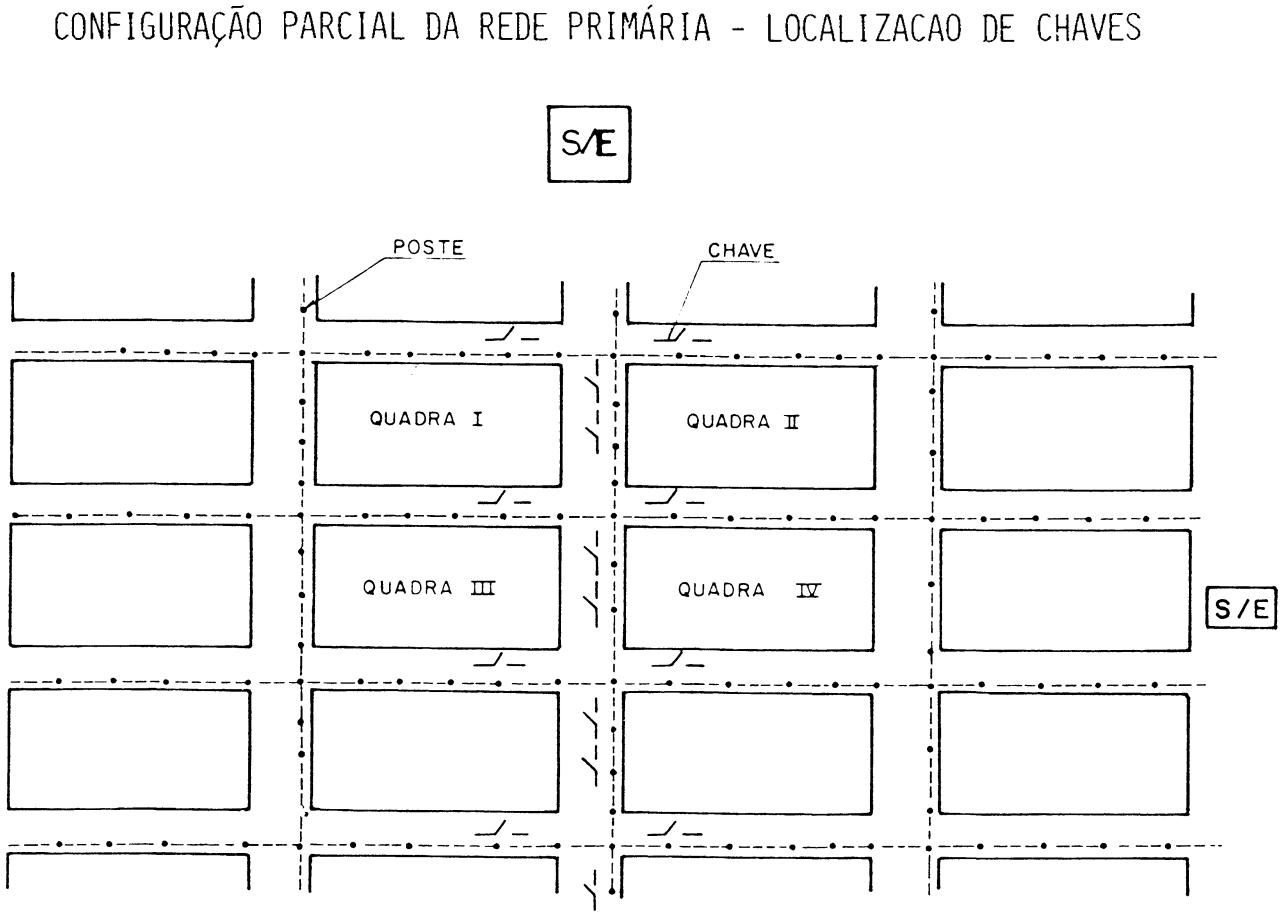



Fig. 7.9

As razões apresentadas permitem concluir que, nas condições impostas ao modelo, a densidade de carga de 28 MVA/km$^2$ pode ser considerada como o limite máximo que o sistema aéreo pode, satisfatoriamente, suportar e que, portanto, a partir dessa densidade, a área em estudo deve ser alimentada por um sistema subterrâneo de distribuição.

A conclusão de que o sistema aéreo de distribuição tem um tempo limitado de vida em áreas de alta concentração de carga, leva imediatamente à formulação de duas perguntas, em cujas respostas deverá ser baseado, em parte, o planejamento das ações necessárias à substituição. Essas questões são as seguintes:

1. Qual o tempo de sobrevivência do sistema aéreo em questão?
2. Quando devem ser iniciadas as providências necessárias à substituição do sistema aéreo, de modo que, quando a densidade de carga-limite for atingida, o sistema subterrâneo esteja totalmente instalado?

É evidente que a resposta à primeira pergunta depende fundamentalmente da densidade de carga, na região, no início do estudo, e da taxa de crescimento prevista para os

anos futuros. No caso da área em estudo, onde a densidade/limite é de 28 MVA/km$^2$, a Tab. 7.4 apresenta vários valores para a sobrevivência do sistema em função dos dois parâmetros citados. A informação contida nesta tabela pode, para efeitos de utilização, ser convenientemente condensada em forma de gráfico, tal como se mostra na Fig. 7.10.

Tabela 7.4

| *Densidade de carga inicial (MVA/km²)* | *Taxa média de crescimento (%)* | *Tempo de sobrevivência*[1] |
|---|---|---|
| 1 | 5 | 69 |
| | 6 | 58 |
| | 7 | 50 |
| | 8 | 44 |
| | 9 | 39 |
| | 10 | 35 |
| | 11 | 32 |
| | 12 | 30 |
| | 13 | 28 |
| | 14 | 26 |
| | 15 | 24 |
| | 16 | 23 |
| | 17 | 22 |
| | 18 | 21 |
| | 19 | 20 |
| 2 | 3 | 90 |
| | 4 | 68 |
| | 5 | 55 |
| | 6 | 46 |
| | 7 | 40 |
| | 8 | 35 |
| | 9 | 31 |
| | 10 | 28 |
| | 11 | 26 |
| | 12 | 24 |
| | 13 | 22 |
| | 14 | 21 |
| | 15 | 19 |
| 3 | 3 | 76 |
| | 4 | 57 |
| | 5 | 46 |

| *Densidade de carga inicial (MVA/km²)* | *Taxa média de crescimento (%)* | *Tempo de sobrevivência*[1] |
|---|---|---|
| 3 | 6 | 39 |
| | 7 | 34 |
| | 8 | 30 |
| | 9 | 26 |
| | 10 | 24 |
| | 11 | 22 |
| | 12 | 20 |
| | 13 | 19 |
| | 14 | 18 |
| | 15 | 16 |
| 4 | 3 | 66 |
| | 4 | 50 |
| | 5 | 40 |
| | 6 | 34 |
| | 7 | 29 |
| | 8 | 26 |
| | 9 | 23 |
| | 10 | 21 |
| | 11 | 19 |
| | 12 | 18 |
| | 13 | 16 |
| | 15 | 14 |
| 5 | 2 | 87 |
| | 3 | 59 |
| | 4 | 44 |
| | 5 | 36 |
| | 6 | 30 |
| | 7 | 26 |
| | 8 | 23 |
| | 9 | 20 |
| | 10 | 19 |
| | 11 | 17 |
| | 12 | 16 |
| | 13 | 15 |
| | 14 | 14 |
| | 15 | 13 |

| *Densidade de carga inicial (MVA/km²)* | *Taxa média de crescimento (%)* | *Tempo de sobrevivência*[1] |
|---|---|---|
| 6 | 2 | 78 |
| | 3 | 53 |
| | 4 | 40 |
| | 5 | 32 |
| | 6 | 27 |
| | 7 | 23 |
| | 8 | 21 |
| | 9 | 18 |
| | 10 | 17 |
| | 11 | 15 |
| | 12 | 14 |
| | 13 | 13 |
| | 14 | 12 |
| | 15 | 12 |
| 7 | 2 | 71 |
| | 3 | 47 |
| | 4 | 36 |
| | 5 | 29 |
| | 6 | 24 |
| | 7 | 21 |
| | 8 | 19 |
| | 9 | 17 |
| | 10 | 15 |
| 8 | 1 | 126 |
| | 2 | 64 |
| | 3 | 43 |
| | 4 | 32 |
| | 5 | 26 |
| | 6 | 22 |
| | 7 | 19 |
| 9 | 1 | 115 |
| | 2 | 58 |
| | 3 | 39 |
| | 4 | 29 |
| | 5 | 24 |
| | 6 | 20 |

| *Densidade de carga inicial (MVA/km²)* | *Taxa média de crescimento (%)* | *Tempo de sobrevivência*[1] |
|---|---|---|
| 10 | 1 | 104 |
| | 2 | 52 |
| | 3 | 35 |
| | 4 | 27 |
| | 5 | 22 |
| | 6 | 18 |
| 11 | 1 | 94 |
| | 2 | 48 |
| | 3 | 32 |
| | 4 | 24 |
| | 5 | 20 |
| | 6 | 17 |
| 12 | 1 | 86 |
| | 2 | 43 |
| | 3 | 29 |
| | 4 | 22 |
| | 5 | 18 |
| 13 | 1 | 78 |
| | 2 | 39 |
| | 3 | 26 |
| | 4 | 20 |
| | 5 | 16 |
| 14 | 1 | 70 |
| | 2 | 36 |
| | 3 | 24 |
| | 4 | 18 |
| | 5 | – |
| 15 | 1 | 63 |
| | 2 | 32 |
| | 3 | 22 |
| | 4 | 16 |
| | 5 | – |
| 16 | 1 | 57 |

| *Densidade de carga inicial (MVA/km²)* | *Taxa média de crescimento (%)* | *Tempo de sobrevivência*[1] |
|---|---|---|
| 16 | 2 | 29 |
| | 3 | 19 |
| 17 | 1 | 57 |
| | 2 | 26 |
| | 3 | 17 |
| 18 | 1 | 45 |
| | 2 | 23 |
| | 3 | 15 |
| 19 | 1 | 39 |
| | 2 | 20 |

[1] Tempo (em anos) de sobrevivência do sistema aéreo até atingir 28 MVA/km².

A resposta à segunda pergunta formulada depende, também, da taxa de crescimento de carga nos anos futuros.

Definido o limite máximo de densidade de carga que o sistema aéreo pode atender e o número de anos necessários para a sua conversão em subterrâneo, é possível determinar o valor da densidade de carga para o qual devem ser iniciados os trabalhos de conversão. A Tab. 7.5 apresenta os valores encontrados para esta densidade de carga, no caso da área em estudo, admitindo-se a hipótese de que cinco anos seja o tempo suficiente para a completa conversão do sistema aéreo em subterrâneo.

**Tabela 7.5**

| *Taxa média de crescimento (%)* | *Densidade de carga 5 anos antes de atingir 28 MVA/km² (MVA/km²)* |
|---|---|
| 3 | 24,15 |
| 4 | 23,01 |
| 5 | 21,94 |
| 6 | 20,92 |
| 7 | 19,96 |
| 8 | 19,06 |
| 9 | 18,20 |

| *Taxa média de crescimento (%)* | *Densidade de carga 5 anos antes de atingir 28 MVA/km² (MVA/km²)* |
|---|---|
| 10 | 17,39 |
| 11 | 16,62 |
| 12 | 15,89 |
| 13 | 15,20 |
| 14 | 14,54 |
| 15 | 13,92 |
| 16 | 13,33 |
| 17 | 12,77 |
| 18 | 12,24 |

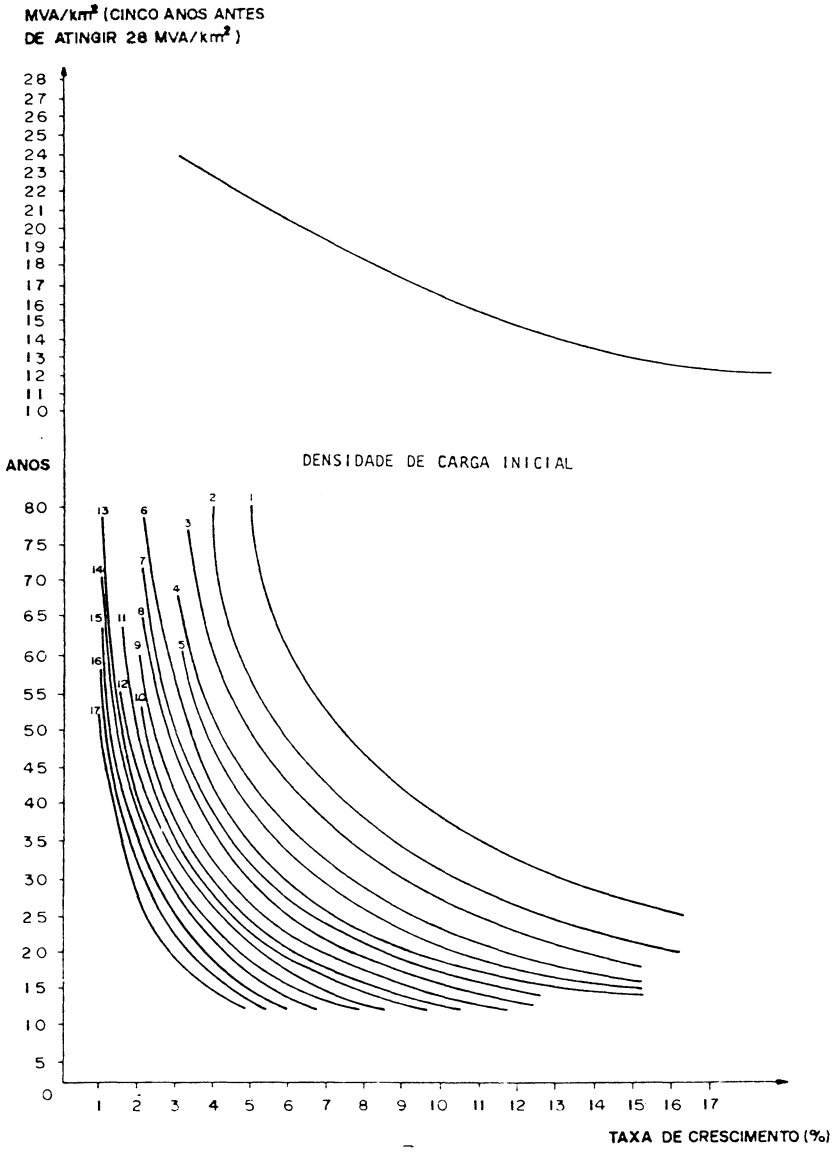



**Fig. 7.10**

## 7.4 DEFINIÇÃO DA POLÍTICA DE IMPLANTAÇÃO DA REDE SUBTERRÂNEA

O tipo ou configuração do sistema subterrâneo a instalar deverá resultar de uma solução de compromisso entre duas características típicas: custo total envolvido e confiabilidade requerida. Nos itens seguintes, será analisado o comportamento dos custos de implantação de três tipos de sistemas subterrâneos, em função da política adotada para a definição do tempo total de instalação do sistema e da taxa de remuneração do capital envolvido. Continuou a ser utilizada como modelo a área descrita no Item 7.2.1.

### 7.4.1 Descrição dos Sistemas Subterrâneos Considerados

Em quaisquer dos sistemas a seguir descritos, considerou-se que os transformadores eventualmente utilizados são do tipo submersível e podem ser carregados até 120% das respectivas potências nominais.

#### 7.4.1.1 Sistema radial com recursos

O sistema radial com recursos é o tipo mais simples e geralmente mais econômico. Entre os vários tipos existentes é o que apresenta o menor grau de confiabilidade, dado que uma interrupção, em qualquer ponto do circuito primário, causará a interrupção de todos os consumidores a ele ligados. Esta confiabilidade pode ser melhorada se houver possibilidade de interligação com outros circuitos. No estudo a ser descrito em itens posteriores, utilizou-se um sistema radial com circuito secundário também radial. Considerou-se também que, em caso de defeito no circuito primário, os consumidores podem ser socorridos pelos dois circuitos imediatamente vizinhos, através de chaves de interligação colocadas a cada quatro quadras. Este esquema de socorro determina que os circuitos primários em funcionamento normal só podem ser carregados até dois terços da sua capacidade máxima, que é de 6,0 MVA, em condições normais, e de 9,0 MVA, em condições de emergência.

#### 7.4.1.2 Sistema primário seletivo

Este sistema consiste em dois circuitos primários radiais, alimentados por uma mesma subestação, ou por subestações diferentes. Cada um dos circuitos radiais atende aproximadamente metade da carga da área respectiva, mas deve ser dimensionado com capacidade para atender todas as áreas em caso de falha do outro circuito. A perda de um circuito resulta na interrupção do fornecimento até que a carga normalmente suprida por ele seja transferida, manual ou automaticamente, para o outro. Nos estudos que seguem, só foram consideradas transferências manuais.

O sistema primário seletivo é mais caro que o radial mas, em compensação, reduz substancialmente a duração das interrupções.

#### 7.4.1.3 Sistema reticulado (*network*)

Um sistema secundário reticulado consiste, essencialmente, no seguinte:

– *Circuitos primários*. Dois ou mais circuitos primários radiais, partindo de uma mesma subestação, alimentam os transformadores de distribuição, ligados alternadamente, para evitar a interrupção de dois transformadores adjacentes, no caso de desligamento de um dos primários;

– *Transformadores*. São os normais para distribuição, porém, equipados com um "protetor" (disjuntor de corrente inversa) no lado secundário. Este "protetor" é um interruptor automático, cuja finalidade principal é evitar a alimentação do transformador pelo lado secundário;

– *Rede secundária*. Os secundários dos transformadores, através dos protetores, alimentam, em diversos pontos, uma rede de cabos que se interligam, formando o reticulado propriamente dito. Desta rede partem as ligações dos consumidores.

Neste sistema, o desligamento de um circuito primário ou de um ou mais transformadores não provoca a interrupção do fornecimento, pois, continua sendo feito pela rede secundária, alimentada pelos circuitos primários e transformadores remanescentes.

### 7.4.2 Análise Econômica das Diversas Alternativas

Os resultados da análise econômica que a seguir são apresentados tiveram origem na simulação da implantação de cada um dos sistemas subterrâneos descritos, e basearam-se no princípio de que as reformas para atender os incrementos de carga são realizadas no mínimo em períodos de cinco anos.

O orçamento de cada uma das alternativas estudadas foi feito levando-se em consideração os custos seguintes:

– custo das subestações, reformas e depreciação;
– custo do sistema subterrâneo e reformas;
– custo das reformas no sistema aéreo remanescente;
– custo da mão-de-obra necessária à efetivação de trocas de equipamentos e depreciação destes.

Para cada um dos sistemas, foram analisadas várias hipóteses no que diz respeito ao início das obras de conversão de sistema aéreo em subterrâneo. Assim, a Tab. 7.6 descreve várias grandezas típicas correspondentes ao caso em que a conversão em sistema subterrâneo foi iniciada na densidade de carga de 5 MVA/km$^2$ (ano 0) e prosseguiu, de cinco em cinco anos, até ser atingida a densidade-limite de 28 MVA/km$^2$. Em cada período de cinco anos, um sexto do sistema aéreo é convertido em subterrâneo, convivendo, então, a área com um sistema misto, até que se alcance a densidade-limite do sistema aéreo. A partir daí, o sistema subterrâneo resultante sofre incrementos de carga até ser atingida a densidade de 65 MVA/km$^2$, considerada como de saturação.

As Tabs. 7.7, 7.8 e 7.9 descrevem procedimentos análogos de conversão, quando o início da mesma se faz, respectivamente, às densidades de 9,00 MVA/km$^2$ (ano 15), 11,38 MVA/km$^2$ (ano 20) e 15,23 MVA/km$^2$ (ano 25). As frações de área convertida variam, evidentemente, de caso para caso.

O modelo de evolução de carga utilizado em todos os estudos é o apresentado no início do capítulo, no Item 7.2.2.

A análise econômica de cada uma das alternativas descritas foi feita utilizando-se o método do valor atual, já descrito no Cap. 4, e taxas de remuneração de capital variando entre 8% e 12%. Os resultados obtidos são apresentados nas Figs. 7.11 a 7.13 e levam à conclusão de que a variação de taxa de remuneração de capital não altera a posição relativa, referente a custos, de cada um dos três sistemas estudados.

Tabela 7.6

| *Ano* | *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Área convertida* | *Área subterrânea* |
|---|---|---|---|
| 0 | 5,00 | 1/6 | 1/6 |
| 5 | 6,08 | 1/6 | 2/6 |
| 10 | 7,40 | 1/6 | 3/6 |
| 15 | 9,00 | 1/6 | 4/6 |
| 20 | 11,38 | 1/6 | 5/6 |
| 25 | 15,23 | 1/6 | 6/6 |
| 32 | 28,08 | – | 6/6 |
| 37 | 45,19 | – | 6/6 |
| 42 | 56,02 | – | 6/6 |
| 47 | 61,25 | – | 6/6 |
| 53 | 65,02 | – | 6/6 |

Tabela 7.7

| *Ano* | *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Área convertida* | *Área subterrânea* |
|---|---|---|---|
| 0 | 5,00 | – | – |
| 5 | 6,08 | – | – |
| 10 | 7,40 | – | – |
| 15 | 9,00 | 1/3 | 1/3 |
| 20 | 11,38 | 1/3 | 2/3 |
| 25 | 15,23 | 1/3 | 3/3 |
| 32 | 28,08 | – | 3/3 |
| 37 | 45,19 | – | 3/3 |
| 42 | 56,02 | – | 3/3 |
| 47 | 61,25 | – | 3/3 |
| 53 | 65,02 | – | 3/3 |

Tabela 7.8

| *Ano* | *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Área convertida* | *Área subterrânea* |
|---|---|---|---|
| 0 | 5,00 | – | – |
| 5 | 6,08 | – | – |
| 10 | 7,40 | – | – |
| 15 | 9,00 | – | – |
| 20 | 11,38 | 1/2 | 1/2 |
| 25 | 15,23 | 1/2 | 2/2 |
| 32 | 28,08 | – | 2/2 |
| 37 | 45,19 | – | 2/2 |
| 42 | 56,02 | – | 2/2 |
| 47 | 61,25 | – | 2/2 |
| 53 | 65,02 | – | 2/2 |

Tabela 7.9

| *Ano* | *Densidade de carga (MVA/km²)* | *Área convertida* | *Área subterrânea* |
|---|---|---|---|
| 0 | 5,00 | – | – |
| 5 | 6,08 | – | – |
| 10 | 7,40 | – | – |
| 15 | 9,00 | – | – |
| 20 | 11,38 | – | – |
| 25 | 15,23 | 1 | 1 |
| 32 | 28,08 | – | 1 |
| 37 | 45,19 | – | 1 |
| 42 | 56,02 | – | 1 |
| 47 | 61,25 | – | 1 |
| 53 | 65,02 | – | 1 |

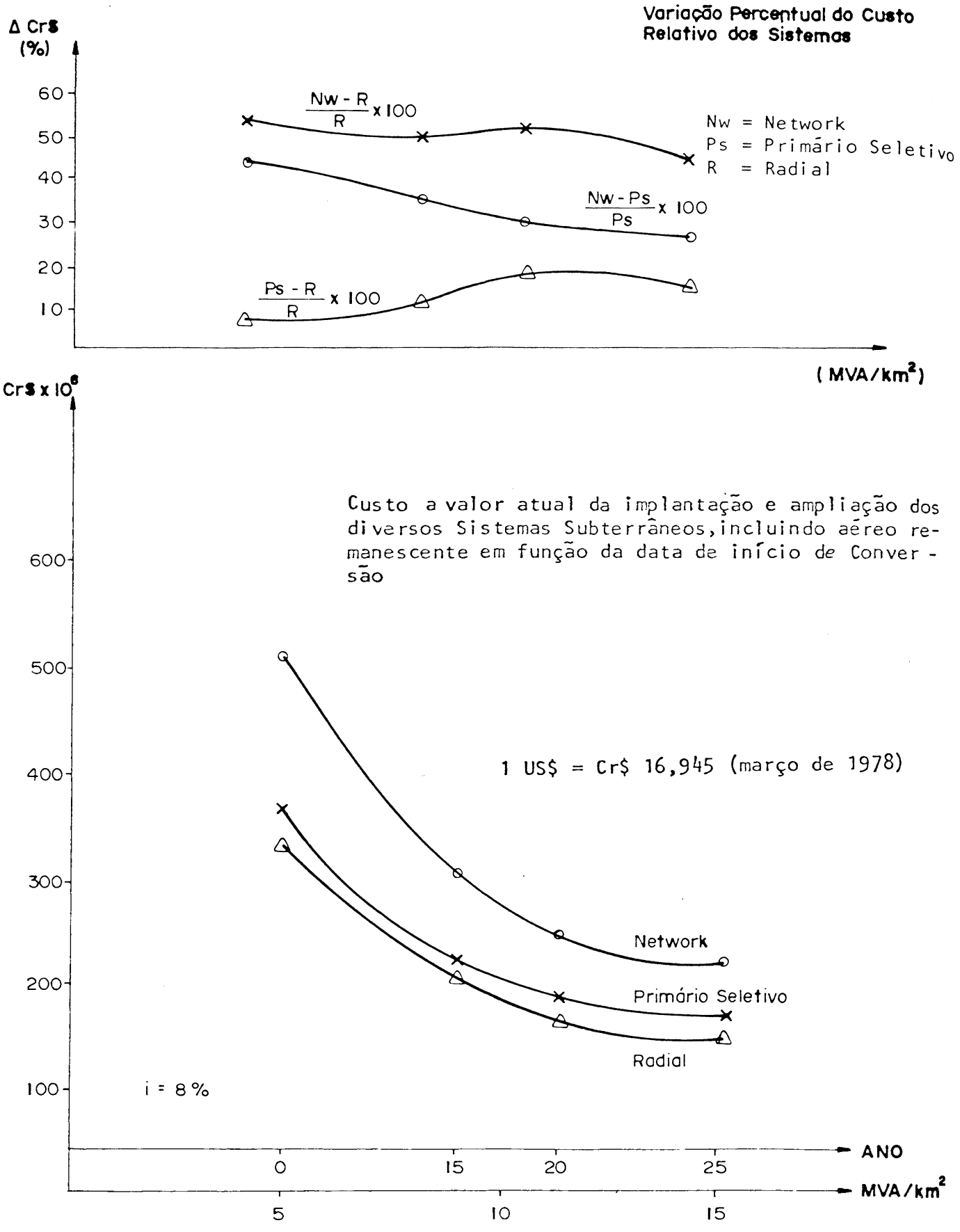

Variação Percentual do Custo Relativo dos Sistemas
Δ Cr$ (%)
60
50
40
30
20
10
Nw - R / R x 100
Nw - Ps / Ps x 100
Ps - R / R x 100
Nw = Network
Ps = Primário Seletivo
R = Radial
( MVA/km² )
Cr$ x 10⁶
600
500
400
300
200
100
Custo a valor atual da implantação e ampliação dos diversos Sistemas Subterrâneos, incluindo aéreo remanescente em função da data de início de Conversão
1 US$ = Cr$ 16,945 (março de 1978)
Network
Primário Seletivo
Radial
i = 8 %
ANO
0
15
20
25
MVA/km²
5
10
15

Fig. 7.11

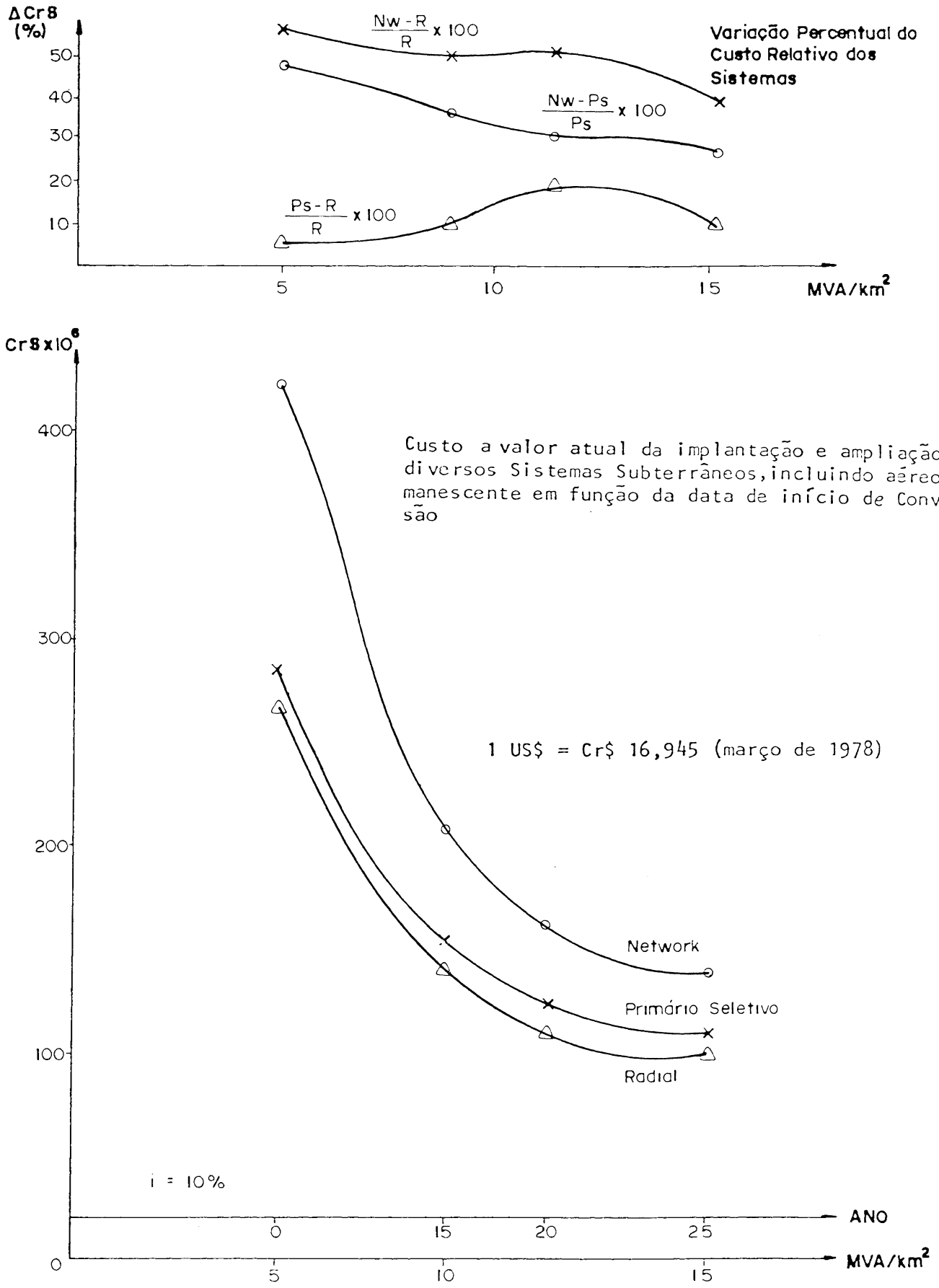

ΔCrS (%)
50
40
30
20
10
Nw - R / R x 100
Nw - Ps / Ps x 100
Ps - R / R x 100
Variação Percentual do Custo Relativo dos Sistemas
5
10
15
MVA/km²
CrS x 10⁶
400
300
200
100
0
Custo a valor atual da implantação e ampliação dos diversos Sistemas Subterrâneos, incluindo aéreo remanescente em função da data de início de Conversão
1 US$ = Cr$ 16,945 (março de 1978)
Network
Primário Seletivo
Radial
i = 10%
0
15
20
25
ANO
5
10
15
MVA/km²

Fig. 7.12

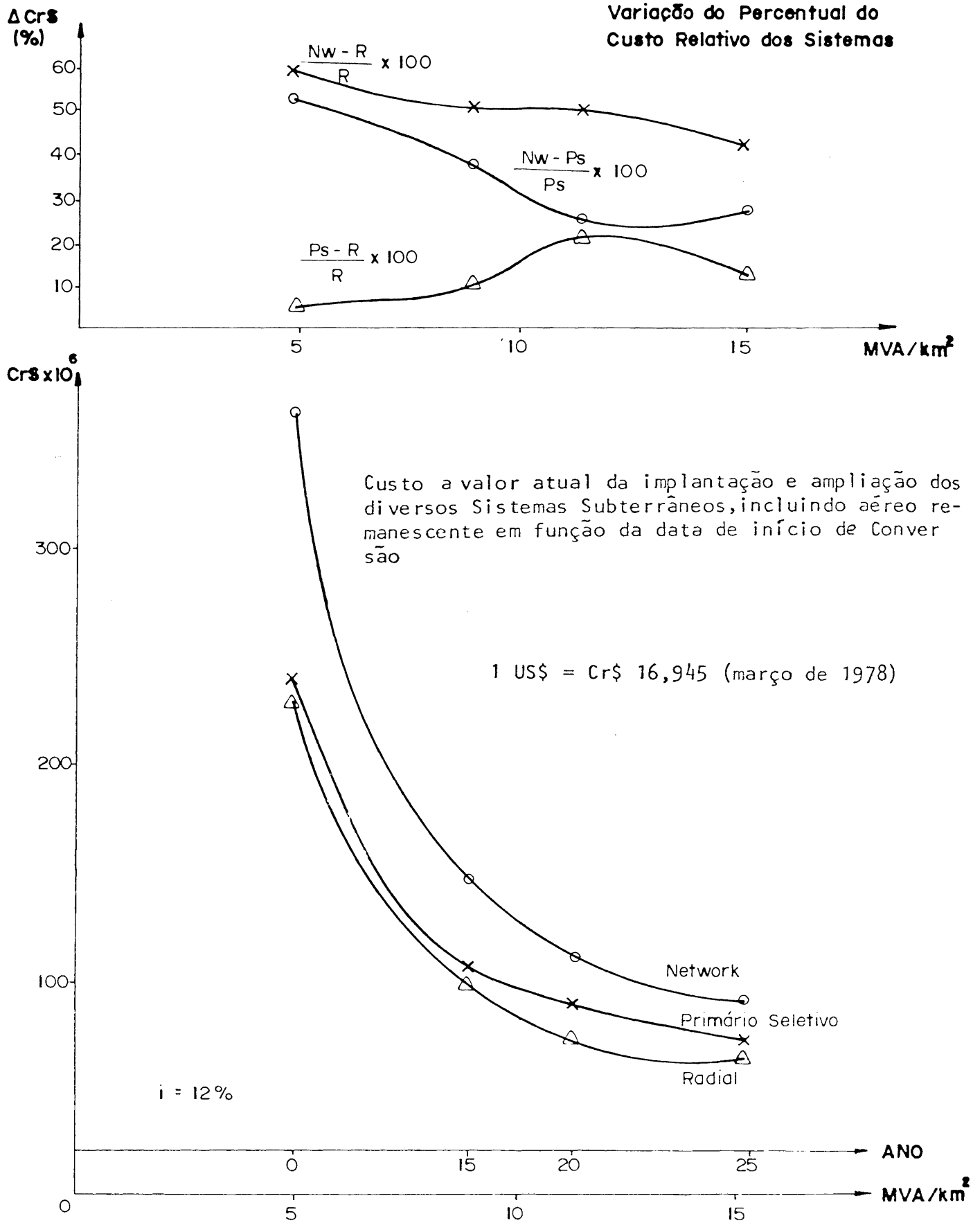

ΔCr$ (%)
Variação do Percentual do Custo Relativo dos Sistemas
Nw - R / R x 100
Nw - Ps / Ps x 100
Ps - R / R x 100
60
50
40
30
20
10
5
10
15
MVA/km²
Cr$ x 10⁶
Custo a valor atual da implantação e ampliação dos diversos Sistemas Subterrâneos, incluindo aéreo remanescente em função da data de início de Conversão
1 US$ = Cr$ 16,945 (março de 1978)
300
200
100
0
Network
Primário Seletivo
Radial
i = 12%
ANO
0
15
20
25
5
10
15
MVA/km²

Fig. 7.13

## 7.5 ANÁLISE DE RENTABILIDADE DOS DIVERSOS TIPOS DE SISTEMA

A determinação da densidade de carga, a partir da qual cada um dos sistemas estudados se torna rentável, foi feita de acordo com a metodologia descrita a seguir.

a) Determinou-se o custo, por kW, de demanda não-coincidente do sistema, nos setores de Produção, Transmissão e Subestações, dividindo-se os investimentos nestes setores (corrigidos e depreciados) pela demanda total não-coincidente dos consumidores dos diversos grupos tarifários.
O valor encontrado foi de aproximadamente Cr$ 8 000,00/kW (1979).

b) Determinou-se a receita (correspondente aos encargos de demanda) correspondente a 1 kW de demanda da área em estudo, coincidente com a do sistema, a partir da fórmula:

$$R = 1\,\text{kW} \cdot FC \cdot 8\,760 \cdot \frac{\text{Cr\$ } 1{,}07}{\text{kWh}} \cdot 0{,}71 \cdot 0{,}9$$

onde:

$R$ = receita (correspondente aos encargos de demanda) para 1 kW de demanda;

$FC$ = fator de carga da área em estudo considerado igual a 0,50 e tomado em relação à demanda máxima da área;

8 760 = número de horas do ano;

$\frac{\text{Cr\$ } 1{,}07}{\text{kWh}}$ = tarifa média de consumo do serviço secundário, para as classes comercial e residencial (1979);

0,71 = percentual de participação do componente demanda na receita;

0,9 = fator para levar em conta as perdas na distribuição.

O valor encontrado foi de Cr$ 2 994,00.

c) Determinou-se o custo/kW de cada sistema de distribuição ($X$), de modo a se auferir a rentabilidade mínima necessária, pela fórmula:

$$(8\,000{,}00 + X) \cdot 0{,}18 = 2\,994{,}00$$

$$X = 8.633{,}00/\text{kW}.$$

Os cálculos foram feitos considerando-se os seguintes encargos:

- Remuneração : 10%;
- Depreciação : 4%;
- Reserva e Garantia : 4%.

d) Entrando-se no gráfico da Fig. 7.14 com o valor $X$ = 8 633,00 e considerando o custo/kVA igual ao custo/kW, obtêm-se as densidades desejadas, que são as seguintes:

| *Sistema* | *Densidade (MVA/km²)* |
|---|---|
| Subterrâneo radial | 25,3 |
| Subterrâneo primário seletivo | 28,7 |
| Subterrâneo *network* | 45,0 |

Obs. (1) Nesta análise não foi levada em conta a sobre-receita proporcionada pelo atendimento com rede subterrânea. Neste caso, os consumidores que, normalmente, seriam atendidos em alta tensão são atendidos em baixa, com o conseqüente aumento de tarifa. (2) Consideraram-se os mesmos custos de operação e manutenção para os diversos tipos de sistemas e iguais à receita proveniente da componente de energia da tarifa.

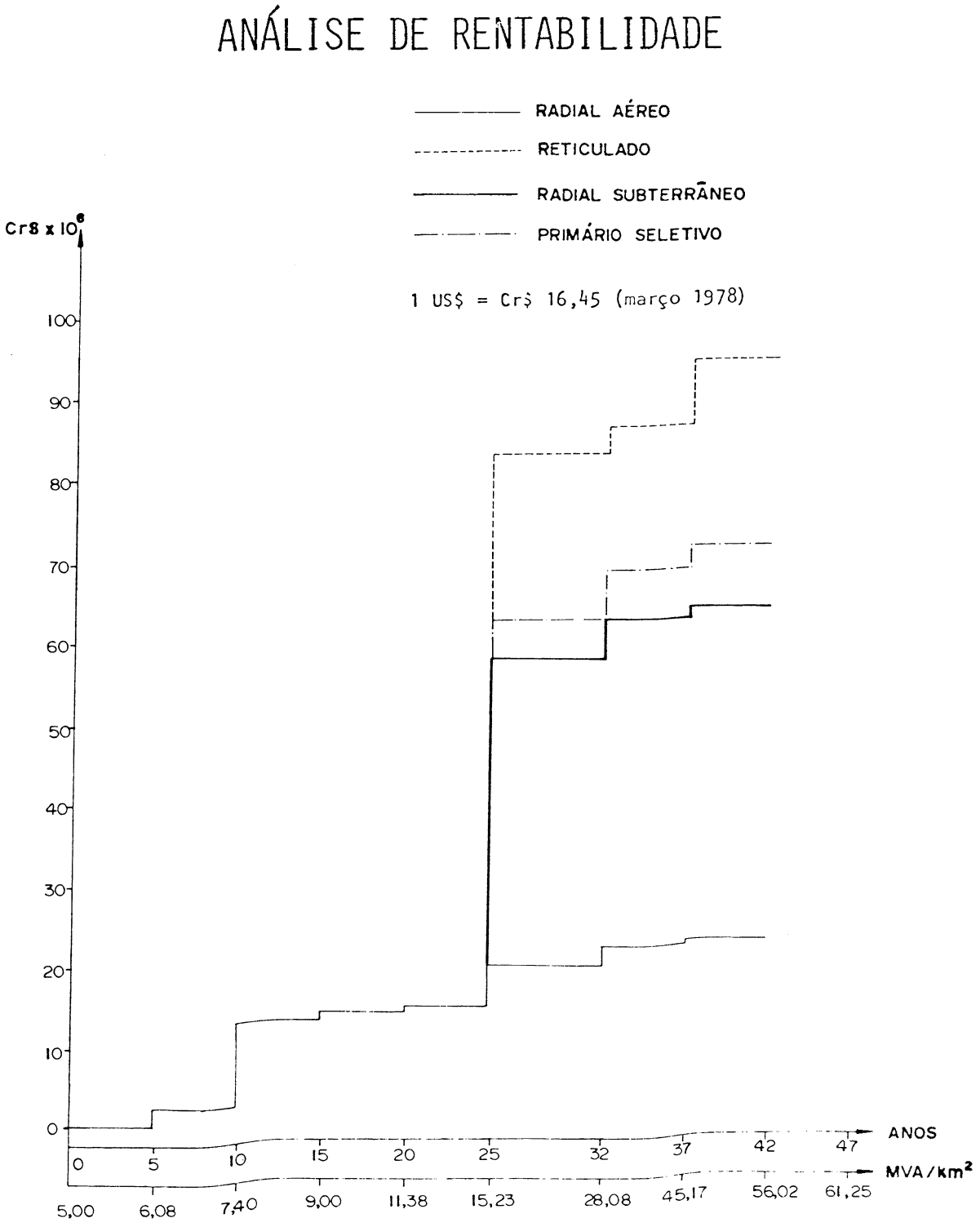



Fig. 7.14

## 7.6 ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DOS VÁRIOS SISTEMAS

Quando se procura a solução de um certo problema e se encontram duas ou mais alternativas tecnicamente viáveis, é indispensável proceder-se à análise comparativa dos méritos relativos dessas alternativas, de modo que seja possível escolher a que melhor satisfaz as diversas exigências eventualmente impostas.

Os estudos relacionados à distribuição de energia elétrica de uma determinada região, quer envolvam a consideração de um novo sistema, quer se destinem a fazer a análise da expansão de um sistema já existente, incluem invariavelmente a consideração de vários esquemas correspondentes aos diversos tipos de sistemas de distribuição. As diversas alternativas formuladas em tais estudos, pressupostos tecnicamente viáveis, devem ser, basicamente, comparadas de acordo com os seus méritos relativamente a:

a) custos;
b) confiabilidade.

A análise econômica das alternativas não oferece maiores problemas e pode seguir as diretrizes apresentadas no Item 7.4.2.

A análise da confiabilidade dos diversos tipos de sistema eventualmente propostos pode tornar-se um pouco mais complexa, especialmente se comparada à análise semelhante de sistemas puramente radiais, merecendo, por isso, um pouco mais de atenção.

No Anexo II, apresentam-se as metodologias de cálculo de confiabilidade efetuado para os diversos tipos de sistemas de distribuição descritos anteriormente. Seguindo-se esta metodologia, foram calculados os valores de DEC e FEC para as configurações do sistema no ano 32 (sistemas aéreos e subterrâneos) e no ano 53 (sistemas subterrâneos), escolhidos aleatoriamente. Fixaram-se as condições relacionadas a seguir.

a) Não foram consideradas as falhas nos circuitos secundários, inclusive as dos ramais dos consumidores.

b) Não foram consideradas as falhas nos equipamentos que precedem os disjuntores das subestações.

c) O comprimento médio dos circuitos expressos foi considerado como sendo igual a 500 m.

d) Devido ao fato de existirem inúmeras combinações possíveis para falhas simultâneas entre os componentes do sistema, calcularam-se índices médios tanto para o número destas falhas por ano, quanto para a respectiva duração. A fórmula básica destes cálculos é a seguinte:

$$T_k = \frac{k!\,(n-k)!\,n^{(k-1)}}{(n-1)!\,\lambda r^{(k-1)}\left[1-\frac{\lambda r}{n}\right]^{n-k}}$$

onde:

$T_k$ = número médio de anos entre contingências devido a falhas acidentais simultâneas de $k$ circuitos do sistema;

$n$ = número total de circuitos primários;

$k$ = número de circuitos com falhas simultâneas devido a causas acidentais;

$\lambda$ = número de falhas acidentais nos circuitos, por ano;

$r$ = tempo médio de restabelecimento de uma falha acidental, em anos.

Nos cálculos, só foram consideradas as falhas que interrompem dois circuitos simultaneamente, e supôs-se que o serviço a todos os consumidores fica completamente restabelecido quando um dos circuitos é restaurado, o que acontece no caso dos sistemas primário seletivo e reticulado. Para o sistema primário seletivo não foram consideradas, por serem muito improváveis, falhas simultâneas entre chaves e transformadores. Finalmente, a aplicação da fórmula apresentada implica a consideração da hipótese de que as falhas simultâneas começam ao mesmo tempo.

e) Como índice de confiabilidade global do sistema, foram utilizados a freqüência equivalente de interrupção por consumidor (FEC) e a duração equivalente de interrupção por consumidor (DEC).
Considerou-se, ainda, a carga distribuída uniformemente, o que permite pressupor a sua proporcionalidade ao número de consumidores. Nas fórmulas referentes ao DEC e FEC foi, então, possível substituir consumidores "interrompidos" e número total de consumidores por potência interrompida e potência total instalada, respectivamente.

f) Sempre que possível, os serviços de reparação no sistema aéreo deverão ser executados em linha viva.
Nos Tabs. 7.10 e 7.11, apresenta-se resumo dos cálculos efetuados.

**Tabela 7.10 Índices de Confiabilidade para os Diversos Sistemas de Distribuição Analisados (ano 32)**

| *Sistema* | *Subterrâneo* | | | *Aéreo* |
|---|---|---|---|---|
| *Índice* | *Reticulado* | *Primário seletivo* | *Radial* | *Radial* |
| FEC | 0,05 | 0,98 | 1,60 | 5,47 |
| DEC | 0,42 | 1,01 | 2,22 | 4,72 |

**Tabela 7.11 Índices de Confiabilidade para os Sistemas de Distribuição Subterrâneos Analisados (ano 53)**

| *Sistema* | *Subterrâneo* | | |
|---|---|---|---|
| *Índice* | *Reticulado* | *Primário seletivo* | *Radial* |
| FEC | 0,02 | 0,91 | 0,99 |
| DEC | 0,15 | 0,96 | 1,29 |

## 7.7 CONCLUSÕES

Os estudos realizados e descritos neste capítulo, referentes à área-modelo descrita no Item 7.2.1, permitem a formulação de algumas conclusões importantes.

Para baixas densidades de carga (5 MVA/km$^2$), o sistema reticulado apresentou um custo cerca de 55% superior ao sistema primário seletivo. Para essas densidades de carga, o sistema primário seletivo e o sistema radial apresentam pequena diferença de custo. Quando a densidade de carga aumenta, a diferença entre os sistemas reticulado e primário seletivo diminui. Por exemplo, para uma densidade de carga de 15 MVA/km$^2$, essa diferença cai para 25%.

Outro fator importante que deve ser analisado é o custo total envolvido na substituição do sistema aéreo pelo subterrâneo. No caso estudado, o início da implantação do sistema subterrâneo em 11,4 MVA/km$^2$ (ano 20) ou em 15 MVA/km$^2$ (ano 25) conduz a custos globais muito semelhantes; a constatação deste fato pode aconselhar a antecipação do investimento referido, o que resultaria em benefícios sob o ponto de vista de confiabilidade de serviço prestado, desde que haja recursos financeiros disponíveis.

Para terminar, convém de novo salientar que, muito embora os resultados obtidos e as conclusões apresentadas digam especificamente respeito à alimentação da área apresentada no início deste capítulo, a metodologia de análise descrita pode ser aplicada, adaptada e até refinada, de modo a tornar possível a análise de outras situações, que, embora semelhantes, sempre possuem características particulares específicas.

# Anexo I

# CUSTOS UNITÁRIOS

São indicados a seguir, a título ilustrativo, custos unitários de componentes de sistemas elétricos. Estes custos são valores médios das concessionárias e levam em conta, com exceção do item 7, materiais, equipamentos, acessórios, mão-de-obra e administração. No item 7 é considerado apenas o equipamento.

## 1. LINHAS DE TRANSMISSÃO (US$/km)

| 1US$ = Cr$ 25,66, em junho/79 | Custo (US$) |
|---|---|
| • 345 kV, condutor 2 x 795 MCM | – 86,734.00 |
| • 230 kV, condutor 900 MCM | – 55,007.00 |
| • 138 kV, condutor 900 MCM | – 49,095.00 |
| • 138 kV, condutor 4/0 AWG | – 24,898.00 |
| • 69 kV, condutor 4/0 AWG | – 22,026.00 |
| • 69 kV, condutor 2 AWG | – 15,487.00 |

## 2. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO – PARTES MODULARES (US$)

| 1US$ = Cr$ 25,66, em junho/79 | Custo (US$) |
|---|---|
| • Seção em 13,8 kV, com religador automático | – 21,718.00 |
| • Seção em 13,8 kV, com religador automático e barramento de transferência | – 29,060.00 |
| • Seção em 13,8 kV, com disjuntor e barramento de transferência | – 42,899.00 |
| • Seção em 13,8 kV, com disjuntor geral | – 37,003.00 |
| • Transformador regulador, 138/13,8 ± 10% kV, 15/20/25 MVA | –484,480.00 |
| • Seção em 138 kV, com disjuntor | –294,290.00 |
| • Seção de transferência, em 138 kV | –166,960.00 |

## 3. REDES DE DISTRIBUIÇÃO URBANAS AÉREAS (US$)

1US$ = Cr$ 16,95, em março/78

### 3.1 Rede Primária

| Condutor | Custo (US$) |
|---|---|
| 336,4 MCM | 726.00/poste |
| 1/0 AWG | 356.00/poste |
| 2 AWG | 258.00/poste |

### 3.2

Custo médio global de redes de distribuição urbanas, abrangendo rede primária, secundária, transformadores, ramais de serviço, medição etc.: US$ 589,00/poste.

### 3.3

Instalação de Transformadores

| Potência nominal (kVA) | Custo (US$) |
|---|---|
| 30 | 1,829.00 |
| 75 | 2,662.00 |
| 150 | 4,107.00 |
| 225 | 4,526.00 |

## 4. REDES DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEAS (US$)

1US$ = Cr$ 16,95, em março/78

### 4.1 Sistema Reticulado

– Transformadores (inclusive protetor e chave)
  - 500 kVA – US$ 31,870.00
  - 1000 kVA – US$ 36,470.00

– Circuito primário, condutores de alumínio, 3 x 750 MCM – US$ 83.00/m

– Circuito secundário, condutores de alumínio, 4 x 500 MCM – US$ 106.00/m

– Câmara transformadora – US$ 4,130.00

– Banco de ductos
  - 4 x 3 – US$ 179.00/m
  - 2 x 3 – US$ 118.00/m

– Poço de inspeção (parte cívil) – US$ 13,120.00

– Caixa de derivação – US$ 810.00

### 4.2 Sistemas com Primário Seletivo e Primário Radial

- Transformadores
  - 500 kVA – US$6,964.00
  - 1000 kVA – US$11,570.00
- Chaves AT
  - primário seletivo – US$5,901.00
  - radial – US$9,147.00
- Emendas primárias *T*, Elastimold – US$401.00/pç
- Indicador de defeitos – US$71.00/pç
- Cabo 750 MCM, alumínio, unipolar, neutro concêntrico, 15 kV – US$80.00/m
- Cabo 2 AWG, alumínio, unipolar, neutro concêntrico, circuito secundário – US$50.00/m
- Conjunto para interligação com a rede aérea, incluindo chave para abertura em carga – US$3,540.00
- Câmara transformadora – US$7,080.00
- Banco de dutos 4 x 3 – US$179.00/m

## 5. REDES DE DISTRIBUIÇÃO RURAIS

1US$ = Cr$19,95, em setembro/78

| *Tipo de Sistema e Condutores (AWG/MCM)* | *Custo (US$/km)* |
|---|---|
| 3 ≠ 4/0 (1/0) | 7,471.00 |
| 3 ≠ 4/0 | 6,665.00 |
| 3 ≠ 336 (1/0) | 10,121.00 |
| 3 ≠ 336 | 9,361.00 |
| 3 ≠ 1/0 (2) | 5,099.00 |
| 3 ≠ 1/0 | 4,549.00 |
| 3 ≠ 4 (4) | 3,707.00 |
| 3 ≠ 4 | 3,269.00 |
| 2 ≠ 336 (1/0) | 7,830.00 |
| 2 ≠ 336 | 7,205.00 |
| 2 ≠ 1/0 (2) | 4,063.00 |
| 2 ≠ 1/0 | 3,591.00 |
| 2 ≠ 4 (4) | 3,019.00 |
| 2 ≠ 4 | 2,635.00 |

| | |
|---|---|
| 1 ≠ 2 (4) | 2,585.00 |
| 1 ≠ 4 (4) | 2,480.00 |
| 1 ≠ 1/0 (4) | 3,411.00 |

## 6. SUBESTAÇÕES DE CONSUMIDORES RURAIS (US$)

1US$ = Cr$19,95 em setembro/78

| | *Potência instalada – kVA* | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 5 | 10 | 15 | 25 | 30 | 37,5 |
| | US$ | US$ | US$ | US$ | US$ | US$ |
| FN | 891.00 | 978.00 | 1,172.00 | 1,238.00 | – | 1,527.00 |
| FF | 1,091.00 | 1,162.00 | 1,294.00 | 1,411.00 | – | 1,703.00 |
| 3F + N | – | – | 1,566.00 | – | 1,798.00 | – |
| 3F | – | – | 1,561.00 | – | 1,793.00 | – |

## 7. TRANSFORMADORES (US$)

1US$ = Cr$19,95 em setembro/78

| *Transf.* / *kVA* | *Fase-neutro* *US$* | *Fase-fase* *US$* | *Trifásico* *US$* |
|---|---|---|---|
| 5 | 527.00 | 541.00 | – |
| 10 | 606.00 | 613.00 | – |
| 15 | 737.00 | 744.00 | 842.00 |
| 25 | 842.00 | 851.00 | – |
| 30 | – | – | 1,053.00 |

## 8. REGULADORES DE TENSÃO (US$)

1US$ = Cr$19,95 em setembro/78

Banco constituído de 3 (três) unidades monofásicas – US$360.00.

# Anexo II

# CÁLCULO DA CONFIABILIDADE ESPERADA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

## 1. INTRODUÇÃO

Neste Anexo, são abordados os aspectos teóricos e práticos a respeito do cálculo da confiabilidade esperada em sistemas de distribuição. A conceituação dos índices de interrupção e as definições dos termos aqui empregados tiveram lugar no Cap. 1, considerando-se, portanto, que o significado de todas as grandezas aqui tratadas seja conhecido.

## 2. CÁLCULO DA CONFIABILIDADE ESPERADA

O cálculo da confiabilidade esperada em um sistema é feito a partir do conhecimento prévio de determinados parâmetros de seus componentes, individualmente. Tais parâmetros são:

$\lambda$ taxa de falhas do componente, em falhas/unidades/ano, ou falhas/km/ano;

$r$ tempo médio de restabelecimento do componente, em horas/falha.

Para cada componente que constitui o sistema analisado (rede de distribuição e equipamentos), verifica-se a equação (1) a seguir:

$$d = \lambda \cdot r \quad \text{(horas/ano)}, \tag{1}$$

onde $d$ é a contribuição de cada componente na duração total de interrupção do sistema analisado.

Os dados individuais dos componentes relativos às taxas de falhas ($\lambda$) e tempo médio de restabelecimento ($r$), obtidos através de um sistema apropriado de coleta de dados, constituem importantes indicadores do desempenho do sistema atual, e permitem também a determinação dos valores da confiabilidade esperada. Tais dados devem ser confrontados com as metas de qualidade de serviço previamente fixadas pela concessionária.

Valores incompatíveis com as metas determinam melhoramentos operacionais no sistema, seja através de uma programação mais adequada de manutenções preventivas, seja pela tentativa de redução das durações das interrupções, inserindo-se meios mais eficientes de comunicação e locomoção, ou, ainda, elaborando-se estudos de seccionamento e proteção da rede de distribuição e outros recursos no sistema.

Conforme será visto nos itens seguintes, as equações usadas no cálculo da confiabilidade dependem do tipo de agrupamento funcional dos componentes.

### 2.1 Tipos de Agrupamento entre os Componentes do Sistema

As maneiras pelas quais os vários componentes podem ser combinados para dar origem a um sistema são inúmeras. Entretanto, serão apresentados aqui somente alguns tipos de agrupamentos, correspondendo aos encontrados com maior freqüência em sistemas de distribuição.

Duas hipóteses fundamentais devem ser ressaltadas:

- os eventos *falha* e *reparo* dos equipamentos são independentes;
- as equações apresentadas são válidas tanto para cálculos por tipo de falha individualmente, quanto para cálculos em que se consideram as falhas totais, independentes do tipo de falha. Para isso, deverão ser utilizados os dados adequados a cada situação.

#### 2.1.1 Sistema "Série"

Sistema série é aquele onde uma falha em qualquer um de seus componentes pode acarretar o desligamento de todo o sistema, ou, pelo menos, do setor situado a jusante do equipamento que protege o ponto defeituoso, conforme pode ser observado na Fig. 1.

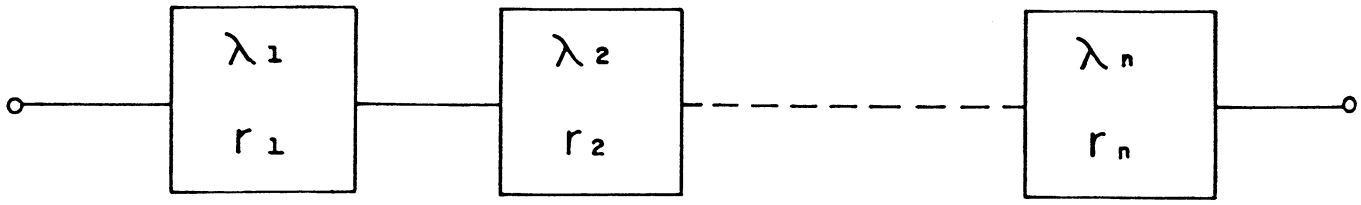



Fig. 1 Anexo II

- Taxa de falhas para o sistema-série:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i. \qquad (2)$$

– Duração da interrupção:

$$d_s = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i r_i. \tag{3}$$

– Tempo médio de restabelecimento:

$$r = \frac{d_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i}. \tag{4}$$

– A indisponibilidade será calculada com:

$$D_s = \frac{d_s}{T} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i r_i}{T}, \tag{5}$$

onde $T$ é o período de tempo adotado na análise.

– A confiabilidade será dada por:

$$C_s = 1 - D_s = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i r_i}{T}. \tag{6}$$

A equação (6) permite concluir que a confiabilidade de um sistema formado por componentes dispostos em série é menor (ou igual) que a confiabilidade de qualquer dos integrantes tomados individualmente.

### 2.1.2 Sistema "Paralelo"

Sistema paralelo é aquele onde existem dois (ou mais) componentes em operação, dispostos em paralelo, embora fosse necessário apenas um deles para o atendimento da carga.

Seja a Fig. 2, que exemplifica um sistema formado por dois componentes em paralelo.

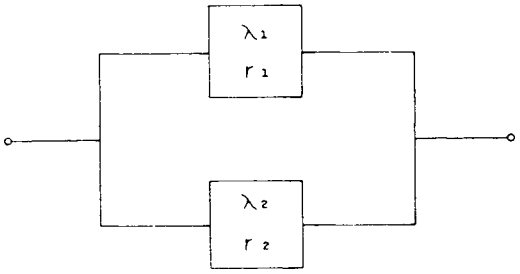



Fig. 2 Anexo II

– Taxa de falhas total do sistema paralelo:

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2}. \tag{7}$$

Partindo-se de dados práticos, pode-se afirmar que $\lambda_1 \cdot r_1$ e $\lambda_2 \cdot r_2$ são muito menores que 1. Então:

$$\lambda_p \cong \lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2). \tag{8}$$

– Duração das interrupções:

$$d_p = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2. \tag{9}$$

– Tempo médio de restabelecimento:

$$r_p = \frac{d_p}{\lambda_p} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2}. \tag{10}$$

– Indisponibilidade:

$$D = \frac{d_p}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2}{T}. \tag{11}$$

– Confiabilidade:

$$C_p = 1 - D_p = 1 - \frac{\lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2}{T}. \tag{12}$$

Como foi dito anteriormente, os termos $\lambda_1 \cdot r_1$ e $\lambda_2 \cdot r_2$ são, partindo-se de dados práticos, muito menores que 1, permitindo, portanto, que se conclua, a partir da equação (12), que a confiabilidade de um sistema formado por componentes em paralelo seja maior (ou igual) que a confiabilidade de qualquer dos componentes tomados individualmente.

### 2.1.3 Sistema "Seqüencial"

Sistema seqüencial é aquele em que, havendo falha no componente que está em operação, este é isolado para manutenção e substituído pelo que não estava em operação.

A Fig. 3 mostra o esquema de um sistema seqüencial.

Deve-se ressaltar que o componente utilizado como substituto do primeiro só fica sujeito a falhas quando entra em operação. Enquanto não estiver em operação, admite-se que o componente não esteja sujeito a falhas.

Há dois tipos de sistemas seqüenciais a serem considerados.

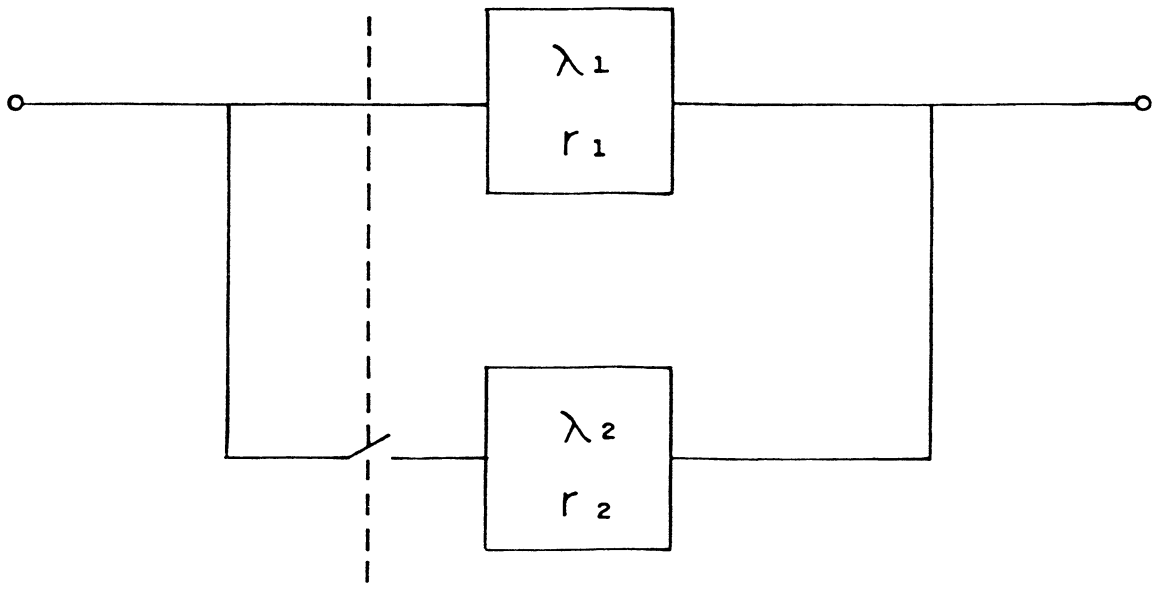



Fig. 3 Anexo II

a) SISTEMA SEQÜENCIAL AUTOMÁTICO. É aquele em que, havendo uma falha no componente que está em operação, surge a condição para entrada imediata do equipamento substituto, automaticamente, sem causar interrupções sustentadas no suprimento. As pequenas interrupções causadas por falhas, nesse tipo de sistema, normalmente não devem ser consideradas no cômputo geral dos cálculos, por serem classificadas como *interrupções momentâneas.*

– Taxa de falhas do sistema seqüencial automático:

$$\lambda_{sqA} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1. \tag{13}$$

– Duração das interrupções:

$$d_{sqA} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2. \tag{14}$$

– Tempo médio de restabelecimento:

$$r_{sqA} = \frac{d_{sqA}}{\lambda_{sqA}} = r_2. \tag{15}$$

– Indisponibilidade:

$$D_{sqA} = \frac{d_{sqA}}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{T}. \tag{16}$$

– Confiabilidade:

$$C_{sqA} = 1 - D_{sqA} = 1 - \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{T}. \tag{17}$$

b) SISTEMA SEQÜENCIAL NÃO-AUTOMÁTICO. É aquele em que todo o sistema fica afetado quando ocorre falha no componente que está em operação, até que se restabeleça, manualmente, a operação através do componente reserva.

– Taxa de falhas do sistema seqüencial não-automático:

$$\lambda_{sqN} = \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 . \tag{18}$$

– Duração das interrupções:

$$d_{sqN} = \lambda_1 \cdot r + \lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2 . \tag{19}$$

– Tempo médio de restabelecimento:

$$r_{sqN} = \frac{d_{sqN}}{\lambda_{sqN}} = \frac{r + \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{1 + \lambda_2 \cdot r_1} . \tag{20}$$

– Indisponibilidade:

$$D_{sqN} = \frac{d_{sqN}}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot r + \lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2}{T} . \tag{21}$$

– Confiabilidade:

$$C_{sqN} = 1 - \frac{D_{sqN}}{T} = 1 - \frac{\lambda_1 \cdot r + \lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2}{T} , \tag{22}$$

onde $r$ é o tempo médio necessário para isolar o componente que está em operação, quando em falha, e restabelecer a operação através do componente substituto.

### 2.1.4 Falhas Simultâneas

O tempo médio entre interrupções devido a falhas simultâneas em alimentadores pode ser calculado com a expressão a seguir:

$$Tk = \frac{k!\,(n-k)!\,n^{k-1}}{(n-1)!\,\lambda^k \cdot r^{(k-1)} \left[1 - \dfrac{\lambda \cdot r}{n}\right]^{n-k}} \tag{23}$$

onde:

$Tk$ = número médio de anos entre falhas acidentais em $k$ circuitos;

$n$ = número total de circuitos primários;

$k$ = número de circuitos sujeitos a falhas simultâneas com causas acidentais;

$\lambda$ = número de falhas acidentais por alimentador, por ano;

$r$ = tempo médio de restabelecimento de uma falha acidental em anos.

## 3. APLICAÇÃO DE $\lambda$ E $r$ NO CÁLCULO DO DEC E FEC DE SISTEMAS RADIAIS

A teoria desenvolvida no Item 2 permite o cálculo do DEC e FEC, para qualquer tipo de sistema, através de seu circuito equivalente.

Como os sistemas radiais são os mais utilizados em distribuição, será visto no presente item a metodologia para cálculo dos correspondentes valores de DEC e FEC.

### 3.1 Cálculo do DEC

Pode-se empregar a seguinte expressão:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} \lambda_j \cdot n_j \cdot r_j \cdot Ca_j}{C_s} \text{ (horas/consumidor/ano)} \qquad (24)$$

onde

$\lambda_j$ = taxa de falha do componente $j$, em falhas/unidade/ano ou falhas/km/ano;

$n_j$ = quantidade de componentes $j$ existentes no sistema, em unidades, ou km, no caso de alimentadores;

$r_j$ = tempo médio de restabelecimento do componente $j$, em horas;

$Ca_j$ = número de consumidores atingidos na interrupção causada por falhas no componente $j$;

$C_s$ = número total de consumidores atendidos pelo sistema em análise;

$m$ = número de diferentes tipos de componentes que serão considerados na análise.

### 3.2 Cálculo do FEC

Utiliza-se a seguinte expressão:

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} \lambda_j \cdot n_j \cdot Ca_j}{C_s} \text{ (interrupções/ano).} \qquad (25)$$

O significado de cada termo desta última equação é o mesmo visto no Item 3.1.

### 3.3 Adaptação Prática

Nos casos em que não se dispõe do número de consumidores atingidos numa interrupção causada por falha em um componente $j$, pode-se calcular os valores de DEC e FEC

em função da potência atingida em cada interrupção, que coincide com os resultados obtidos das expressões (23) e (24), desde que se tenha, na área atendida pelo sistema em estudo, uma densidade de carga uniforme. Isto é válido, pois, em qualquer interrupção causada por um componente $j$, seria verificada a relação:

$$\frac{MVA_j}{Ca_j} = \frac{MVA \text{ total}}{C_s} \tag{26}$$

onde

$MVA_j$ = potência interrompida devido à interrupção causada por falha no componente $j$, em MVA;

$MVA$ total = carga total atendida pelo sistema analisado, em MVA.

A expressão (24) tornar-se-ia:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} \lambda_j \cdot n_j \cdot r_j \cdot MVA_j}{MVA \text{ total}} \text{ (horas/MVA/ano ou horas/consumidor/ano).} \tag{27}$$

E a expressão (25) teria a seguinte forma:

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} \lambda_j \cdot n_j \cdot MVA_j}{MVA \text{ total}} \text{ (interrupções/MVA/ano ou interrupções/consumidor/ano).} \tag{28}$$

Os significados dos termos das expressões (27) e (28) já foram vistos anteriormente.

Caso a densidade de carga na área atendida pelo sistema em questão não seja uniforme, ainda poderá ser utilizado o cálculo do DEC e FEC relativos à potência interrompida, desde que se efetue posteriormente a devida conversão para valores relativos a consumidores, procurando-se, para cada setor atingido por uma interrupção, uma relação própria de MVA/consumidor.

## 4. EXEMPLOS

A seguir, são apresentados alguns exemplos de cálculo de confiabilidade esperada, utilizando-se os conceitos já expostos.

Os cálculos serão efetuados com base na potência atendida, utilizando-se as equações (27) e (28) já apresentadas.

### 4.1 Exemplo 1

Seja o sistema de distribuição mostrado na Fig. 4.

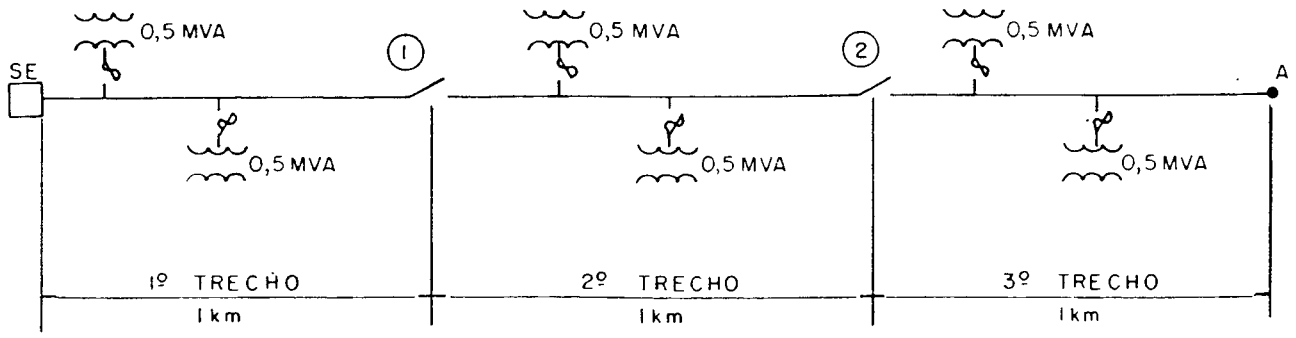



Fig. 4 Anexo II

Os dados de taxas de falhas e tempo médio de reparo dos componentes do sistema tomado como exemplo são vistos na Tab. 1.

Tabela 1 Anexo II

Taxas de Falhas e Tempos Médios de Reparo dos Componentes do Sistema de Distribuição para o Exemplo 1

| *Item* | *Nome do componente* | *Taxa de falhas (falhas/unidade/ ano ou falhas/km/ Ano)* | *Tempo médio de reparo de falhas (horas/ano)* |
|---|---|---|---|
| 1 | Disjuntor | $\lambda_a$ | $h_z$ |
| 2 | Alimentador | $\lambda_b$ | $h_y$ |
| 3 | Transformadores | $\lambda_c$ | $h_x$ |
| 4 | Chaves | $\lambda_d$ | $h_w$ |

O tempo necessário para localizar e isolar o defeito foi adotado como sendo $t$ que, nesse exemplo, será suposto igual para todos os componentes, exceto para o disjuntor, pois, estando este localizado numa subestação que possua operador, a localização da falha é praticamente imediata.

O tempo médio de reparo da falha é tomado como sendo $h$ e, juntamente com o tempo $t$ de localização da falha e execução de manobras, resulta no tempo médio de restabelecimento, ou seja:

$$r = h + t. \tag{29}$$

As contribuições individuais dos componentes na duração e na freqüência simples de interrupção do sistema, calculadas a seguir, terão, como primeiro índice de identificação, o número do item mostrado na Tab. 1.

### 4.1.1 Disjuntor

– Freqüência

$$f_1 = \lambda_a \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_a \quad \text{(interrupções/ano)},$$

onde $\lambda_a$ é a taxa de falhas anual do disjuntor da subestação (um disjuntor). A carga interrompida corresponde a 0,5 MVA em cada transformador, que são em número de seis.

– Duração:

$$d_1 = \lambda_a \cdot 1 \cdot h_z \, (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_a \cdot h_z \quad \text{(horas/ano)},$$

sendo $h_z$ o tempo de reparo do disjuntor da subestação.

### 4.1.2 Alimentador

– Freqüência

*1º trecho*

$$f_{2-1} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \quad \text{(interrupções/ano)},$$

onde $f_{2-1}$ significa freqüência do componente 2, primeiro trecho.

Cada trecho de 1 km está sujeito a uma taxa de falhas $\lambda_b$ e interrompe, no caso de haver uma falha, a carga total de 6 · 0,5 MVA.

*2º trecho*

$$f_{2-2} = \lambda_b \cdot 1 \, (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

*3º trecho*

$$f_{2-3} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

Contribuição total do alimentador na freqüência das interrupções:

$$f_2 = f_{2-1} + f_{2-2} + f_{2-3} = 3 \cdot \lambda_b + 3 \cdot \lambda_b + 3 \cdot \lambda_b = 9 \cdot \lambda_b \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

– Duração

*1º trecho*

$$d_{2-1} = \lambda_b \cdot 1 \cdot t \cdot (6 \cdot 0{,}5) + \lambda_b \cdot 1 \cdot h_y \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \cdot t + 3 \cdot \lambda_b \cdot h_y \quad \text{(horas/ano)},$$

onde $t$ é o tempo de localização da falha e execução das manobras necessárias.

*2º trecho*

$$d_{2-2} = \lambda_b \cdot 1 \cdot t \cdot (6 \cdot 0{,}5) + \lambda_b \cdot 1 \cdot h_y \cdot (4 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \cdot t + 2 \cdot \lambda_b \cdot h_y \text{ (horas/ano).}$$

*3º trecho*

$$d_{2-3} = \lambda_b \cdot 1 \cdot t \cdot (6 \cdot 0{,}5) + \lambda_b \cdot 1 \cdot h_y \cdot (2 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \cdot t + \lambda_b \cdot h_y \text{ (horas/ano).}$$

Contribuição total do alimentador na duração das interrupções:

$$d_2 = d_{2-1} + d_{2-2} + d_{2-3}$$

$$d_2 = 3 \cdot \lambda_b \cdot t + 3 \cdot \lambda_b \cdot h_y + 3 \cdot \lambda_b \cdot t + 2 \cdot \lambda_b \cdot h_y + 3 \cdot \lambda_b \cdot t + \lambda_b \cdot h_y$$

$$d_2 = 9 \cdot \lambda_b \cdot t + 6 \cdot \lambda_b \cdot h_y \text{ (horas/ano).}$$

### 4.1.3 Transformadores

Supondo-se que os elos fusíveis dos transformadores estão coordenados com o disjuntor da subestação, tem-se:

– Freqüência:

$$f_3 = \lambda_c \cdot 6 \cdot 0{,}5 = 3 \cdot \lambda_c \text{ (interrupções/ano),}$$

pois são seis transformadores sujeitos a falhas, cada qual atendendo uma carga de 0,5 MVA.

– Duração:

$$d_3 = \lambda_c \cdot (6 \cdot 0{,}5) \cdot (h_x + t) = 3 \cdot \lambda_c \cdot t + 3 \cdot \lambda_c \cdot h_x \text{ (horas/ano).}$$

### 4.1.4 Chaves de Seccionamento

– Freqüência:

*Chave 1*

$$f_{4-1} = \lambda_d \cdot 1\,(6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_d \text{ (interrupções/ano)}$$

*Chave 2*

$$f_{4-2} = \lambda_d \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_d \text{ (interrupções/ano).}$$

Contribuição total das chaves de seccionamento na freqüência das interrupções:

$$f_4 = f_{4-1} + f_{4-2} = 3 \cdot \lambda_d + 3 \cdot \lambda_d = 6 \cdot \lambda_d \text{ (interrupções/ano).}$$

– Duração. Convém ressaltar que, no caso do cálculo da duração das interrupções devido a falhas nas chaves, deve-se considerar que uma falha em qualquer das chaves desliga o circuito primário todo, que está sob a proteção do disjuntor da subestação, durante o período de tempo $t$ de localização da falha. Parte do sistema poderá, então, ser reenergizada, desde que a chave com defeito permaneça isolada para que se efetue a substituição.

*Chave 1*

$$d_{4-1} = \lambda_d \cdot 1 \cdot t \cdot (6 \cdot 0{,}5) + \lambda_d \cdot 1 \cdot h_w \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_d \cdot t + 3 \cdot \lambda_d \cdot h_w \text{ (horas/ano)}$$

*Chave 2*

$$d_{4-2} = \lambda_d \cdot 1 \cdot t \cdot (6 \cdot 0{,}5) + \lambda_d \cdot 1 \cdot h_w \cdot (4 \cdot 0{,}5)$$

$$d_{4-2} = 3 \cdot \lambda_d \cdot t + 2 \cdot \lambda_d \cdot h_w \quad \text{(horas/ano)}.$$

Contribuição total das chaves de seccionamento na duração das interrupções:

$$d_4 = d_{4-1} + d_{4-2} = 6 \cdot \lambda_d \cdot t + 5 \cdot \lambda_d \cdot h_w.$$

Não foi considerada a contribuição das chaves-fusível dos transformadores.

### 4.1.5 Cálculo do FEC e DEC

– Freqüência equivalente de interrupção, por consumidor:

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} f_j}{MVA \text{ total}} = \frac{f_1 + f_2 + f_3 + f_4}{MVA \text{ total}} = \frac{3 \cdot \lambda_a + 9 \cdot \lambda_b + 3 \cdot \lambda_c + 6 \cdot \lambda_d}{6 \cdot 0{,}5} =$$

$$= \lambda_a + 3 \cdot \lambda_b + \lambda_c + 2 \cdot \lambda_d \quad \text{(interrupções/MVA/ano)}.$$

– Duração equivalente de interrupção, por consumidor:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} d_j}{MVA \text{ total}} = \frac{d_1 + d_2 + d_3 + d_4}{MVA \text{ total}} =$$

$$= \lambda_a \cdot h_z + 2 \cdot \lambda_b \cdot h_y + \lambda_c \cdot h_x + \frac{5}{3} \cdot \lambda_d \cdot h_w + t(3 \cdot \lambda_b + \lambda_c + 2 \cdot \lambda_d) \text{ (horas/MVA/ano)}.$$

Observa-se, na última expressão, que o tempo médio de correção de falha no alimentador ($h_j$) e nas chaves ($h_w$) exerce considerável influência na duração equivalente de interrupção total do sistema.

### 4.2 Exemplo 2

Considerar, no mesmo sistema analisado no Exemplo 1, que haja, no ponto A, alimentação de emergência. Seja calcular os índices de interrupção novamente.

#### 4.2.1 Disjuntor

– Freqüência:

$$f_1 = \lambda_a \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_a \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

– Duração:

$$d_1 = \lambda_a \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) \cdot t = 3 \cdot \lambda_a \cdot t \quad \text{(horas/ano)}.$$

#### 4.2.2 Alimentador

– Freqüência:

*1º trecho*

$$f_{2-1} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

*2º trecho*

$$f_{2-2} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

*3º trecho*

$$f_{2-3} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_b \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

Contribuição total do alimentador na freqüência das interrupções:

$$f = f_{2-1} + f_{2-2} + f_{2-3} = 9\lambda_b \quad \text{(interrupções/ano)}$$

– Duração

*1º trecho*

$$d_{2-1} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) \cdot t + \lambda_b \cdot 1 \cdot (2 \cdot 0{,}5) \cdot h_y = 3\lambda_b \cdot t + \lambda_b \cdot h_y \quad \text{(horas/ano)}$$

*2º trecho*

$$d_{2-2} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) \cdot t + \lambda_b \cdot 1 \cdot (2 \cdot 0{,}5) \cdot h_y = 3\lambda_b \cdot t + \lambda_b \cdot h_y \quad \text{(horas/ano)}$$

*3º trecho*

$$d_{2-3} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) \cdot t + \lambda_b \cdot 1 \cdot (2 \cdot 0{,}5) \cdot h_y = 3\lambda_b \cdot t + \lambda_b \cdot h_y \quad \text{(horas/ano)}$$

Havendo uma falha em qualquer dos trechos do alimentador, todo o sistema estará sujeito à interrupção de duração $t$, que é o tempo necessário para sua localização e execução de manobras. Uma vez localizada a falha, o trecho defeituoso é isolado, e os dois restantes poderão ser reenergizados.

Duração simples total devida ao alimentador:

$$d_2 = 9 \cdot \lambda_b \cdot t + 3 \cdot \lambda_b \cdot h_y \quad \text{(horas/ano)}.$$

### 4.2.3 Transformadores

– Freqüência:

$$f_3 = \lambda_c \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3 \cdot \lambda_c \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

– Duração:

$$d_3 = \lambda_c (6 \cdot 0{,}5)(h_x + t) = 3\lambda_c \cdot t + 3 \cdot \lambda_c \cdot h_x \quad \text{(horas/ano)}.$$

### 4.2.4 Chaves

– Freqüência:

*Chave 1*

$$f_{4-1} = \lambda_d \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3\lambda_d \quad \text{(interrupções/ano)}$$

*Chave 2*

$$f_{4-2} = \lambda_d \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) = 3\lambda_d \quad \text{(interrupções/ano)}$$

Freqüência total de interrupções simples devido às chaves:

$$f_4 = f_{4-1} + f_{4-2}$$

$$f_4 = 6\lambda_d \quad \text{(interrupções/ano)}.$$

– Duração:

*Chave 1*

$$d_{4-1} = \lambda_d \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) \cdot t + \lambda_d \cdot 1 \cdot (4 \cdot 0{,}5) \cdot h_w = 3\lambda_d \cdot t + 2 \cdot \lambda_d \cdot h_w \text{ (horas/ano)}$$

*Chave 2*

$$d_{4-2} = \lambda_d \cdot 1 \cdot (6 \cdot 0{,}5) \cdot t + \lambda_d \cdot 1 \cdot (4 \cdot 0{,}5) \cdot h_w = 3\lambda_d \cdot t + 2 \cdot \lambda_d \cdot h_w \text{ (horas/ano)}$$

Duração de interrupções simples devido às chaves:

$$d_4 = d_{4-1} + d_{4-2} = 6\lambda_d \cdot t + 4\lambda_d \cdot h_w \quad \text{(horas/ano)}.$$

### 4.2.5 Cálculo do FEC e DEC

– Freqüência equivalente de interrupção da carga, por ano:

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} f_j}{MVA \text{ total}} = \frac{f_1 + f_2 + f_3 + f_4}{MVA \text{ total}} = \frac{3\lambda_a + 9\lambda_b + 3\lambda_c + 6\lambda_d}{3} =$$

$$= \lambda_a + 3\lambda_b + \lambda_c + 2\lambda_d \quad \text{(interrupções/MVA/ano)}.$$

Comparando-se o valor agora encontrado com o obtido no Exemplo 1, conclui-se que uma alimentação de emergência, no ponto A da Fig. 1, não altera o valor da freqüência anual equivalente de interrupção da carga.

– Duração equivalente de interrupção da carga, por ano:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{m} d_j}{MVA \text{ total}} =$$

$$= \frac{d_1 + d_2 + d_3 + d_4}{MVA \text{ total}} =$$

$$= \lambda_a \cdot t + \lambda_b \cdot h_y + \lambda_c \cdot h_x + \frac{4}{3}\lambda_d \cdot h_w + t(3 \cdot \lambda_b + \lambda_c + 2\lambda_d).$$

A diferença entre os valores da DEC encontrados no primeiro e no segundo exemplos é:

$$DEC(1) - DEC(2) = \lambda_b \cdot h_y + \frac{1}{3} \cdot \lambda_d \cdot h_w + \lambda_a(h_z - t),$$

o que significa que a alimentação de emergência, no ponto A da Fig. 1, implicou uma redução no valor da duração equivalente de interrupção da carga. Observa-se, ainda na expressão de DEC(1)–DEC(2), que o fator mais importante continua sendo o tempo de reparo do alimentador ($h_y$).

## 4.3 Exemplo 3

Seja calcular os valores equivalentes de $\lambda$ e $r$ no sistema dupla-alimentação mostrado na Fig. 5a.

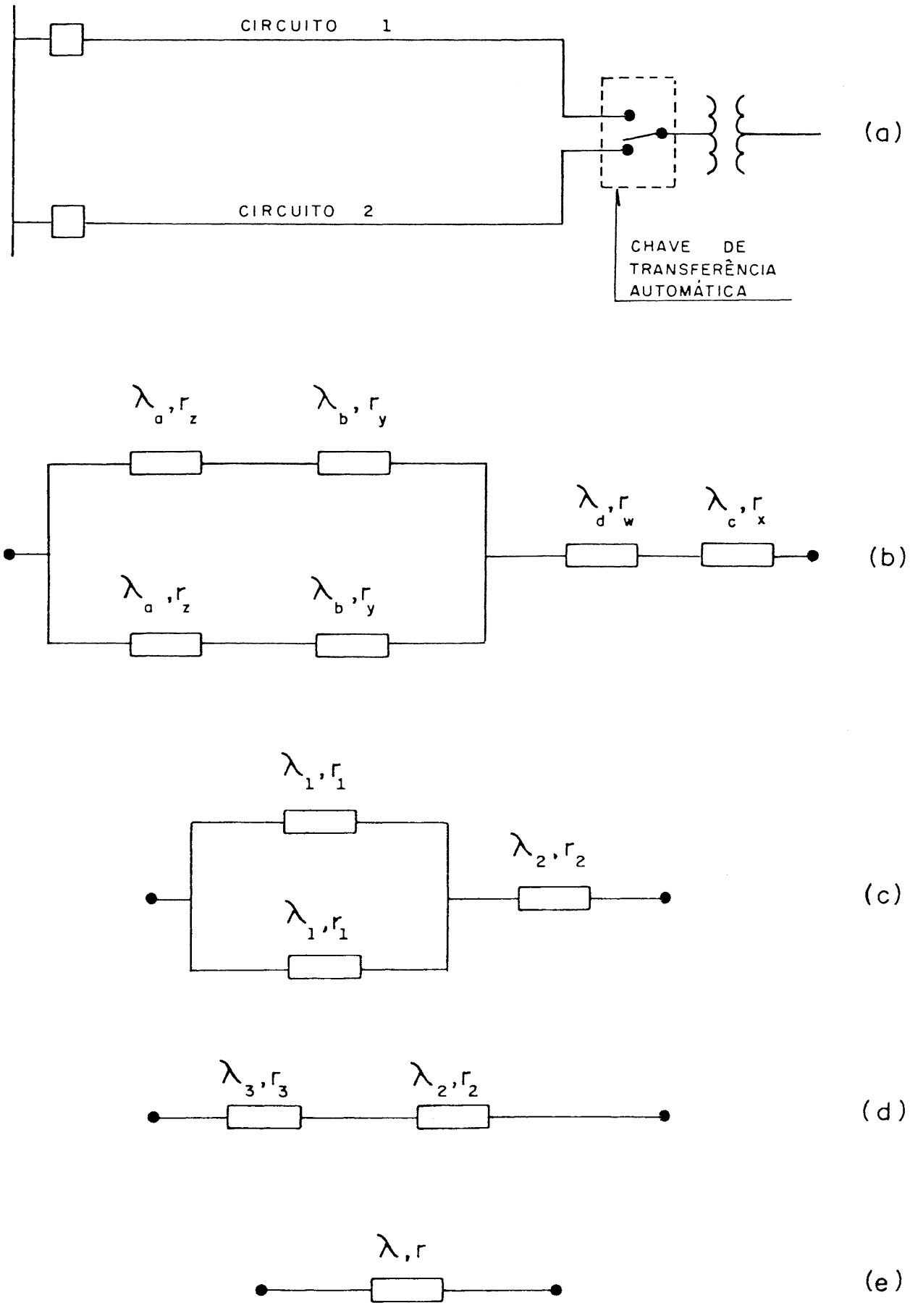



Fig. 5 Anexo II

Os valores de taxas de falha e tempo médio de restabelecimento são os mostrados no quadro a seguir.

| *Componente* | *Taxa de falhas (falhas/unidade/ ano ou falhas/km/ ano)* | *Tempo médio de restabelecimento (horas/falha)* |
|---|---|---|
| Disjuntor | $\lambda_a = 0{,}03$ | $r_z = 3$ |
| Alimentador | $\lambda_b = 0{,}1$ | $r_y = 3$ |
| Transformador | $\lambda_c = 0{,}05$ | $r_x = 4$ |
| Chave automática | $\lambda_d = 0{,}2$ | $r_w = 2$ |

Na Fig. 5b, o agrupamento paralelo relativo aos dois circuitos (disjuntor + alimentador) pode ser tratado como um sistema seqüencial automático, pois o equipamento de transferência efetua a comutação da carga para o segundo circuito, tão logo haja uma falha no primeiro.

Assim, a partir da teoria de agrupamento funcional entre componentes (item 2.1) e com o auxílio das Figs. 5c, 5d e 5e, tem-se:

$$\lambda_1 = \lambda_a + \lambda_b = 0{,}03 + 0{,}1 = 0{,}13 \quad \text{(falhas/ano)}$$

$$r_1 = \frac{\lambda_a \cdot r_z + \lambda_b \cdot r_y}{\lambda_a + \lambda_b} = \frac{0{,}03 \cdot 3 + 0{,}1 \cdot 3}{0{,}03 + 0{,}1} = 3 \quad \text{(horas/falha)}$$

$$\lambda_2 = \lambda_d + \lambda_c = 0{,}2 + 0{,}05 = 0{,}25 \quad \text{(falhas/ano)}$$

$$r_2 = \frac{\lambda_d \cdot r_w + \lambda_c \cdot r_x}{\lambda_d + \lambda_c} = \frac{0{,}2 \cdot 2 + 0{,}05 \cdot 4}{0{,}05 + 0{,}2} = \frac{0{,}6}{0{,}25} = 2{,}4 \quad \text{(horas/falha).}$$

Conforme comentado anteriormente, considerando-se os dois blocos, $\lambda_1$, $r_1$, como um sistema seqüencial automático, tem-se:

$$\lambda_3 = \lambda_1 \cdot \lambda_1 \cdot r_1 = \lambda_1^2 \cdot r_1 = (0{,}13)^2 \cdot 3 = 0{,}05 \quad \text{(falhas/ano)}$$

$$r_3 = r_1 = 3 \quad \text{(horas/falha).}$$

Os parâmetros $\lambda_3$ e $r_3$ estão agora dispostos em série com $\lambda_2$ e $r_2$, conforme pode ser observado na Fig. 5d, chegando-se finalmente em:

$$\lambda = \lambda_3 + \lambda_2 = 0{,}05 + 0{,}25 = 0{,}30 \quad \text{(falhas/ano)}$$

$$r = \frac{\lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_2 \cdot r_2}{\lambda_3 + \lambda_2} = \frac{0{,}05 \cdot 3 + 0{,}25 \cdot 2{,}4}{0{,}05 + 0{,}25} = 2{,}5 \quad \text{(horas/falha).}$$

Cálculo do DEC e FEC do sistema equivalente:

$$DEC = \lambda \cdot r = 0{,}3 \cdot 2{,}5 = 0{,}75 \quad \text{(horas/consumidor/ano)}$$

$$FEC = \lambda = 0{,}3 \quad \text{(interrupções/consumidor/ano)},$$

pois, o número de consumidores atingidos, em cada interrupção, coincide com o número total de consumidores, já que foi utilizado o sistema equivalente, calculando-se $\lambda$ e $r$.

Pode-se calcular o tempo médio provável entre falhas no sistema, fazendo:

$$T = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0{,}3} = 3{,}33 \text{ (anos)}.$$

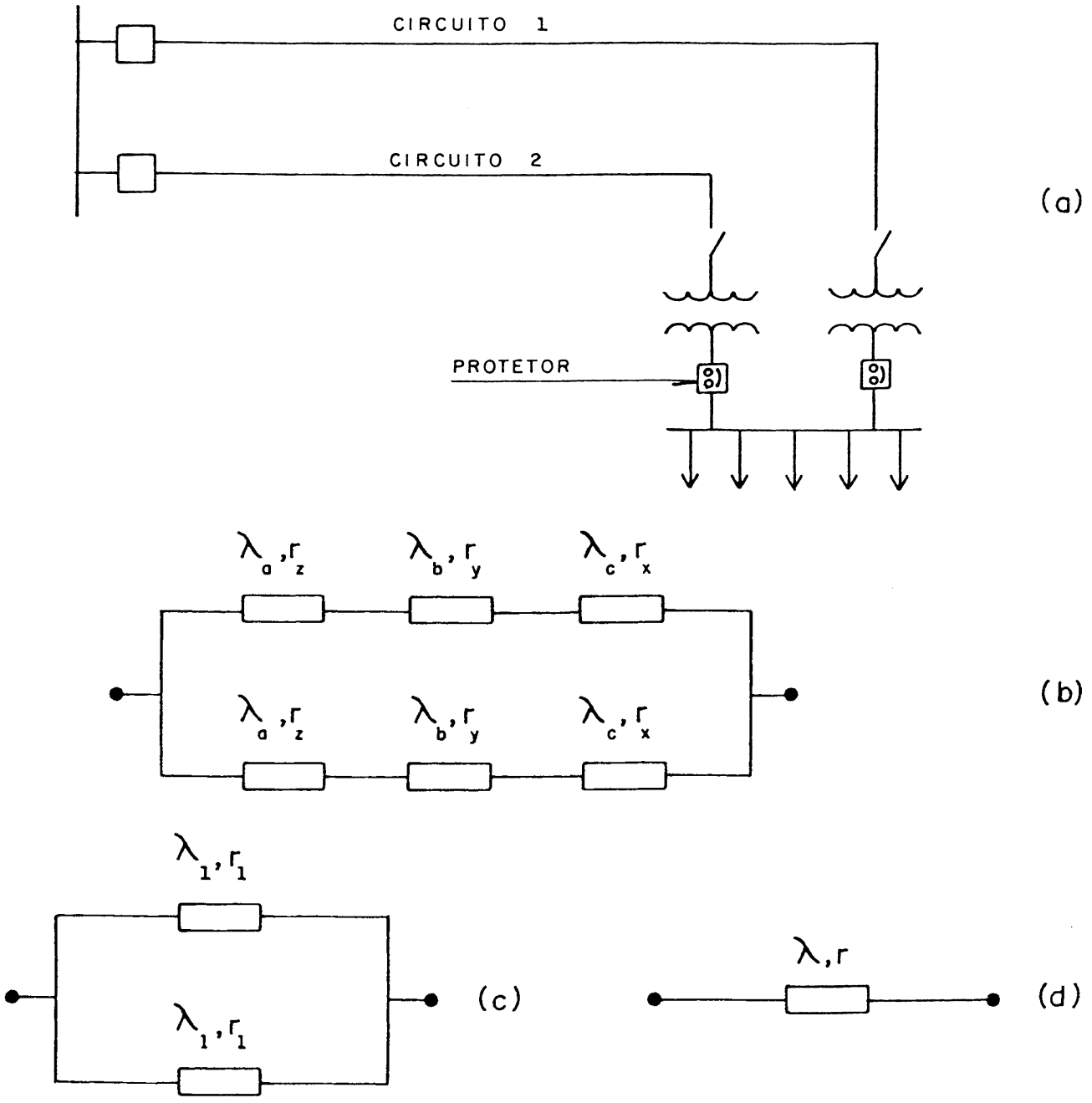



Fig. 6 Anexo II

### 4.4 Exemplo 4

Seja calcular os valores de $\lambda$ e $r$ do sistema equivalente ao reticulado exclusivo (*spot-network*), mostrado na Fig. 6, utilizando-se os mesmos dados individuais de $\lambda$ e $r$ dos componentes empregados no exemplo anterior. Devido às taxas de falha da chave-faca e do protetor serem muito pequenas, em relação aos demais componentes, não serão consideradas suas contribuições neste exemplo.

Observa-se que os vários componentes de cada circuito estão dispostos em série (Fig. 6b), formando finalmente um agrupamento paralelo (Fig. 6c). Então,

$$\lambda_1 = \lambda_a + \lambda_b + \lambda_c = 0{,}03 + 0{,}1 + 0{,}05 = 0{,}18 \quad \text{(falhas/ano)}$$

$$r_1 = \frac{\lambda_a \cdot r_z + \lambda_b \cdot r_y + \lambda_c \cdot r_x}{\lambda_a + \lambda_b + \lambda_c} = \frac{0{,}03 \cdot 3 + 0{,}1 \cdot 3 + 0{,}05 \cdot 4}{0{,}03 + 0{,}1 + 0{,}05}$$

$$r_1 = 3{,}28 \quad \text{(horas/falha)}.$$

Cálculo de $\lambda$ e $r$ equivalentes:

$$\lambda = \lambda_1 \cdot \lambda_1 (r_1 + r_1) = 2\lambda_1^2 \cdot r_1 = 2 \cdot (0{,}18)^2 \cdot 3{,}28 = 0{,}21 \quad \text{(falhas/ano)}$$

$$r = \frac{r_1 \cdot r_1}{r_1 + r_1} = \frac{r_1}{2} = 1{,}64 \quad \text{(horas/falha)}.$$

Cálculo do DEC e FEC:

$$DEC = \lambda \cdot r = 0{,}21 \cdot 1{,}64 = 0{,}34 \quad \text{(horas/consumidor/ano)}$$

$$FEC = \lambda = 0{,}21 \quad \text{(interrupções/consumidor/ano)}.$$

Procurando-se o tempo médio provável entre falhas, obtém-se:

$$T = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0{,}21} = 4{,}76 \quad \text{(anos)}.$$

Observa-se que os valores de DEC e FEC, encontrados neste exemplo, são menores que os obtidos no exemplo anterior, o que significa, portanto, melhores índices de confiabilidade proporcionados pelo sistema reticulado exclusivo (*spot-network*), frente à de dupla alimentação, para as condições adotadas nestes dois exemplos.

Pode-se observar também que, relativamente ao tempo médio provável entre falhas, o sistema reticulado exclusivo (*spot-network*) permanece maior período sem apresentar falhas, quando comparado com o sistema com dupla alimentação.

# Anexo III

# CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

## 1. INTRODUÇÃO

Neste Anexo, são abordados os métodos práticos de cálculo de queda de tensão, empregados freqüentemente em análises técnicas do comportamento da tensão em sistemas de distribuição.

O cálculo de queda de tensão é feito dentro do processo de planejamento, principalmente para a rede primária, tanto para análise do sistema existente, quanto para o dimensionamento do sistema previsto para atendimento a novas cargas, em cada uma das diversas alternativas formuladas.

## 2. SISTEMAS RADIAIS

Os cálculos de queda de tensão são efetuados por meio de modelos matemáticos do sistema em estudo. Esta análise poderá, dependendo do grau de precisão exigido para os resultados e da complexidade do sistema, ser efetuada por métodos computacionais ou, se o caso em estudo assim não o exigir, poderão ser utilizados processos simplificados, aplicando-se coeficientes unitários de queda de tensão e ábacos.

Como a finalidade dessa matéria é apresentar os meios práticos de análise do sistema de distribuição, será exposto no item seguinte o método manual de cálculo usando-se coeficientes unitários de queda de tensão. No Item 2.2 subseqüente, comenta-se, a título de ilustração, o emprego de um programa de computador na análise dos níveis de tensão em redes de distribuição aéreas.

### 2.1 Método Manual

Devido às características técnicas e administrativas do sistema de distribuição, assim como a multiplicidade de circuitos, dinâmica do sistema e descentralização administrativa,

nem sempre é possível e conveniente a utilização de processos computacionais. Por isso é que foi desenvolvido, para esses casos, o processo simplificado de coeficientes unitários de queda de tensão, a fim de permitir maior agilidade na obtenção dos resultados.

O método manual simplificado é aplicável em sistemas de distribuição equilibrados, ou naqueles onde, por aproximação, assim possam ser considerados.

### 2.1.1 Conceituação do Coeficiente Unitário de Queda de Tensão (G)

A utilização deste coeficiente fundamenta-se na queda de tensão percentual originada pelo produto MVA x km, próprio de cada ponto ou trecho de um alimentador que atende determinada carga.

Este coeficiente, $G$, depende da tensão nominal do sistema, do fator de potência da carga, do número de fases do circuito, da bitola e do espaçamento dos condutores.

#### 2.1.1.1 Sistemas trifásicos

Para o cálculo desses coeficientes unitários de queda de tensão, são utilizadas as equações básicas de um circuito trifásico, genericamente representado pela Fig. 1, onde:

$V_S$ = tensão fase-neutro na fonte, (V);

$V_R$ = tensão fase-neutro na carga, (V);

$I_A, I_B, I_C$ = correntes de fase, (A);

$R_F$ = resistência do condutor de fase, (Ω/km);

$X_F$ = reatância indutiva do condutor de fase, (Ω/km);

$R_N$ = resistência do condutor neutro, (Ω/km);

$X_N$ = reatância indutiva do condutor neutro, (Ω/km);

$Z_L$ = impedância da carga, (Ω);

$\cos\theta$ = fator de potência da carga;

$Z_T$ = impedância de aterramento no neutro da carga, (Ω);

$I_D$ = corrente de desequilíbrio, (A);

$I_N$ = corrente no condutor neutro da rede, (A);

$I_T$ = corrente que flui do neutro da carga para a terra, (A).

Nos sistemas de distribuição trifásicos, caso existam cargas monofásicas e trifásicas, a preocupação fundamental é distribuí-las convenientemente entre as fases, de maneira a se manter, sempre que possível, o circuito bem próximo da condição de equilíbrio.

# REPRESENTAÇÃO DE UM CIRCUITO TRIFÁSICO

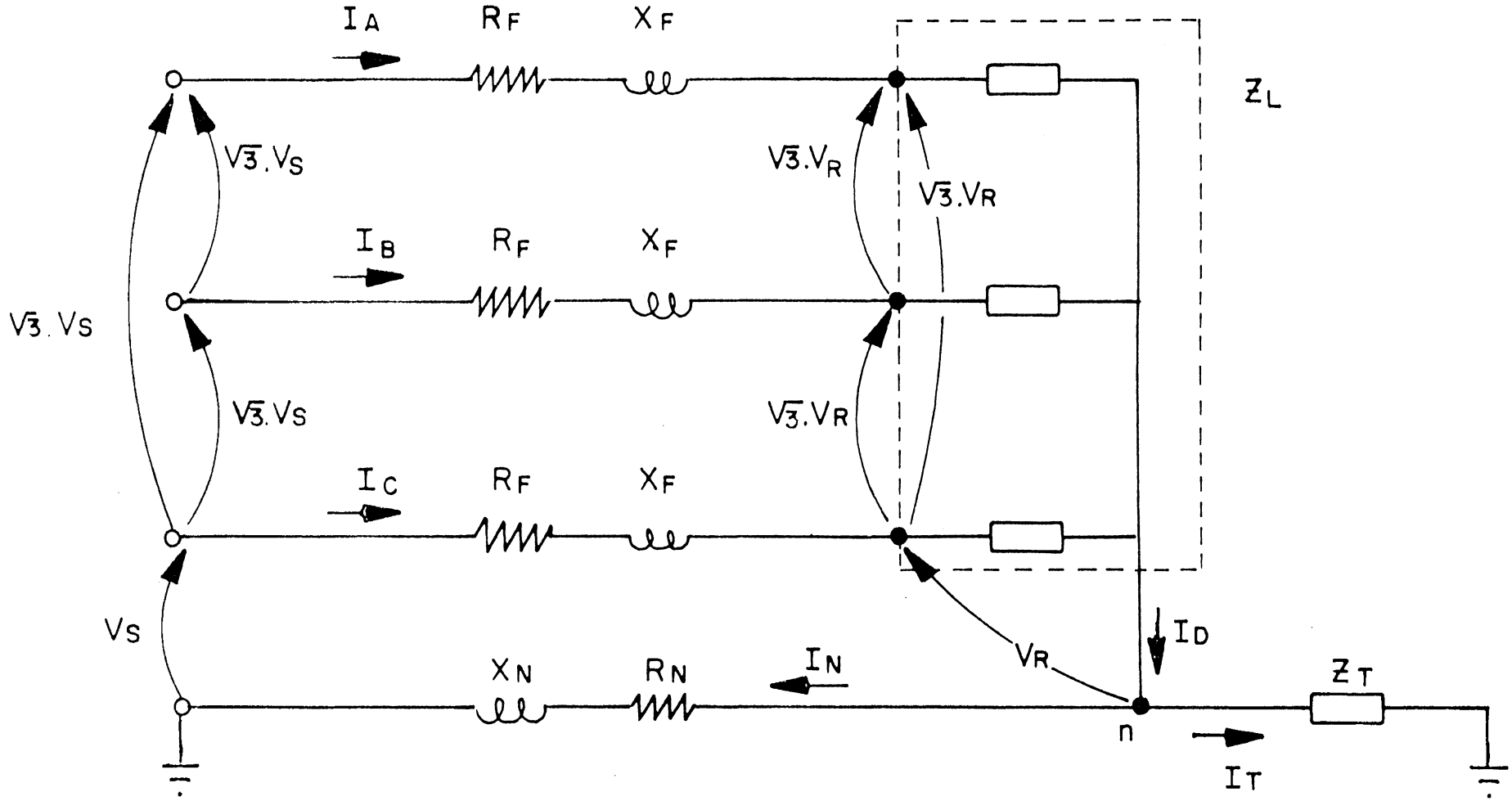



Fig. 1 Anexo III

Este propósito pode ser alcançado, já que o uso de critérios adequados de projetos do sistema e controle da carga, via medições diretas ou processos computacionais, possibilita a minimização de desequilíbrios de corrente, efetuando-se rearranjo de carga entre as fases.

Considerando-se, então, na Fig. 1, que a carga atendida seja equilibrada, isto é, $I_N = 0$ e $I_A = I_B = I_C = I_F$, a equação geral do circuito monofásico equivalente, torna-se:

$$\vec{V}_S = \vec{V}_R + \vec{I}_F \cdot Z_F, \tag{1}$$

que pode ser escrita, por aproximação:

$$V_S = V_R + I_F \cdot (R_F \cdot \cos\theta + X_F \operatorname{sen}\theta). \tag{2}$$

O coeficiente unitário de queda de tensão, em %/MVA x km, corresponde à queda de tensão percentual em um circuito com 1 km de extensão, atendendo, no seu extremo, uma carga igual a 1 MVA, sendo dado por:

$$G = \frac{(V_S - V_R)}{V_S} \cdot 100. \tag{3}$$

Neste caso, $R_F$ e $X_F$, da equação (2), representam a resistência e reatância do condutor fase em ohm/km, onde a corrente correspondente à carga trifásica de 1 MVA, vale:

$$I_F = \frac{10^6}{3 \cdot V_R}. \tag{4}$$

Substituindo (4) em (2), ter-se-á:

$$V_R^2 - V_S \cdot V_R + \frac{10^6}{3}(R_F \cos\theta + X_F \operatorname{sen}\theta) = 0, \tag{5}$$

que é a equação geral para a determinação de coeficiente unitário de queda de tensão em circuitos trifásicos equilibrados.

Normalmente, toma-se $V_S$ igual à tensão nominal de circuito, determina-se $V_R$ pela equação (5) e, posteriormente, $G$ pela equação (3).

Assim sendo, de maneira geral, a queda de tensão percentual $\Delta V$ em um circuito de comprimento $d$ (em km), atendendo no seu extremo uma carga $W$ (em MVA), será:

$$\Delta V = G \cdot d \cdot W\,(\%).$$

### 2.1.1.2 Sistema monofásico fase-fase derivado de um circuito trifásico

Este sistema pode ser analisado de forma semelhante à utilizada para o trifásico, conforme abordado no Item 2.1.1.1, chegando-se à equação (6):

$$V_R^2 - V_S \cdot V_R + \frac{10^6}{2}\left[(R_F + KR_N)\cos\theta + (X_F + KX_N)\,\text{sen}\,\theta\right] = 0, \qquad (6)$$

onde $K$ representa uma relação entre a corrente que flui pelo neutro da rede e a corrente de desequilíbrio, ou seja:

$$K = \frac{I_N}{I_D}. \qquad (7)$$

Na prática, usa-se $K = 0{,}75$.

### 2.1.1.3 Sistema monofásico fase-neutro derivado de um circuito trifásico

De forma semelhante à vista no Item 2.1.1.1, pode-se chegar à equação geral para determinação de coeficientes unitários de queda de tensão, nos sistemas monofásicos do tipo fase-neutro:

$$V_R^2 - V_S \cdot V_R + 10^6\left[(R_F + KR_N)\cos\theta + (X_F + KX_N)\,\text{sen}\,\theta\right] = 0, \qquad (8)$$

onde $K$ é a constante já apresentada no Item 2.1.1.2.

### 2.1.2 Tabulação dos Coeficientes

Para maior facilidade na utilização desses coeficientes unitários de quedas de tensão, seus valores foram tabelados para redes de distribuição com características definidas na PB-45 e PB-46 da ABNT e para vários tipos de condutor. As Tabs. 1 e 2 deste Anexo apresentam como ilustração os valores dos coeficientes unitários de queda de tensão para as tensões $13{,}8/\frac{13{,}8}{\sqrt{3}}$ kV, 220/127 V e 240/120 V.

TABELA 1 – Coeficientes unitários para cálculo da queda de tensão em redes de distribuição primárias aéreas com tensão nominal $13{,}8/\frac{13{,}8}{\sqrt{3}}$ kV. Foram calculados os coeficientes unitários de queda de tensão dos condutores CAA, CA e cobre, para circuitos com 1, 2 e 3 fases.

TABELA 2 – Coeficientes unitários de quedas de tensão em redes de distribuição secundárias aéreas, com tensões nominais 220/127 V e 240/120 V, calculados para os condutores CA e cobre, em circuitos com 1, 2 e 3 fases.

A Tab. 3 mostra um exemplo de aplicação dos coeficientes unitários de queda de tensão, onde foi suposto um circuito de distribuição primário em 13,8 kV, atendendo cargas com posições definidas, ao longo de um alimentador que serve à determinada localidade.

**Tabela 1 Anexo III**

**Coeficientes Unitários de Queda de Tensão Primária (valores em % para MVA × km)**

*Sistema trifásico – $V_s$ nominal* $= 13,8 / \frac{13,8}{\sqrt{3}}$ *kV*

| *Alumínio simples – CA* | | | *Alumínio com alma de aço – CAA* | | | *Cobre meio duro* | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *Condutor AWG ou MCM* | *cos ϕ = 1,00* | *cos ϕ = 0,80* | *Condutor AWG ou MCM* | *cos ϕ = 1,00* | *cos ϕ = 0,80* | *Condutor AWG* | *Cos ϕ = 1,0* | *Cos ϕ = 0,80* |
| | 3 Fases – e.e. = 1,35 m | | | 3 Fases – e.e. = 1,35 m | | | 3 Fases – e.e. = 1,35 m | |
| 4 | 0,854 | 0,837 | 6 | 1,388 | 1,278 | 8 | 1,347 | 1,244 |
| 2 | 0,536 | 0,577 | 4 | 0,869 | 0,860 | 6 | 0,842 | 0,835 |
| 1/0 | 0,336 | 0,411 | 2 | 0,545 | 0,803 | 4 | 0,529 | 0,579 |
| 3/0 | 0,212 | 0,306 | 1/0 | 0,343 | 0,438 | 2 | 0,335 | 0,415 |
| 4/0 | 0,167 | 0,268 | 3/0 | 0,216 | 0,330 | 1/0 | 0,213 | 0,313 |
| 336,4 | 0,105 | 0,212 | 4/0 | 0,171 | 0,286 | 2/0 | 0,169 | 0,275 |
| | | | 336,4 | 0,107 | 0,209 | | | |
| | 2 Fases – e.e. = 1,85 m | | | 2 Fases – e.e. = 1,85 m | | | 2 Fases – e.e. = 1,85 m | |
| 2 ≠ 4 (4) | 2,274 | 2,250 | 2 ≠ 6 (6) | 3,731 | 3,451 | 2 ≠ 8 (8) | 3,619 | 3,358 |
| 2 ≠ 2 (4) | 1,783 | 1,849 | 2 ≠ 4 (4) | 2,314 | 2,313 | 2 ≠ 6 (6) | 2,242 | 2,243 |
| 2 ≠ 1/0(2) | 1,114 | 1,298 | 2 ≠ 2 (4) | 1,815 | 1,915 | 2 ≠ 4 (6) | 1,759 | 1,849 |
| | | | 2 ≠ 1/0(2) | 1,135 | 1,368 | 2 ≠ 2 (6) | 1,461 | 1,598 |
| | 1 Fase – e.e. = 1,35 m | | | 1 Fase – e.e. = 1,35 m | | | 1 Fase – e.e. = 1,35 m | |
| 1 ≠ 4 (4) | 4,661 | 4,566 | 1 ≠ 6 (6) | 7,791 | 7,132 | 1 ≠ 8 (8) | 7,546 | 6,928 |
| 1 ≠ 2 (4) | 3,635 | 3,728 | 1 ≠ 4 (4) | 4,746 | 4,699 | 1 ≠ 6 (6) | 4,594 | 4,552 |
| 1 ≠ 1/0(2) | 2,254 | 2,557 | 1 ≠ 2 (4) | 3,701 | 3,865 | 1 ≠ 4 (6) | 3,585 | 3,727 |
| | | | 1 ≠ 1/0(2) | 2,297 | 2,863 | 1 ≠ 2 (6) | 2,967 | 3,206 |

*Observação.* e.e. = espaçamento equivalente.

Tabela 2 Anexo III

Coeficientes Unitários de Queda de Tensão Secundária (Valores em % para kVA × 100 m)

| *Sistema trifásico – $V_S$ nominal = 220/127 V* | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| *Alumínio simples – CA* | | | *Cobre meio duro* | | |
| *Condutor AWG ou MCM* | *cos ∅ = 1,00* | *cos ∅ = 0,80* | *Condutor AWG* | *cos ∅ = 1,00* | *cos ∅ = 0,80* |
| | 3 Fases – e.e. = 0,252 m | | | 3 Fases – e.e. = 0,252 m | |
| 4 | 0,334 | 0,312 | 6 | 0,330 | 0,311 |
| 2 | 0,210 | 0,211 | 4 | 0,207 | 0,211 |
| 1/0 | 0,132 | 0,146 | 2 | 0,131 | 0,146 |
| 3/0 | 0,083 | 0,105 | 1/0 | 0,084 | 0,107 |
| 4/0 | 0,066 | 0,090 | 2/0 | 0,066 | 0,092 |
| 336,4 | 0,041 | 0,068 | 4/0 | 0,042 | 0,071 |
| | 2 Fases – e.e. = 0,252 m | | | 2 Fases – e.e. = 0,252 m | |
| 2 ≠ 4 (4) | 0,882 | 0,824 | 2 ≠ 6 (6) | 0,870 | 0,997 |
| 2 ≠ 2 (4) | 0,694 | 0,670 | 2 ≠ 4 (6) | 0,685 | 0,670 |
| 2 ≠ 1/0(2) | 0,435 | 0,457 | 2 ≠ 2 (4) | 0,432 | 0,460 |
| | 1 Fase – e.e. = 0,20 m | | | 1 Fase – e.e. = 0,20 m | |
| 1 ≠ 4 (4) | 1,781 | 1,650 | 1 ≠ 6 (6) | 1,756 | 1,645 |
| 1 ≠ 2 (4) | 1,398 | 1,338 | 1 ≠ 4 (6) | 1,379 | 1,338 |
| 1 ≠ 1/0(2) | 0,875 | 1,048 | 1 ≠ 2 (4) | 0,867 | 0,914 |

(continua)

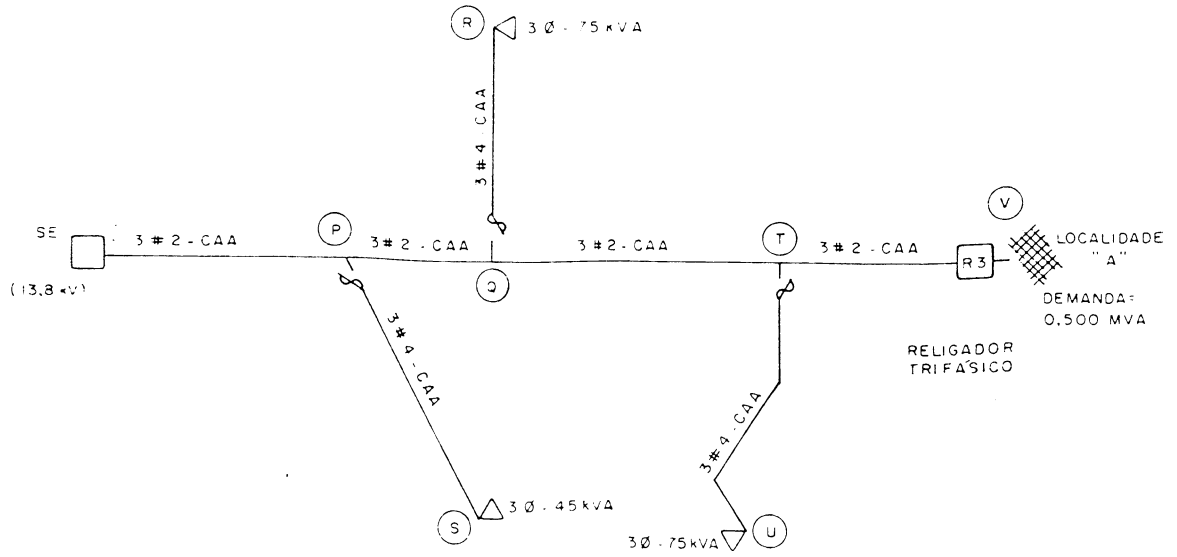
(continuação)

| *Sistema monofásico – $V_S$ nominal = 240/120 V* | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| *Alumínio simples – CA* | | | *Cobre meio duro* | | |
| *Condutor AWG* | *cos ϕ = 1,00* | *cos ϕ = 0,80* | *Condutor AWG* | *cos ϕ = 1,00* | *cos ϕ = 0,80* |
| | 2 Fases – e.e. = 0,252 m | | | 2 Fases – e.e. = 0,252 m | |
| 2 ≠ 4 (4) | 0,563 | 0,526 | 2 ≠ 6 (6) | 0,555 | 0,520 |
| 2 ≠ 2 (4) | 0,354 | 0,355 | 2 ≠ 4 (6) | 0,342 | 0,352 |
| 2 ≠ 1/0(2) | 0,222 | 0,246 | 2 ≠ 2 (4) | 0,221 | 0,245 |
| 2 ≠ 3/0(2) | 0,140 | 0,176 | 2 ≠ 1/0(4) | 0,141 | 0,177 |
| | 1 Fase – e.e. = 0,20 m | | | 1 Fase – e.e. = 0,20 m | |
| 1 ≠ 4 (4) | 1,999 | 1,852 | 1 ≠ 6 (6) | 1,971 | 1,846 |
| 1 ≠ 2 (4) | 1,569 | 1,501 | 1 ≠ 4 (6) | 1,548 | 1,501 |
| 1 ≠ 1/0(2) | 0,981 | 1,018 | 1 ≠ 2 (4) | 1,972 | 1,025 |

*Observação*. e.e.= espaçamento equivalente.

Tabela 3 Anexo III

# EXEMPLO DE APLICAÇÃO DOS COEFICIENTES UNITÁRIOS DE QUEDA DE TENSÃO




OBSERVAÇÃO: FATOR DE DEMANDA DOS TRANSFORMADORES 3Ø - 75 kVA e 3Ø - 45 kVA IGUAL A 70%

| TRECHO | COMPRIMENTO (km) | CARGA CONCENTRADA NO FINAL DO TRECHO (MVA) | MVAxkm | CONDUTOR | COEFICIENTE UNITÁRIO DE QUEDA DE TENSÃO (%/MVAxkm) | QUEDA DE TENSÃO (%) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | NO TRECHO | ACUMULADA |
| SE - P | 4,0 | 0,638 | 2,552 | 3#2 - CAA | 0,803 | 2,049 | 2,049 |
| P - S | 5,0 | 0,032 | 0,160 | 3#4 - CAA | 0,860 | 0,138 | 2,187 |
| P - Q | 1,8 | 0,606 | 1,091 | 3#2 - CAA | 0,803 | 0,876 | 2,925 |
| Q - R | 3,9 | 0,053 | 0,207 | 3#4 - CAA | 0,860 | 0,178 | 3,103 |
| Q - T | 4,6 | 0,553 | 2,544 | 3#2 - CAA | 0,803 | 2,043 | 4,968 |
| T - U | 5,1 | 0,053 | 0,270 | 3#4 - CAA | 0,860 | 0,232 | 5,200 |
| T - V | 3,5 | 0,500 | 1,750 | 3#2 - CAA | 0,803 | 1,405 | 6,373 |

### 2.1.3 Utilização dos Coeficientes Unitários de Queda de Tensão em Função da Distribuição de Carga ao Longo do Circuito

A teoria vista até agora possibilita a utilização dos coeficientes unitários de queda de tensão para cargas, cujas localizações são bem definidas, ao longo de uma rede de distribuição (cargas concentradas). O exemplo visto anteriormente mostra que, dependendo da quantidade e da grandeza de cargas envolvidas, a execução dos cálculos pode tornar-se bastante trabalhosa, no processo de planejamento.

Conforme foi visto no Cap. 2, normalmente os valores de carga para os anos futuros são conhecidos por quadrícula. Isto vale dizer que, nesses casos, é disponível a carga total distribuída ao longo de um circuito, não sendo definida, porém, sua localização ponto a ponto.

Pelos fatores apontados nos dois últimos parágrafos, torna-se necessário o desenvolvimento de cálculo utilizando-se um modelo que considere as cargas distribuídas ao longo do circuito.

Desta forma, três tipos básicos de distribuição de carga ao longo do circuito são mais comumente empregados:

– carga concentrada no final do trecho (já abordado);
– distribuição uniforme de carga ao longo do trecho;
– distribuição triangular de carga ao longo do trecho.

#### 2.1.3.1 Carga concentrada

Conforme comentado no Item 2.1.3, este foi o tipo de distribuição usado para a conceituação do coeficiente unitário de queda de tensão, onde uma carga (em MVA), atendida por um circuito de comprimento $d$ (em km), causa no extremo do circuito uma queda de tensão dada por:

$$\Delta V_p = G \cdot d \cdot W \ \%, \tag{9}$$

onde $G$ é o coeficiente unitário de queda de tensão (em %/MVA x km) do condutor empregado no circuito.

A Fig. 2 mostra o esquema básico onde se aplica a equação (9) vista anteriormente.

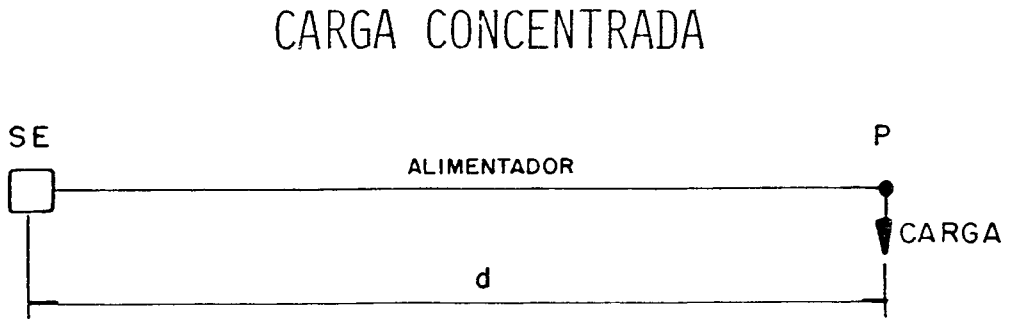



Fig. 2 Anexo III

### 2.1.3.2 Carga com distribuição uniforme

Neste caso, supõe-se que a carga esteja uniformemente distribuída ao longo do alimentador, ou ao longo de um trecho dele, conforme a Fig. 3.

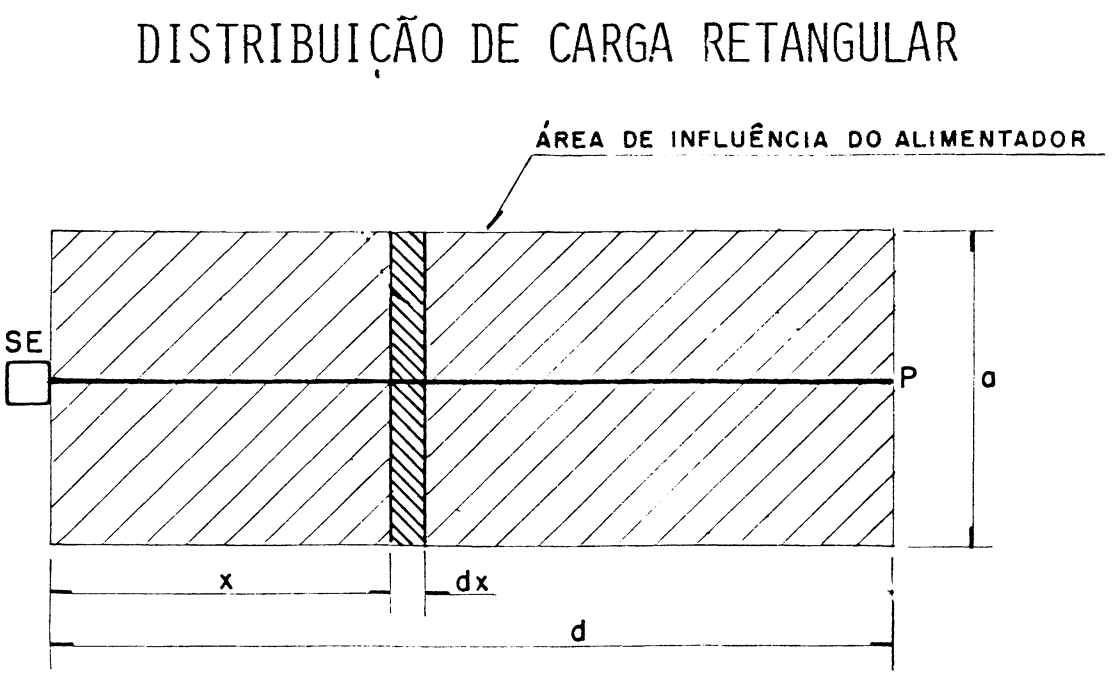



Fig. 3 Anexo III

sendo:

$W$ = carga total do alimentador, em MVA;

$D$ = densidade de carga na área de influência do alimentador, em MV $/km^2$, constante na área de influência do alimentador.

A queda de tensão no elemento $dx$ será:

$$dV = G\,MVA_x\,dx \tag{10}$$

onde $MVA_x$ = demanda além do elemento $dx$

$$MVA_x = D\,(d - x)a. \tag{11}$$

Substituindo-se (11) em (10), tem-se:

$$dV = GD\,(d - x)a\,dx.$$

A queda de tensão total será então:

$$\Delta V_p = \int_0^d dV = \int_0^d GD\,(d - x)a\,dx = \frac{G\,Dad^2}{2} = \frac{1}{2}\,G\,(Dad)\,d = \frac{1}{2}\,GWd, \tag{12}$$

significando que, para cargas distribuídas uniformemente ao longo do alimentador, o efeito produzido no final do tronco de alimentador, em termos de quedas de tensão, é tal como se a carga total estivesse concentrada em seu ponto intermediário ($d/2$).

### 2.1.3.3 Carga com distribuição triangular

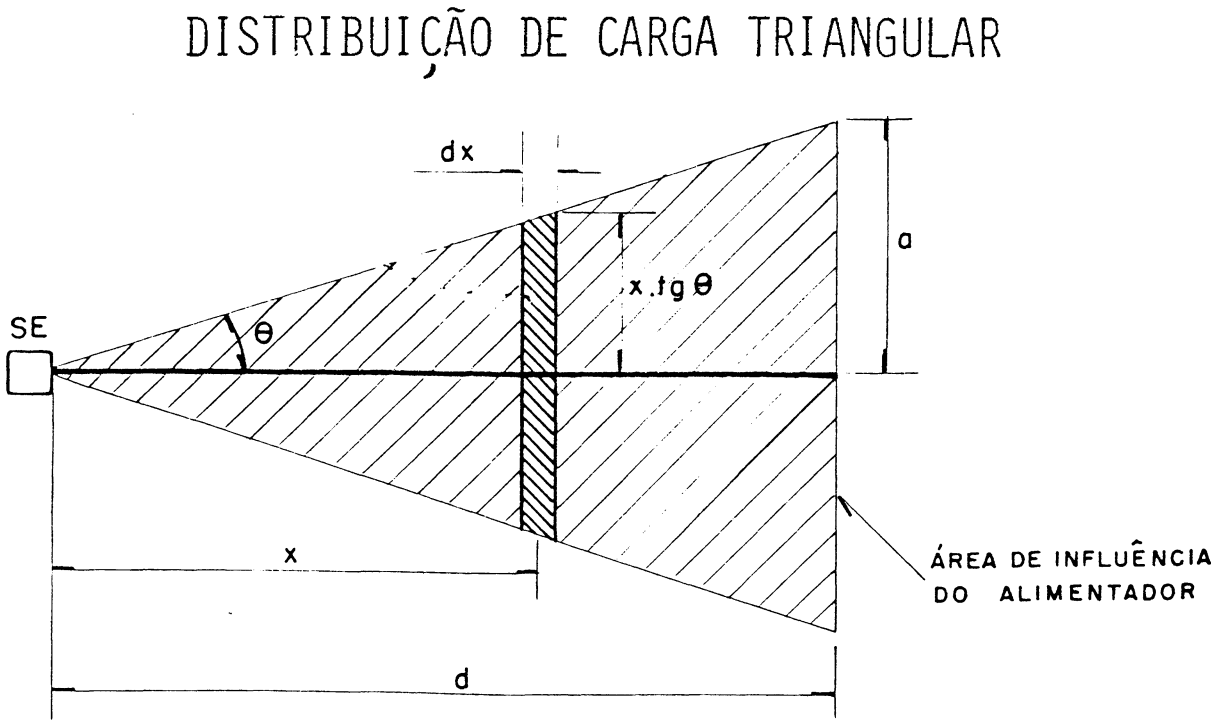



Fig. 4 Anexo III

A queda de tensão no elemento $dx$ será:

$$dV = G\,MVA_x\,dx \tag{13}$$

onde:

$MVA_x$ = demanda além do elemento $dx$

$$MVA_x = D\,(da - x^2 \operatorname{tg}\theta). \tag{14}$$

Substituindo-se (13) em (12), tem-se:

$$dV = G\,D\,(da - x^2 \operatorname{tg}\theta)\,dx.$$

A queda de tensão total será então:

$$\Delta V_p = \int_0^d dV = \int_0^d GD\,(da - x^2 \operatorname{tg}\theta)\,dx =$$

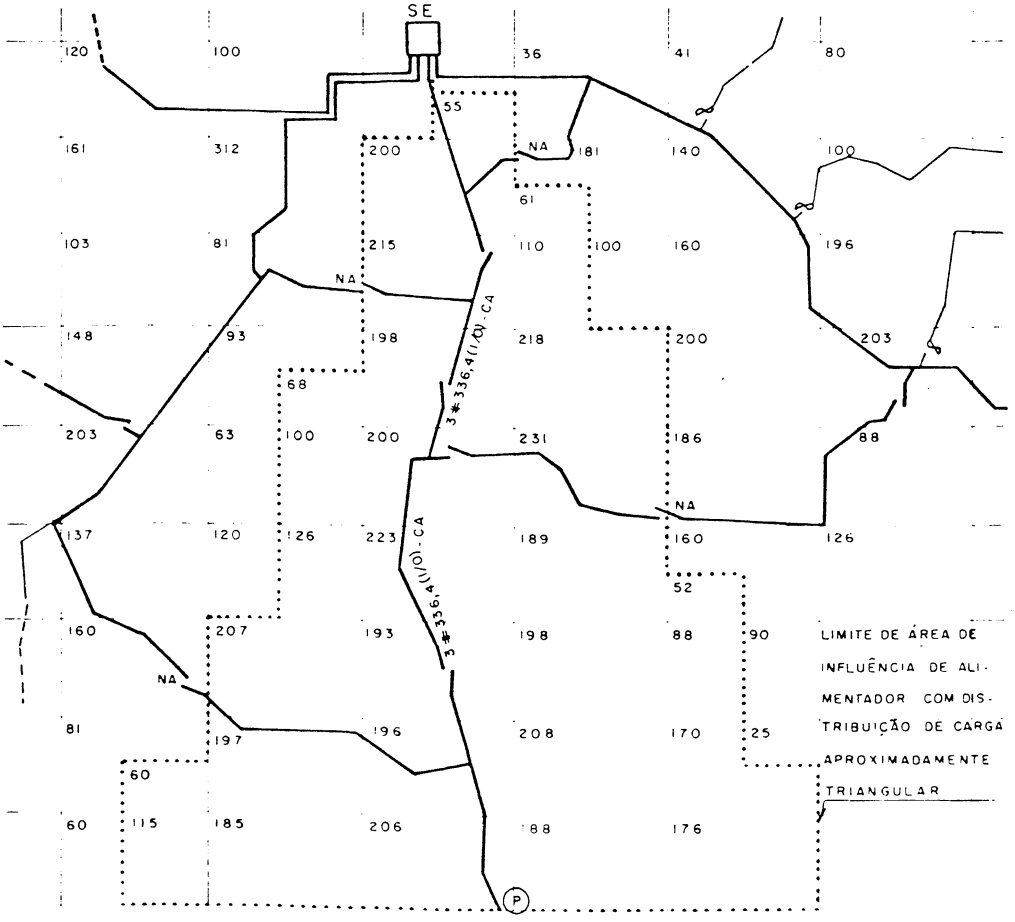
$$= \frac{2}{3}\,GDd^2a = \frac{2}{3}\,G\,(Dda)\,d = \frac{2}{3}\,GWd. \tag{15}$$

Então, para efeito de queda de tensão percentual no final do tronco de um alimentador que possua distribuição de carga triangular, pode-se considerar a carga total $W$, concentrada a dois terços de seu comprimento, a partir da fonte.

Na Tab. 4, há um exemplo de cálculo de queda de tensão em um alimentador que possui uma distribuição de carga, ao longo do tronco, aproximadamente triangular. Os dados de carga foram retirados de um mapa de cargas por quadrículas, e estão em kVA.

**Tabela 4 Anexo III**

EXEMPLO DE APLICAÇÃO DOS COEFICIENTES UNITÁRIOS DE QUEDA DE TENSÃO EM UM MAPA DE CARGAS POR QUADRÍCULAS




OBSERVAÇÃO : DEMANDAS DAS QUADRÍCULAS EM kVA

- CARGA DO ALIMENTADOR = W = 4633 kVA
- ADMITINDO-SE A DENSIDADE DE CARGA NA ÁREA DE INFLUÊNCIA DO ALIMENTADOR APROXIMADAMENTE CONSTANTE E TENDO-SE

  d = 4,5 km ( COMPRIMENTO DO TRECHO "SE-P")

  G = 0,212 %/MVA x km ( PARA O CIRCUITO 3 # 336,4 - MCM-CA, E COS Ø = 0,80)
- A QUEDA DE TENSÃO PERCENTUAL NO PONTO P SERÁ

$$\Delta V_p = \frac{2}{3} \cdot G \cdot d \cdot W = \frac{2}{3} \cdot 0{,}212 \cdot 4{,}5 \cdot 4{,}633 = 2{,}95\ \%$$

### 2.1.3.4 Sistemas radiais interligáveis

Na análise do sistema de distribuição existente, são freqüentes os casos de cálculo de queda de tensão para situações de contingência, onde um alimentador poderá ter transferida toda sua carga, ou parte dela, para outro alimentador.

Em geral, qualquer caso pode ser resolvido com o emprego de uma das equações (9), (12) e (15), ou com uma combinação delas, como é abordado nos itens seguintes.

a) CARGAS COM DISTRIBUIÇÃO UNIFORME. Seja o caso de interligação de dois alimentadores com diferentes condutores no tronco, conforme a Fig. 5.

SISTEMAS RADIAIS INTERLIGÁVEIS - DISTRIBUIÇÃO DE CARGA RETANGULAR

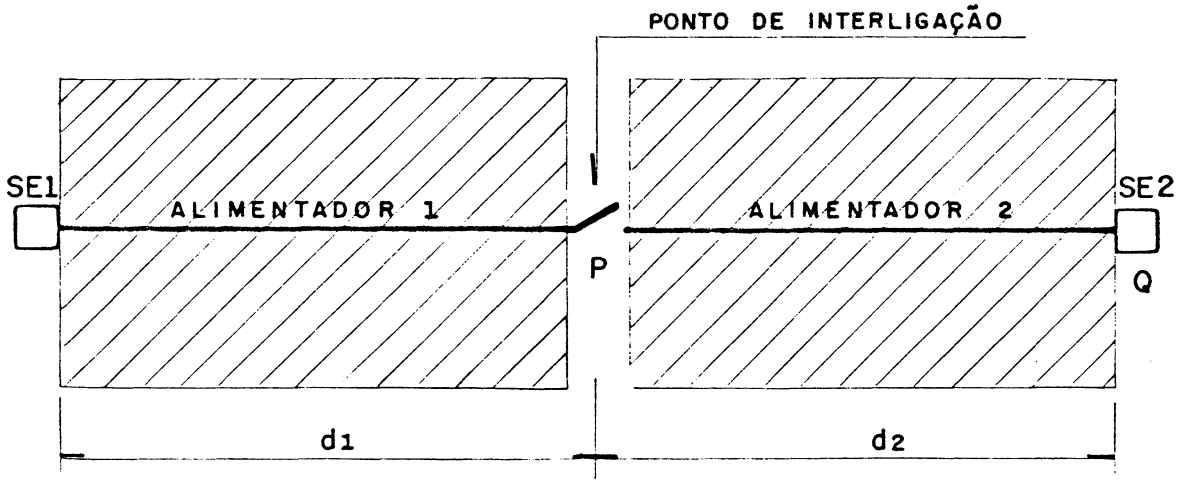



Fig. 5 Anexo III

Com a transferência da carga, sua distribuição ao longo dos dois alimentadores interligados continua sendo uniforme. Assim, a queda de tensão pode ser obtida de forma semelhante às duas equações (9) e (12), que, combinadas, resultam numa expressão de três parcelas, conforme mostrado abaixo e visto na Fig. 5:

$$\Delta V = \Delta V_1 + \Delta V_2 + \Delta V_3, \qquad (16)$$

onde

$\Delta V_1$ = queda de tensão percentual no ponto $P$, devido à carga $W_1$ uniformemente distribuída no alimentador 1;

$\Delta V_2$ = queda de tensão percentual no ponto $P$, devido à carga $W_2$ do alimentador 2, considerada concentrada no ponto $P$;

$\Delta V_3$ = queda de tensão percentual no trecho $P - Q$, devido à carga $W_2$ uniforme-

mente distribuída no alimentador 2, quando a interligação é efetuada através do ponto $P$;

$\Delta V$ = queda de tensão percentual, resultante no ponto $Q$.

A expressão (16) pode ser escrita como:

$$\Delta V = \frac{1}{2} G_1 W_1 d_1 + G_1 W_2 d_1 + \frac{1}{2} G_2 W_2 d_2, \qquad (17)$$

sendo $G_1$ e $G_2$ os coeficientes unitários de queda de tensão dos condutores-tronco empregados nos alimentadores 1 e 2, respectivamente.

b) CARGAS COM DISTRIBUIÇÃO TRIANGULAR. Seja a Fig. 6, onde está esquematizada a interligação de dois alimentadores com diferentes condutores-tronco, porém ambos com distribuição de carga triangular.

## SISTEMAS RADIAIS INTERLIGÁVEIS - DISTRIBUIÇÃO DE CARGA TRIANGULAR

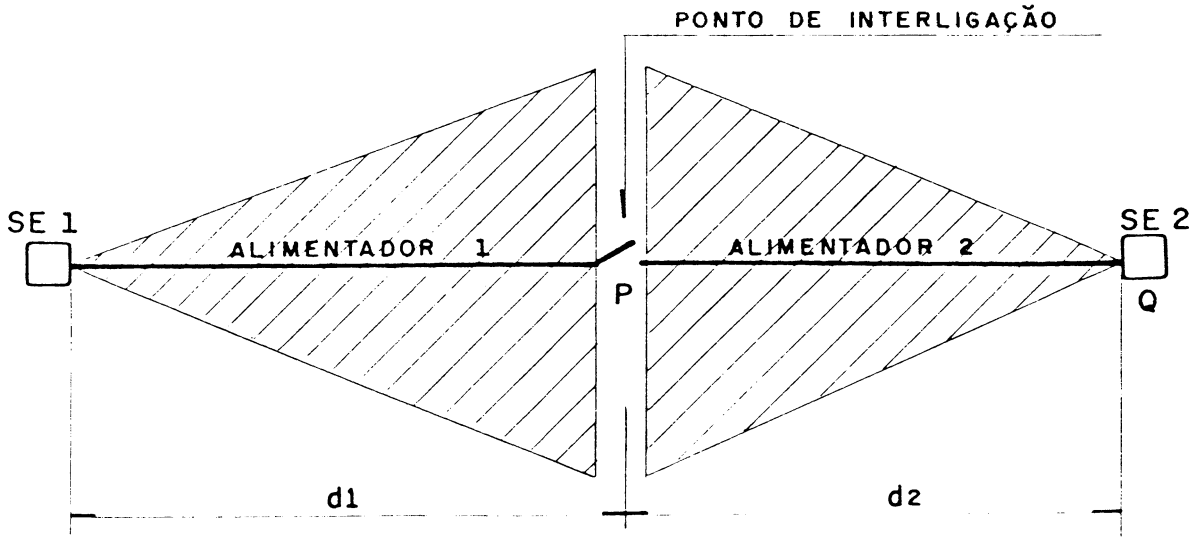



Fig. 6 Anexo III

Neste caso, a queda de tensão no ponto $Q$, resultante da transferência da carga do alimentador 2 para o alimentador 1, será dada por uma expressão semelhante à equação (16), sendo agora resultado da combinação das equações (9) e (15), ou seja:

$\Delta V_1$ = queda de tensão percentual no ponto $P$, devido à carga $W_1$ do alimentador 1, que possui distribuição triangular;

$\Delta V_2$ = queda de tensão percentual no ponto $P$, devido à carga $W_2$ do alimentador 2, considerada concentrada no ponto $P$;

$\Delta V_3$ = queda de tensão percentual no trecho $P - Q$ devido à carga $W_2$ do alimentador 2, que possui distribuição triangular;

$\Delta V$ = queda de tensão percentual, resultante no ponto $Q$.

A expressão (16) transforma-se em:

$$\Delta V = \frac{2}{3} G_1 W_1 d_1 + G_1 W_2 d_1 + \frac{1}{3} G_2 W_2 d_2 \qquad (18)$$

onde $G_1$ e $G_2$ são os coeficientes unitários de queda de tensão dos condutores empregados nos troncos dos alimentadores 1 e 2, respectivamente.

A Tab. 5 contém um exemplo de cálculo de queda de tensão percentual para um circuito primário, utilizando-se o processo manual através dos coeficientes unitários de queda de tensão, onde pode ser observado que ramais com cargas relativamente pequenas foram considerados como se constituíssem uma distribuição de carga aproximadamente uniforme, ao longo do alimentador. Se fosse feito o cálculo ponto a ponto, o trabalho repetitivo seria muito maior.

### 2.2 Método Computacional

Quando disponíveis, os métodos computacionais são aplicáveis, caso o sistema possua configuração complexa, ou se pelo processo manual os cálculos repetitivos forem demasiadamente numerosos.

Nos itens seguintes, comenta-se a utilização de um programa específico, aplicável a redes de distribuição primárias aéreas. Posteriormente serão apresentados, como ilustração, os seus relatórios de saída, mostrando resultados de carregamento, níveis de tensão e níveis de curto-circuito, ao longo da rede primária de distribuição.

#### 2.2.1 Condições Básicas

No caso específico abordado, o sistema de distribuição deverá possuir as seguintes características:

- rede primária trifásica e equilibrada;
- radiais;
- aéreas;
- espaçamento entre condutores segundo a PB-45 e PB-46 da ABNT.

O programa pode ser utilizado em outras condições mediante algumas modificações na sua estrutura básica.

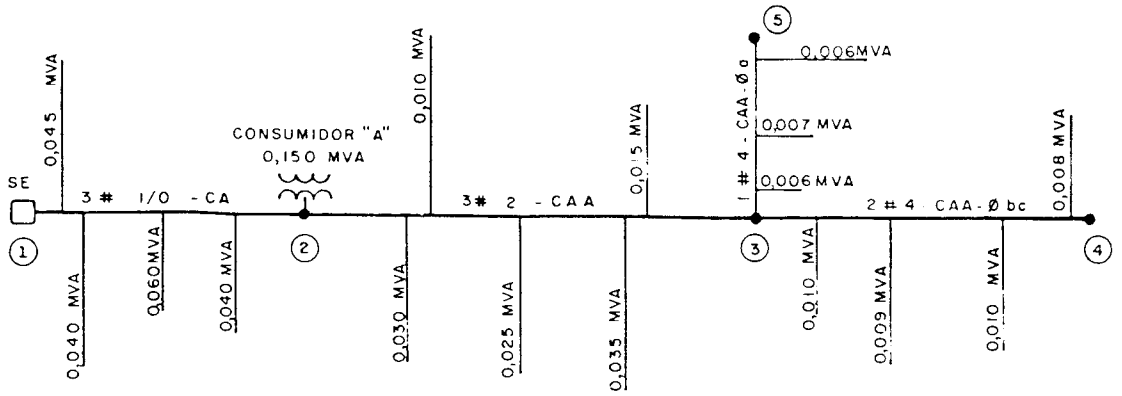
Inicialmente o alimentador deve ser dividido em trechos (seções) de comprimentos variados, conforme a conveniência no caso analisado. As seções são numeradas em ordem crescente, a partir do ramal mais distante do alimentador. É possível simular a presença de reguladores de tensão e bancos de capacitores ao longo da rede primária.

Tabela 5 Anexo III

# EXEMPLO DE APLICAÇÃO DOS COEFICIENTES UNITÁRIOS DE QUEDA DE TENSÃO

CROQUIS DO SISTEMA

CASO : REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA - Vs NOMINAL = $13,8 / \frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV




OBS : Ø a = fase a
Ø bc = fases bc

DADOS DOS TRECHOS

| TRECHO | CONDUTOR | COMPRIMENTO (km) | CARGAS UNIFORMEMENTE DISTRIBUÍDAS NOS TRECHOS MVA | CARGAS CONCENTRADAS NO FIM DO TRECHO | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | IDENTIFICAÇÃO | CARGA (MVA) |
| 1 - 2 | 3#1/0-CA | 1,5 | 0,185 | CONSUMIDOR "A" | 0,150 |
| 2 - 3 | 3#2-CAA | 7,2 | 0,115 | - | - |
| 3 - 4 | 2#4-CAA | 5,3 | 0,037 | - | - |
| 3 - 5 | 1#4-CAA | 3,8 | 0,019 | - | - |

CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO COS Ø = 0,80

| TRECHO | | CARGA | | | CONDUTORES | QUEDA DE TENSÃO | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| DESIGNAÇÃO | COMPRIMENTO | DISTRIBUÍDA NO TRECHO | CONCENTR. NO FIM DO TRECHO | TOTAL | | UNITÁRIA | NO TRECHO | TOTAL |
| A | B | C | D | (C/2+D)B=E | F | G | E x G = H | I |
| PRIMÁRIA | km | MVA | MVA | MVA x km | Nº AWG | % | % | % |
| SECUNDÁRIA | 100 m | kVA | kVA | kVA x 100m | | | | |
| 1 - 2 | 1,5 | 0,185 | 0,321 | 0,620 | 3#1/0-CA | 0,411 | 0,254 | 0,254 |
| 2 - 3 | 7,2 | 0,115 | 0,056 | 0,817 | 3#2-CAA | 0,803 | 0,656 | 0,910 |
| 3 - 4 | 5,3 | 0,037 | - | 0,098 | 2#4-CAA | 2,313 | 0,227 | 1,137 |
| 3 - 5 | 3,8 | 0,019 | - | 0,036 | 1#4-CAA | 4,699 | 0,170 | 1,080 |
| | | | | | | | | |

#### 2.2.1.1 Dados de entrada

O programa exige dados de entrada para a barra das subestações assim como para as seções dos alimentadores, ou seja:

a) DADOS DO ALIMENTADOR:

- código do alimentador;
- tensão de operação no barramento da subestação;
- demanda total do alimentador e fator de potência;
- nível de curto-circuito, trifásico e fase terra, no barramento da subestação.

b) DADOS DAS SEÇÕES DO ALIMENTADOR:

- código do alimentador;
- número da seção e número da seção seguinte;
- capacidade instalada em transformadores na seção (carga uniformemente distribuída);
- capacidade instalada e demanda de consumidores especiais (cargas concentradas);
- código do condutor empregado na seção;
- comprimento da seção;
- existência ou não de equipamentos de regulação de tensão na seção.

#### 2.2.1.2 Resultados do programa

A Tab. 6 mostra, como ilustração, um relatório de saída do referido programa, onde se tem como resultados:

- dados próprios das seções, tais como: número seqüencial, carga, comprimento e condutor-empregado;
- resultados acumulados, tais como: carregamento, fluxo de carga ativa, reativa e comprimento;
- valor da tensão, em volts, no final da seção e a respectiva queda percentual de tensão relativamente à tensão do barramento da subestação;
- perdas.

A Fig. 7 contém o fluxograma básico do programa citado.

### 2.2.2 Campo de Aplicação do Programa

O programa apresentado, permite:

- identificação de trechos de alimentadores com nível de tensão fora da faixa admissível;
- identificação de trechos sobrecarregados, ou com possibilidade de operação em sobrecarga;
- análise de alternativas para correção dos níveis de tensão através do emprego de reguladores de tensão, bancos de capacitores fixos e automáticos;
- estudos de compensação de reativos;
- estudos de modificações da configuração da rede, com o propósito de otimizar as condições de operação, nos aspectos de níveis de tensão e perdas.

## Tabela 6 Anexo III

CENTRAIS ELETRICAS DE MINAS GERAIS S/A

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE DISTRIBUICAO — DIVISAO DE PLANEJAMENTO DA DISTRIBUICAO

CALCULO DE REGULACAO DE TENSAO NO ALIMENTADOR SE10 DE SANTA LUZIA — 08/06/81 — PAG. 7

CARGA MAXIMA

| SECAO | NA SECAO KW | KVAR | CKVAR | COD CAP | COMP (M) | CONDUTOR | CORR (A) | CARREG PERC | KVA | ACUMULADA KW | KVAR | COMP (M) | TENSAO (V) | QUEDA PERC | PERDAS (KW) | ELEV PERC TENSAO | REG |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 999 | 0 | 00 | 00 | | 0 | | 00 | 0,0 | 0 | 0 | 00 | 00 | 14.000 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| 33 | 24 | -13 | 00 | | 1.160 | CA 1/0 | 122 | 65,9 | 2980 | 2974 | 202 | 1.160 | 13.837 | 1,16 | 36,24 | 0,00 | 0 |
| 32 | 18 | -09 | 00 | | 860 | CA 1/0 | 00 | 0,0 | 20 | 18 | -09 | 2.020 | 13.836 | 1,17 | 0,00 | 0,00 | 0 |
| 31 | 18 | -09 | 00 | | 220 | CA 1/0 | 122 | 65,9 | 2940 | 2932 | 224 | 1.380 | 13.806 | 1,38 | 6,87 | 0,00 | 0 |
| 30 | 72 | -39 | 00 | | 940 | CA 1/0 | 03 | 1,6 | 31 | 72 | -39 | 2.320 | 13.803 | 1,40 | 0,00 | 0,00 | 0 |
| 29 | 48 | -26 | 00 | | 500 | CA 1/0 | 119 | 64,3 | 2854 | 2842 | 272 | 1.860 | 13.740 | 1,85 | 14,49 | 0,00 | 0 |
| 28 | 12 | -06 | 00 | | 250 | CA 1/0 | 118 | 63,7 | 2809 | 2794 | 266 | 2.110 | 13.707 | 2,09 | 7,25 | 0,00 | 0 |
| 27 | 106 | -57 | 300 | F | 990 | CA 1/0 | 117 | 63,2 | 2796 | 2782 | 304 | 3.120 | 13.570 | 3,07 | 26,44 | 0,26 | 0 |
| 26 | 30 | -16 | 00 | | 820 | CA 4 | 01 | 0,9 | 34 | 30 | -16 | 3.940 | 13.568 | 3,06 | 0,00 | 0,00 | 0 |
| 25 | 54 | -29 | 00 | | 1.540 | CA 1/0 | 112 | 60,5 | 2647 | 2646 | 77 | 4.650 | 13.368 | 4,51 | 39,40 | 0,00 | 0 |
| 24 | 232 | -125 | 00 | | 590 | CA 1/0 | 11 | 5,9 | 253 | 232 | -125 | 5.250 | 13.367 | 4,52 | 0,00 | 0,00 | 0 |
| 23 | 48 | -26 | 00 | | 1.120 | CA 1/0 | 102 | 55,1 | 2371 | 2360 | 251 | 5.780 | 13.242 | 5,41 | 23,74 | 0,00 | 0 |
| 22 | 48 | -26 | 00 | | 900 | CA 1/0 | 12 | 6,4 | 280 | 247 | -155 | 6.680 | 13.227 | 5,52 | 0,18 | 0,00 | 0 |
| 21 | 0 | 00 | 00 | | 350 | CA 1/0 | 00 | 0,0 | 0 | 0 | 00 | 7.030 | 13.226 | 5,52 | 0,00 | 0,00 | 0 |
| 20 | 199 | -107 | 00 | | 2.650 | CA 4 | 09 | 8,1 | 225 | 199 | -107 | 9.380 | 13.189 | 5,79 | 0,41 | 0,00 | 0 |
| 19 | 108 | -58 | 600 | A | 940 | CA 1/0 | 91 | 49,1 | 2101 | 2065 | 590 | 6.720 | 13.135 | 6,17 | 14,47 | 1,21 | 0 |
| 18 | 30 | -16 | 00 | | 230 | CA 1/0 | 22 | 11,8 | 514 | 453 | -245 | 6.950 | 13.127 | 6,23 | 1,21 | 0,00 | 0 |
| 17 | 30 | -16 | 00 | | 390 | CA 1/0 | 01 | 0,5 | 34 | 30 | -16 | 7.340 | 13.126 | 6,24 | 0,00 | 0,00 | 0 |
| 16 | 56 | -30 | 00 | | 1.010 | CA 1/0 | 19 | 10,2 | 445 | 393 | -211 | 7.950 | 13.099 | 6,45 | 3,87 | 0,00 | 0 |
| 15 | 132 | -71 | 00 | | 1.070 | CA 4 | 06 | 5,4 | 149 | 132 | -71 | 9.030 | 13.088 | 6,51 | 2,07 | 0,00 | 0 |
| 14 | 205 | -110 | 00 | | 1.370 | CA 4 | 10 | 9,0 | 232 | 205 | -110 | 9.330 | 13.078 | 6,58 | 0,22 | 0,00 | 0 |
| 13 | 192 | -103 | 300 | F | 3.410 | CA 2 | 66 | 45,5 | 1506 | 1504 | 91 | 10.150 | 12.736 | 9,01 | 35,61 | 0,97 | 0 |
| 12 | 0 | 00 | 00 | | 1 | CA 2 | 54 | 37,2 | 1316 | 1312 | -106 | 10.151 | 13.973 | 2,19 | 0,00 | 0,00 | 1 |
| 11 | 130 | -70 | 00 | | 740 | CA 2 | 54 | 37,2 | 1316 | 1312 | -106 | 10.871 | 13.913 | 2,69 | 5,48 | 0,00 | 0 |
| 10 | 6 | -03 | 00 | | 1.570 | CA 4 | 00 | 0,0 | 6 | 6 | -03 | 12.441 | 13.912 | 2,70 | 0,00 | 0,00 | 0 |
| 09 | 0 | 00 | 00 | | 140 | CA 2 | 48 | 33,1 | 1176 | 1176 | -53 | 11.011 | 13.899 | 2,78 | 1,03 | 0,00 | 0 |
| 08 | 221 | -119 | 00 | | 2.070 | CA 4 | 10 | 9,0 | 251 | 221 | -119 | 13.081 | 13.859 | 1,[illegible] | 2,35 | 0,00 | 0 |
| 07 | 170 | -91 | 00 | | 1.410 | CA 2 | 39 | 26,8 | 956 | 955 | 00 | 12.421 | 13.875 | 1,39 | 4,97 | 0,00 | 0 |
| 06 | 205 | -110 | 00 | | 1.660 | CA 4 | 09 | 8,1 | 232 | 205 | -110 | 14.081 | 13.781 | 1,96 | 3,29 | 0,00 | 0 |
| 05 | 144 | -78 | 600 | A | 1.420 | CA 2 | 27 | 18,6 | 647 | 580 | 287 | 13.841 | 13.736 | 1,88 | 1,95 | 2,27 | 0 |
| 04 | 150 | -81 | 00 | | 1.600 | CA 4 | 07 | 8,3 | 17[illegible] | 159 | -81 | 15.441 | 13.719 | 2,00 | 0,13 | 0,00 | 0 |
| 03 | 30 | -16 | 00 | | 410 | CA 336 | 13 | 3,0 | 324 | 286 | -154 | 14.251 | 13.732 | 1,91 | 0,03 | 0,00 | 0 |
| 02 | 130 | -70 | 00 | | 670 | CA 4 | 12 | 10,9 | 299 | 256 | -138 | 14.921 | 13.714 | 2,04 | 0,15 | 0,00 | 0 |
| 01 | 126 | -68 | 00 | | 1.670 | CA 4 | 06 | 5,4 | 143 | 126 | -68 | 16.591 | 13.699 | 2,15 | 0,09 | 0,00 | 0 |

PERDAS TOTAIS 220,63

# FLUXOGRAMA BÁSICO DO PROGRAMA PARA CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO E REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA AÉREA

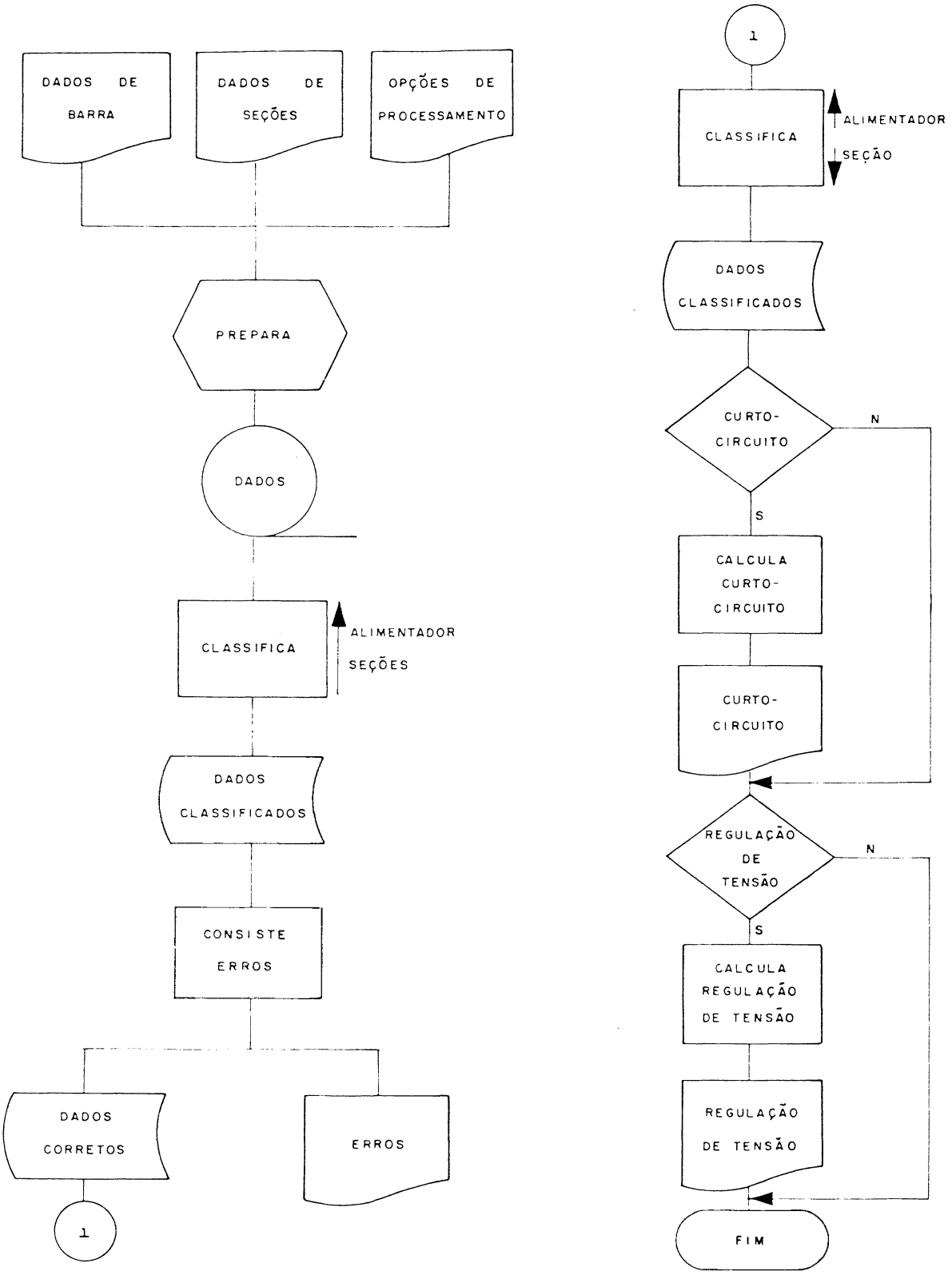



Fig. 7 Anexo III

## 3. SISTEMAS COM SECUNDÁRIO RETICULADO

Há sistemas de distribuição subterrâneos com rede secundária em malha ou reticulado (*network*), onde se torna indispensável a aplicação de programas computacionais para análise do carregamento e níveis de tensão, devido à multiplicidade de fatores influentes e à característica iterativa do processo de cálculo necessário.

Serão vistas a seguir, como ilustração, as principais características de um programa apropriado para o cálculo do fluxo de carga e dos níveis de tensão em sistemas reticulados.

### 3.1 Considerações Gerais

Faz-se inicialmente uma codificação das barras existentes no circuito em questão, podendo-se, opcionalmente, utilizar nomes apropriados para facilitar a identificação nos relatórios de saída do programa.

São feitas distinções ao se codificar e denominar as barras, dependendo de sua posição no circuito analisado, e, ainda em função do que ela representa, por exemplo, uma barra de subestação (*swing*), caixa de derivação, caixa de ligação ou barra *spot*, caso haja consumidores atendidos por sistema reticulado exclusivo (*spot-network*).

### 3.2 Dados de Barras

Os dados de entrada do programa comentado são os analisados nos itens seguintes.

#### 3.2.1 Dados de Linhas e Transformadores

São fornecidas informações, tais como:

- código e nome das barras $i$ e $j$, adjacentes à linha ou transformador;
- resistência e reatância percentual da linha ou transformador;
- efeito capacitivo da linha (normalmente desprezível em sistemas de distribuição com secundário reticulado);
- capacidade nominal e de emergência da linha ou transformador, caso sejam desejados resultados de carregamento;
- potência-base do circuito analisado.

#### 3.2.2 Dados de Barras

Os dados de barras $i$ de 1 a $n$ são:

- código e nome da barra $i$;
- informação se a barra $i$ é ou não regulada;
- tensão e ângulo na barra $i$, sendo usualmente preenchido somente para a barra da subestação (*swing*);

– carga ativa e reativa existente em barra *i*;

– potência do capacitor e reator existente na barra *i*;

Podem ser fornecidos, ainda, juntamente com os dados de linhas e tranformadores ou dados de barras, códigos de identificação do caso submetido e de mudança de caso, seguidos das devidas alterações de dados.

### 3.2.3 Resultados do Programa

O resultado é um relatório que apresenta, em ordem crescente segundo a codificação das barras, as seguintes informações:

– código e nome da barra *i*;

– tensão por unidade na barra *i*;

– ângulo de defasagem da tensão na barra *i*, em relação à da barra da subestação, onde, na ausência de informação nos dados de barra, é admitida como se estivesse na origem;

– carga existente na barra *i*;

– potência do capacitor ou reator existente na barra *i*;

– fluxo de potência ativa e reativa da barra *i*, para todas as outras que com ela têm ligação direta.

A Tab. 7 (na página seguinte) mostra um relatório de saída do programa que calcula o fluxo de carga em sistemas reticulados.

## Tabela 7 Anexo III – Folha 1

X----REDE AFONSO ARINOS CASO BASE----X X---LIGACAO PROVISORIA MIRAFLORI---X 0060 DATE 06/11/81 TIME 00.03.45 PAGE 3

SYSTEM SUMMARY BY AREAS

| X---------AREA IDENTIFICATION---------X NO. | NAME | X-----ELEMENTS-----X BUS | LINE | GEN | LTC | PS | X---GENERATION---X Mw | MVAR | UNUSED MVAR | X------LOAD------X Mw | MVAR | STATIC MVAR | CHARGING MVAR |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | 199 | 351 | 0 | 88 | 0 | 19948.6 | 13045.9 | 0.0 | 19571.5 | 12051.5 | 0.0 | 0.0 |
| ********** SYSTEM TOTALS | ACTUAL | 199 | 351 | 0 | 88 | 0 | 19948.6 | 13045.9 | 0.0 | 19571.5 | 12051.5 | 0.0 | 0.0 |
| | LIMITS | 1500 | 2500 | 500 | 500 | 25 | | | | | | | |

| | ITERATIONS | X----------TOLERANCES----------X BUS ABS MM (PU) P | Q | TOT ABS MM (PU) P | Q | LTC VOLTS | X-SYSTEM LOSSES-X Mw | MVAR |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| MAXIMUM | 20 | 0.00100 | 0.00100 | 0.14750 | 0.24750 | 0.00500 | 377.32 | 997.38 |
| ACTUAL | 3 | | | | | | | |

CONVERGENCE CRITERION --- VOLTAGE CORRECTION SIGNIFICANCE.

| | | |
|---|---|---|
| TOTAL ABSOLUTE MISMATCH | 4.298 | 7.346 |
| AVERAGE BUS MISMATCH | 0.022 | 0.037 |

LOW VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES BELOW 0.950

| NO. | NAME | VOLTS | NO. | NAME | VOLTS | NO. | NAME | VOLTS | NO. | NAME | VOLTS | NO. | NAME | VOLTS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|

HIGH VOLTAGE SUMMARY -- BUS VOLTAGES ABOVE 1.050

| NO. | NAME | VOLTS | NO. | NAME | VOLTS | NO. | NAME | VOLTS | NO. | NAME | VOLTS | NO. | NAME | VOLTS |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|

SUMMARY OF MONITORED LINES NOT WITHIN RATINGS

| X----FROM BUS----X NO. | NAME | X-----TO BUS-----X NO. | NAME | FLOW MVA | X---RATINGS---X NORM | EMERG | X----FROM BUS----X NO. | NAME | X-----TO BUS-----X NO. | NAME | FLOW MVA | X---RATINGS---X NORM | EMERG |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 423 | 75L1 | 418 | 74L2 | 278 | 207 | 248 | 433 | 76L3 | 432 | 76L2 | 133 | 110 | 132 |
| 434 | 76L4 | 433 | 76L3 | 134 | 110 | 132 | 436 | 76L6 | 433 | 76L3 | 116 | 110 | 132 |
| 446 | 78L4 | 442 | 78J2 | 407 | 295 | 354 | 457 | 81L6 | 456 | 81L5 | 221 | 207 | 248 |
| 465 | 82L2 | 438 | 7701 | 343 | 295 | 354 | 469 | 82L2 | 464 | 82L1 | 207 | 207 | 248 |
| 483 | 84L2 | 425 | 75L3 | 232 | 207 | 248 | 521 | 107L1 | 455 | 81L4 | 325 | 295 | 354 |
| 575 | 135L3 | 544 | 110L1 | 251 | 207 | 248 | 582 | TRATEX | 469 | 82L6 | 272 | 207 | 248 |
| 582 | TRATEX | 469 | 82L6 | 160 | 110 | 132 | | | | | | | |

# Tabela 7 Anexo III – Folha 2

X----REDE AFONSO ARINOS CASO BASE----X X---LIGACAO PROVISORIA MIRAFLORI---X 0060 DATE 06/11/81 TIME 00.03.49 PAGE 4

REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, 3 ITERATIONS, SWING BUS IS 400.

| BUS | NAME | VOLTS | ANGLE | GENERATION KW | GENERATION KVAR | LOAD KVA | CAP/REAC KVAR | TO BUS | NAME | LINE FLOW KW | LINE FLOW KVAR | TAP | LINE FLOW KVA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 400 | SUBSTACAO | 13860.0 | 0.0 | 19948.6 | 13045.9 | 0.0 | | 1001 | GT-01 | 3349.58 | 2269.35 | | 4045.94 |
| | | | | | | | | 1006 | GT-06 | 3426.97 | 2209.99 | | 4077.77 |
| | | | | | | | | 1013 | GT-13 | 3577.47 | 2355.12 | | 4283.09 |
| | | | | | | | | 1018 | GT-18 | 3165.14 | 2037.88 | | 3764.45 |
| | | | | | | | | 1022 | GT-22 | 3086.94 | 2001.91 | | 3679.25 |
| | | | | | | | | 1027 | GT-27 | 3342.49 | 2171.66 | | 3986.02 |
| 401 | 72D1 | 221.0 | -1.3 | 0.0 | 0.0 | 22.5 | | 403 | 72L2 | -75.60 | -30.43 | | 81.68 |
| | | | | | | | | 404 | 72L3 | 54.80 | 22.43 | | 59.21 |
| 402 | 72L1 | 222.1 | -1.2 | 0.0 | 0.0 | 40.2 | | 403 | 72L2 | -36.90 | -14.36 | | 39.60 |
| | | | | | | | | 408 | 73L1 | -1.10 | 1.36 | | 1.75 |
| 403 | 72L2 | 222.9 | -1.1 | 0.0 | 0.0 | 70.2 | | 401 | 72D1 | 76.30 | 30.96 | | 82.34 |
| | | | | | | | | 402 | 72L1 | 37.01 | 14.48 | | 39.74 |
| | | | | | | | | 412 | 73L5 | -0.56 | 3.82 | | 3.86 |
| | | | | | | | | 1022 | GT-22 | -175.73 | -80.22 | | 193.17 |
| 404 | 72L3 | 219.9 | -1.5 | 0.0 | 0.0 | 94.8 | | 401 | 72D1 | -54.55 | -22.16 | | 58.88 |
| | | | | | | | | 413 | 73L6 | -30.45 | -19.84 | | 36.34 |
| 405 | 73D1 | 221.4 | -1.2 | 0.0 | 0.0 | 170.0 | | 409 | 73L2 | -86.83 | -46.81 | | 98.64 |
| | | | | | | | | 410 | 73L3 | -59.16 | -40.19 | | 71.54 |
| 406 | 73D2 | 220.5 | -1.4 | 0.0 | 0.0 | 36.1 | | 411 | 73L4 | -65.41 | -30.79 | | 72.29 |
| | | | | | | | | 413 | 73L6 | 31.45 | 18.81 | | 36.65 |
| 407 | 73D4 | 220.5 | -1.4 | 0.0 | 0.0 | 40.2 | | 412 | 73L5 | -48.06 | -17.10 | | 51.01 |
| | | | | | | | | 413 | 73L6 | 10.07 | 4.10 | | 10.87 |
| 408 | 73L1 | 222.1 | -1.2 | 0.0 | 0.0 | 34.2 | | 402 | 72L1 | 1.10 | -1.36 | | 1.75 |
| | | | | | | | | 409 | 73L2 | -14.16 | -3.43 | | 14.57 |
| | | | | | | | | 412 | 73L5 | -18.95 | -7.22 | | 20.28 |
| 409 | 73L2 | 222.9 | -1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | | 405 | 73D1 | 87.35 | 47.37 | | 99.37 |
| | | | | | | | | 408 | 73L1 | 14.21 | 3.49 | | 14.63 |
| | | | | | | | | 417 | 74L1 | 63.56 | 28.93 | | 69.85 |
| | | | | | | | | 1018 | GT-18 | -165.14 | -79.78 | | 183.40 |
| 410 | 73L3 | 222.9 | -1.1 | 0.0 | 0.0 | 21.5 | | 405 | 73D1 | 59.53 | 40.57 | | 72.04 |
| | | | | | | | | 411 | 73L4 | 45.32 | 11.47 | | 46.75 |
| | | | | | | | | 420 | 74L4 | 50.18 | 20.90 | | 54.36 |
| | | | | | | | | 1006 | GT-06 | -175.00 | -80.92 | | 192.80 |
| 411 | 73L4 | 221.6 | -1.3 | 0.0 | 0.0 | 21.2 | | 406 | 73D2 | 65.69 | 31.09 | | 72.68 |
| | | | | | | | | 410 | 73L3 | -45.10 | -11.23 | | 46.48 |
| | | | | | | | | 419 | 74L3 | 54.79 | 31.95 | | 63.43 |
| | | | | | | | | 482 | 84L1 | 126.91 | 69.14 | | 144.52 |

# Anexo IV

# CONSIDERAÇÕES SOBRE CÁLCULO DE PERDAS

## 1. INTRODUÇÃO

A distribuição de carga nos alimentadores e a sua área de influência são problemas complexos, que podem ser tratados de forma generalizada estabelecendo-se certas hipóteses. Pode-se admitir que a densidade de carga na sua área de influência seja uniforme, distribuída em uma área geométrica regular.

Neste Anexo, serão analisados três tipos de distribuição de carga, que são os comumente utilizados na representação do perfil de carga das redes. Embora os resultados obtidos se apliquem ao modelo considerado, eles servem para orientação na escolha de uma determinada alternativa numa situação real, com boa aproximação.

Neste caso particular, interessa saber o efeito da distribuição de carga no cálculo das perdas elétricas.

## 2. CÁLCULO DAS PERDAS DE POTÊNCIA POR FASE DE ACORDO COM A DISTRIBUIÇÃO DAS CARGAS

### 2.1 Carga Concentrada em um Ponto

Um alimentador com a carga concentrada em um ponto tem corrente constante ao longo do seu comprimento e sua representação pode ser feita como na Fig. 1.

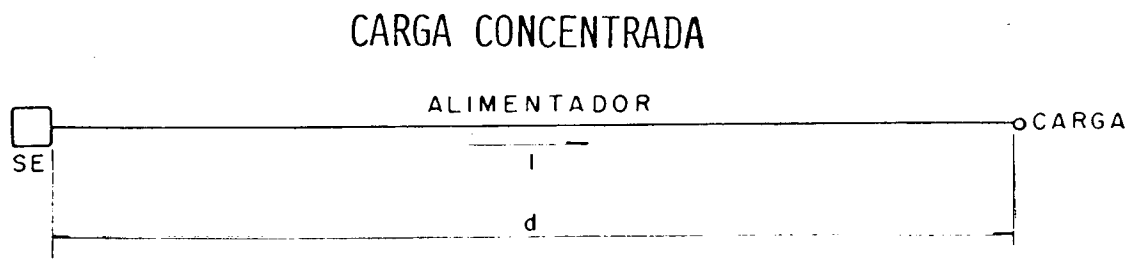



Fig. 1 Anexo IV

As perdas por fase são dadas por:

Perdas $= RI^2 d$, em $(W)$, onde:

$R$ = resistência por unidade de comprimento;

$I$ = corrente do alimentador.

### 2.2 Distribuição de Carga Retangular

Um alimentador com distribuição de carga retangular pode ser representado pela Fig. 2.

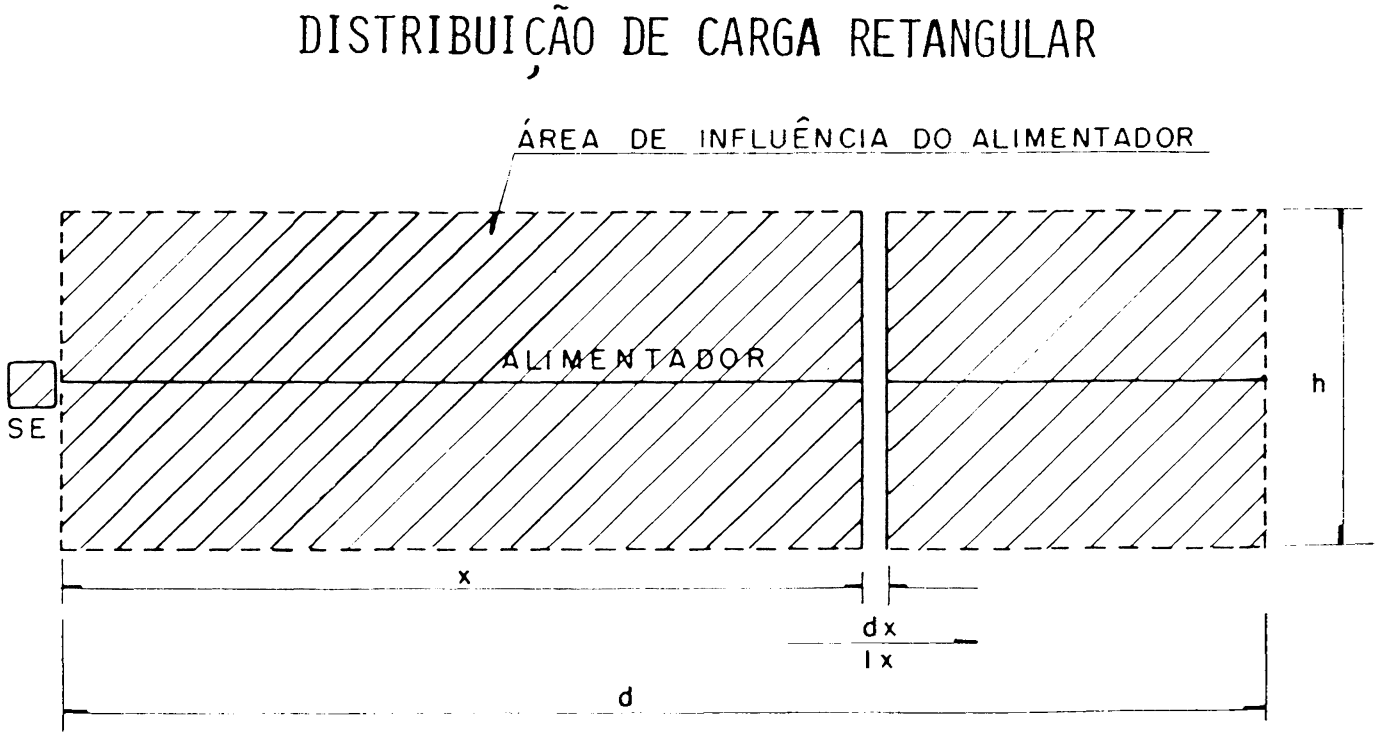



Fig. 2 Anexo IV

Seja calcular as perdas por fase, no trecho mostrado na figura. A diferencial das perdas no elemento $dx$ será:

$$d(\text{Perdas}) = RI_x^2 dx, \text{ em } (W), \tag{1}$$

onde

$R$ = resistência por unidade de comprimento;

$I_x$ = corrente no elemento $dx$.

Como a densidade de carga é uniforme, tem-se:

$$I = Ddh \tag{2}$$

e

$$I_x = D\,(d - x)h, \tag{3}$$

onde

$I$ = corrente no início do alimentador;

$D$ = densidade de carga.

De (2) e (3), tem-se:

$$I_x = \frac{I(d-x)}{d}. \tag{4}$$

Substituindo (4) em (1), tem-se:

$$d(\text{Perdas}) = RI^2 \frac{(d-x)^2}{d^2} dx \therefore$$

$$\text{Perdas} = \int_0^d RI^2 \frac{(d-x)^2}{d^2} dx = \frac{RI^2 d}{3}, \text{ em } (W),$$

ou seja, para efeito de perdas, pode-se considerar a carga como concentrada a 1/3 do comprimento total do alimentador.

### 2.3 Distribuição de Carga Triangular

Um alimentador com distribuição de carga triangular pode ser representado pela Fig. 3.

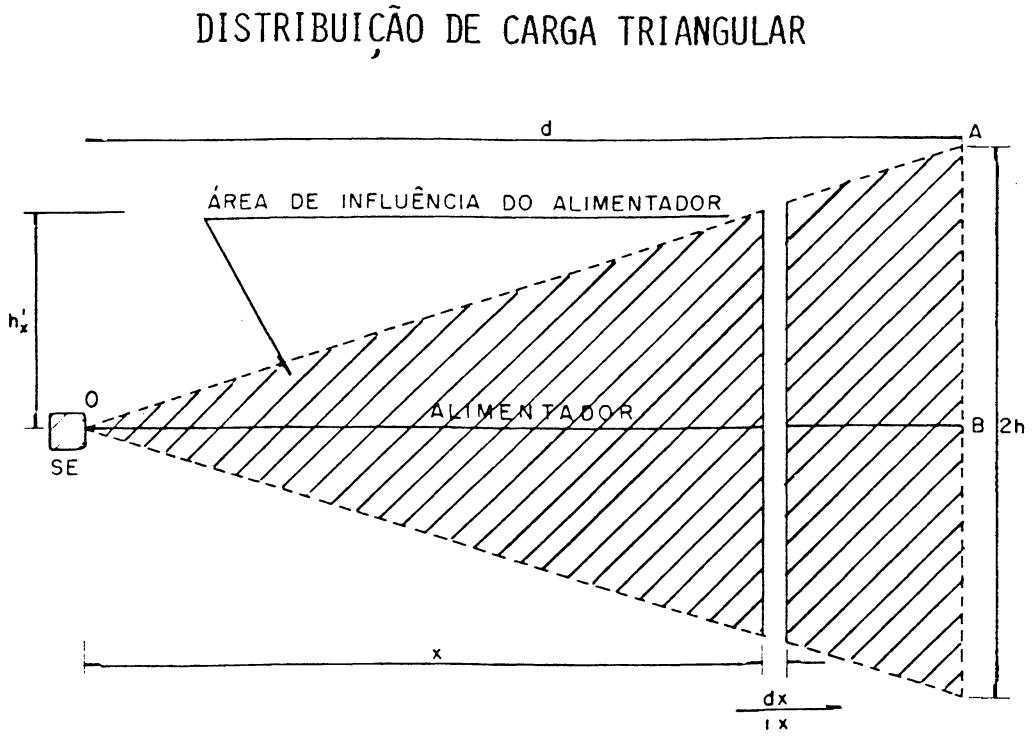



Fig. 3 Anexo IV

Seja calcular as perdas, por fase, no trecho mostrado na figura. O diferencial de perdas no elemento $dx$ será:

$$d(\text{Perdas}) = RI_x^2\, dx, \text{ em } (W), \tag{5}$$

onde

$R$ = resistência por unidade de comprimento;

$I_x$ = corrente no elemento $dx$.

Como a densidade de carga é uniforme, tem-se:

$$I = Ddh \tag{6}$$

e

$$I_x = D(dh - xh_x) \tag{7}$$

onde

$I$ = corrente no início do alimentador;

$D$ = densidade de carga;

mas

$$h = d \operatorname{tg}\theta \tag{8}$$

e

$$h_x = x \operatorname{tg}\theta \tag{9}$$

onde

$\theta$ = ângulo AÔB.

Substituindo (8) em (6) e (9) em (7), tem-se:

$$I = Dd^2 \operatorname{tg}\theta \quad \text{e} \quad I_x = D(d^2 \operatorname{tg}\theta - x^2 \operatorname{tg}\theta).$$

Das duas últimas equações, tem-se:

$$I_x = I\left(1 - \frac{x^2}{d^2}\right). \tag{10}$$

Substituindo (10) em (5), obtém-se:

$$d(\text{Perdas}) = RI^2 \left(1 - \frac{x^2}{d^2}\right)^2 dx \therefore$$

$$\text{Perdas} = \int_0^d RI^2 \left(1 - \frac{x^2}{d^2}\right)^2 dx = \frac{8}{15} RI^2 d \ (W),$$

ou seja, para efeito de perdas, pode-se considerar a carga como concentrada a 8/15 do comprimento total do alimentador.

## 3. FATOR DE PERDAS

No item anterior, foram determinadas as perdas de potência nos alimentadores, de acordo com o tipo de distribuição da carga ao longo do mesmo. Em estudos econômicos, é importante, também, a determinação das perdas de energia associada à perda de potência.

Sabe-se que as cargas ligadas nos sistemas elétricos são variáveis ao longo do tempo, o que resulta na variação da potência perdida.

Define-se, para um sistema ou parte do sistema, o fator de perdas, como sendo a relação entre o valor médio e o máximo da potência dissipada em perdas, num determinado intervalo de tempo, isto é:

$$F_p = \frac{\text{perda média em } \Delta t}{\text{perda máxima em } \Delta t} = \frac{P_m}{P_M};$$

$P_m$ = valor médio da potência ativa perdida no intervalo de tempo $\Delta t$;

$P_M$ = valor máximo da potência ativa dissipada no sistema, durante o intervalo de tempo $\Delta t$.

Multiplicando-se o numerador e o denominador do segundo membro da equação acima por $\Delta t$, tem-se:

$$F_P = \frac{P_m \, \Delta t}{P_M \, \Delta t}$$

$E_P = P_m \, \Delta t$ = energia perdida no sistema durante o intervalo de tempo $\Delta t$.

O valor de $E_P$ pode ser determinado pela expressão:

$$E_p = P_M F_p \Delta t.$$

A determinação do fator de perdas, na maioria dos casos, é difícil, principalmente quando o fator de potência varia constantemente. A maneira simplificada de avaliá-lo é relacionando-o com o fator de carga. Com uma boa aproximação, pode-se obter o fator de perdas através da seguinte equação empírica:

$$F_p = 0{,}3 F_c + 0{,}7 F_c^2$$

onde

$F_c$ = fator de carga.

## 4. CÁLCULOS DAS PERDAS DE POTÊNCIA E ENERGIA EM SISTEMAS TRIFÁSICOS

No Item 2 deste Anexo, foram determinadas as equações das perdas de potência, por fase, nos alimentadores com carga concentrada e distribuição de carga retangular e triangular.

A aplicação destas equações para o cálculo das perdas de potência e energia em sistemas trifásicos será a seguinte:

– Carga concentrada

$$P = 3\,RI^2 d\,10^{-3} \quad \text{(kW)}$$

$$E = 3\,RI^2 d\,10^{-3}\,(F_p \cdot 8\,760) = 26{,}280\,RI^2 d\,F_p \quad \text{(kWh)}$$

– Distribuição de carga retangular

$$P = 3\,10^{-3}\,\left(\frac{RI^2 d}{3}\right) = RI^2 d\,10^{-3} \quad \text{(kW)}$$

$$E = RI^2 d\,10^{-3}\,(F_p\ 8\,760) = 8{,}76\,RI^2 d\,F_p \quad \text{(kWh)}$$

– Distribuição de carga triangular

$$P = 3\,10^{-3}\,\left(\frac{8}{15}\,RI^2 d\right) = \frac{8}{5}\,RI^2 d\,10^{-3} \quad \text{(kW)}$$

$$E = \frac{8}{5}\,RI^2\,d\,10^{-3}\,(F_p\ 8\,760) = 14{,}106\,RI^2\,dF_p \quad \text{(kWh)}$$

onde:

$P$ = perda de potência (kW);

$E$ = perda anual de energia (kWh);

$R$ = resistência do condutor por unidade de comprimento (Ω/km);

$d$ = comprimento do condutor (km);

$I$ = corrente no condutor (A);

$F_p$ = fator de perdas;

8 760 = número de horas do ano.

# Anexo V

# PORTARIA 046/78 DO DNAEE

**PORTARIA 046/78 DO DNAEE**
**de 17 de abril de 1978**

O DIRETOR-GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA, no uso de suas atribuições, tendo em vista a competência legal deste Departamento para resolver sobre as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica; e

CONSIDERANDO ser imprescindível para a conceituação de serviço adequado, bem como para subsidiar o planejamento dos concessionários de serviços públicos de eletricidade, a definição de números máximos no tocante à quantidade e duração de interrupções de fornecimento de energia elétrica;

**RESOLVE:**

Estabelecer, na forma que se segue, as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores.

**DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE POR CONJUNTO**

Art. 1º – Os Concessionários de serviço público de eletricidade devem apurar, quanto ao fornecimento de energia elétrica a seus consumidores, os seguintes índices relativos à continuidade de serviço:

a) "Índice de duração equivalente de interrupção por consumidor" (DEC) – que exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período considerado. Para a apuração do DEC deve ser utilizada a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca(i) \cdot t(i)}{C_s}$$

sendo

$DEC$ – duração (em horas) equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

$i$ – número de interrupções variando de 1 a $n$;

$Ca(i)$ – número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções $(i)$;

$C_s$ – número total de consumidores do conjunto considerado.

b) "Índice de freqüência equivalente de interrupção por consumidor" (FEC) – que exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período considerado. Para a apuração do FEC deve ser utilizada a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ca(i)}{C_s}$$

sendo

$FEC$ – freqüência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

$i$ – número de interrupções variando de 1 a $n$;

$Ca(i)$ – número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções $(i)$;

$C_s$ – número total de consumidores do conjunto considerado.

§1º – Os concessionários, para efeito de apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC), podem utilizar nas fórmulas supra, como alternativa, o critério de correlação entre o número total de consumidores do conjunto considerado e a quantidade total de kVA instalados no mesmo.

§2º – Quando utilizado o critério indicado no parágrafo anterior, os valores de correlação devem ser informados ao DNAEE, sempre que solicitados.

§3º – Para os efeitos desta Portaria, considera-se conjunto de consumidores qualquer reunião dos mesmos definida pelo concessionário para a apuração dos índices de continuidade, observado o disposto no artigo 2º.

Art. 2º – A apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC), deve abranger toda a zona atendida pelo concessionário, respeitadas as seguintes determinações:

I – apuração em separado para conjuntos de consumidores, a critério do concessionário, ressalvado, entretanto, que:

a) para uma mesma área urbana contínua, dividida em mais de um conjunto, devem ser observados em cada conjunto os índices estabelecidos para o número total de consumidores da área;

b) não podem ser reunidos em um mesmo conjunto consumidores situados em áreas urbanas não contíguas.

II – Com relação a cada conjunto, apuração em separado dos valores relativos a:

a) consumidores atendidos por sistema subterrâneo de distribuição, com secundário reticulado;

b) consumidores atendidos por sistema subterrâneo de distribuição, com secundário radial;

c) consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV;

d) consumidores atendidos por sistemas aéreos em tensão inferior a 69 kV.

Art. 3º – Na apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC) devem ser consideradas todas as interrupções, ocorridas em qualquer das partes do sistema elétrico e independentemente de sua natureza, programadas, acidentais, manobras etc. – admitidas apenas as seguintes exceções:

I – interrupção com duração inferior a 3 (três) minutos;

II – interrupção de consumidor isolado, causada por falha em suas instalações, desde que não afete outros consumidores;

III – interrupção decorrente de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a lei.

Art. 4º – Os índices de continuidade (DEC e FEC) devem ser apurados:

I – trimestralmente, nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro, com relação aos trimestres vencidos em dezembro, março, junho e setembro, respectivamente;

II – anualmente, até o mês de março, com relação ao ano anterior.

§1º – Para as apurações anuais o número de consumidores a ser considerado deve ser igual à média aritmética dos números de consumidores existentes ao final de cada mês.

§2º – Os índices apurados, assim como os dados utilizados para sua apuração, devem ser mantidos por 12 (doze) meses em registros organizados pelos concessionários.

Art. 5º – Os valores máximos anuais dos índices de continuidade (DEC e FEC), a serem observados pelos concessionários com relação aos consumidores componentes de cada conjunto, são os seguintes:

I – para os consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV, DEC = 15 (quinze) e FEC = 25 (vinte e cinco);

II – para os consumidores atendidos em tensão de transmissão, subtransmissão, inferior a 69 kV, primária ou secundária de distribuição: os constantes do Quadro anexo à presente Portaria.

Art. 6º – Os concessionários devem observar, relativamente aos consumidores componentes de cada conjunto, como valores máximos trimestrais dos índices de continuidade (DEC e FEC), os equivalentes a 40% (quarenta por cento) dos referidos no artigo anterior.

## DOS VALORES DE CONTINUIDADE POR CONSUMIDOR

Art. 7º – As interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada consumidor, individualmente considerado, não podem superar, no período de 12 (doze) meses, qualquer dos seguintes valores:

I – para consumidor atendido por sistema subterrâneo: 30 (trinta) horas ou 35 (trinta e cinco) interrupções.

II – para consumidor atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV: 30 (trinta) horas ou 40 (quarenta) interrupções.

III – para consumidor atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão inferior a 69 kV ou em tensão primária de distribuição, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural: 80 (oitenta) horas ou 70 (setenta) interrupções.

IV – para consumidor atendido em tensão secundária de distribuição e pertencente a conjunto com mais de 1 000 (mil) consumidores, cuja unidade de consumo não se situe na zona rural: 100 (cem) horas ou 80 (oitenta) interrupções.

V – Para consumidor localizado em zona rural atendido por sistema aéreo de distribuição, ou pertencente a qualquer conjunto com menos de 1 000 (mil) consumidores: 150 (cento e cinqüenta) horas ou 120 (cento e vinte) interrupções.

PARÁGRAFO ÚNICO – A critério do concessionário, em caso de celebração de contratos de fornecimento, podem ser assegurados valores diferentes dos estabelecidos neste artigo, de forma a proporcionar uma melhor qualidade de serviço para consumidores específicos.

Art. 8º – As interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada consumidor, individualmente considerado, não podem superar, no período de 3 (três) meses, 40% (quarenta por cento) dos valores referidos no artigo anterior.

Art. 9º – Os valores de que tratam os artigos 7º e 8º referem-se, respectivamente, aos 12 (doze) e 3 (três) meses anteriores a sua apuração.

Art. 10º – O concessionário deve apurar os valores das interrupções, para compará-los com os referidos nos artigos 7º e 8º, sempre que solicitado:

I – pelo DNAEE, quanto ao consumidor e períodos requeridos, informando-o do resultado da apuração no prazo por ele fixado para o caso;

II – pelo consumidor, quanto ao período requerido, informando-o, até 30 (trinta) dias após o recebimento da solicitação, do resultado da apuração.

PARÁGRAFO ÚNICO – A solicitação de que trata o inciso II supra deve ser fundamentada, com indicação do número e/ou duração aproximados, das interrupções nos últimos 3 (três) meses.

Art. 11º – Para a apuração dos valores das interrupções a consumidor, individualmente considerado, deve ser observado o seguinte:

I – determinação com base nos dados constantes nos registros a que alude o §2º do artigo 4º;

II – aplicação do disposto no artigo 3º e seus incisos;

III – não consideração de interrupção programada, desde que comprovadamente comunicada sua ocorrência, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência, no mínimo, aos consumidores afetados.

Art. 12 – O concessionário deve organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de apuração de interrupções formuladas por consumidores, os seguintes dados:

I – data da solicitação;

II – ocorrências que determinarem a solicitação;

III – resultado da apuração efetuada pelo concessionário;

IV – data da informação do apurado ao consumidor;

V – providências tomadas para normalização do fornecimento, se for o caso;

VI – data da conclusão das providências de que trata o inciso anterior, se for o caso.

PARÁGRAFO ÚNICO – Os dados a que se refere este artigo devem ser mantidos nos registros por 12 (doze) meses a contar da data a que alude o inciso IV supra, ou , se for o caso, da data a que alude o inciso VI supra.

## DA NORMALIZAÇÃO DO FORNECIMENTO

Art. 13 – Quando forem apurados valores superiores aos limites de que tratam os artigos 5º a 8º, o concessionário deve adotar as providências que se fizerem necessárias à normalização do fornecimento.

PARÁGRAFO ÚNICO – As providências supra referidas devem ser concluídas no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados da data da apuração dos valores anormais, salvo autorização específica do DNAEE para adoção do prazo superior, em razão de justificativa apresentada pelo concessionário.

Art. 14 – Eventuais pendências entre concessionário e consumidor, quanto à determinação de responsabilidade por interrupção de fornecimento, devem ser submetidas à apreciação da Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade do DNAEE.

## DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 15 – As disposições da presente Portaria não se aplicam:

I – a áreas com menos de 5 000 (cinco mil) consumidores supridas por sistemas isolados;

II – a vendas de energia em grosso para fins de revenda.

Art. 16 – No que respeita ao início da exigibilidade do disposto nesta Portaria, são estabelecidos os seguintes prazos:

I – até 1º de outubro de 1979 os concessionários devem iniciar a apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC);

II – a partir de 1º de outubro de 1980 os concessionários deverão:

a) fornecer ao DNAEE, sempre que solicitado, dados relativos aos índices de continuidade (DEC e FEC);

b) assegurar a observância do disposto nos artigos 7º e 8º.

PARÁGRAFO ÚNICO – Os prazos acima estabelecidos podem ser prorrogados por até 2 (dois) anos, a critério do concessionário, quanto aos índices e valores de continuidade relativos a consumidores localizados em áreas rurais.

Art. 17 – Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ CARLOS MENEZES
Diretor Geral

QUADRO ANEXO À PORTARIA Nº 046 DE 17 DE ABRIL DE 1978 DO DIRETOR GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA-DNAEE

| *Conjunto de consumidores* | *DEC* *(Horas)* | *FEC* *(Número)* |
|---|---|---|
| Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado | 15 | 20 |
| Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial | 20 | 25 |
| Atendido por sistema aéreo, com mais de 50 000 consumidores | 30 | 45 |
| Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15 000 e 50 000 | 40 | 50 |
| Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5 000 e 15 000 | 50 | 60 |
| Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 1 000 e 5 000 | 70 | 70 |
| Atendido por sistema aéreo, com menos de 1 000 consumidores | 120 | 90 |

Valores Máximos Anuais de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC), Freqüência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) – Consumidor atendido em Tensão de Transmissão, Subtransmissão, inferior a 69 kV, Primária ou Secundária de Distribuição.

# Anexo VI

# PORTARIA 047/78 DO DNAEE

**PORTARIA 047/78 DO DNAEE**
**de 17 de abril de 1978**

O DIRETOR GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA, no uso de suas atribuições, tendo em vista a competência legal deste Departamento para resolver sobre as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica, e

CONSIDERANDO ser imprescindível para a conceituação do serviço adequado o estabelecimento dos níveis de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões, em geral, a serem observados pelos concessionários de serviços públicos de eletricidade;

**RESOLVE:**

Art. 1º – O concessionário de serviço público de energia elétrica deve observar, quanto às tensões de fornecimento a seus consumidores, os seguintes critérios:

I – quando o atendimento for feito em tensão de transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição:

a) a tensão de fornecimento do ponto de entrega de energia pode ser fixada entre + 5% (mais cinco por cento) e – 5% (menos cinco por cento) com relação à tensão nominal do sistema.

b) os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia são os seguintes:

1 – até 30 de junho de 1980: + 5% (mais cinco por cento) e – 10% (menos dez por cento), entendido este último como limite precário;

2 – após o 1º de julho de 1980: + 5% (mais cinco por cento) e – 7,5% (menos sete e meio por cento), entendidos estes como limites adequados.

II – quando o atendimento for feito em tensão secundária de distribuição, os limites de variação da tensão de fornecimento no ponto de entrega de energia são os seguintes:

a) até 30 de junho de 1980: os constantes do Quadro I (limites precários) anexo a esta Portaria;

b) após o 1º de julho de 1980: os constantes do Quadro II (limites adequados) anexo a esta Portaria.

§1º – Os limites de variação de que trata a alínea "b" do inciso I, supra, referem-se à tensão fixada nos termos da alínea "a" do mesmo inciso, ou, na falta desta, com relação à tensão nominal do sistema.

§2º – Os limites de variação de que trata o inciso II supra referem-se à tensão nominal do sistema.

§3º – Caso, em atendimento em tensão secundária de distribuição, seja utilizada tensão nominal diferente das relacionadas nos Quadros anexos a esta Portaria, o concessionário deve solicitar ao DNAEE que fixe para essa tensão, limites de variação específicos.

§4º – Após 1º de julho de 1980 os limites precários (inciso I alínea "b", item I e inciso II, alínea "a" supra) só prevalecerão:

a) para os efeitos dos dispostos no §2º do art. 3º;

b) em caso de manobra para transferência de carga, ou defeito em equipamento, com duração inferior a 5 (cinco) dias.

Art. 2º – O concessionário deve verificar a tensão de fornecimento, por processo direto ou indireto:

I – sempre que solicitado pelo DNAEE, no ponto do sistema, pelo período e no prazo requeridos;

II – sempre que solicitado por escrito pelo consumidor, no correspondente ponto de entrega de energia, informando-o até 30 (trinta) dias após o recebimento da solicitação, do resultado apurado;

III – a seu critério, periodicamente.

§1º – O DNAEE, ou o consumidor, quando de sua solicitação, pode optar pelo emprego apenas de processo direto de verificação.

§2º – Por processo direto de verificação de tensão entende-se aquele em que se utilize aparelho indicador ou registrador. O concessionário deve dispor dos aparelhos necessários à verificação direta da tensão.

§3º – Por processo indireto de verificação de tensão entende-se qualquer dos seguintes:

a) estudos analíticos de redes, utilizando ou não computador digital;

b) controle de redes pela aplicação de sistema computacional baseado em modelo estatístico-matemático;

c) cálculo da tensão em função da carga, pelos métodos usuais de determinação de quedas de tensão em sistemas elétricos;

d) outros processos adotados pelo concessionário e considerados adequados pelo DNAEE.

Art. 3º – Quando, em procedimento de verificação de tensão, forem constatados valores fora dos limites de variação a que se refere o artigo 1º, o concessionário deve adotar as providências que se fizerem necessárias para a correção da tensão, ressalvado o disposto no parágrafo 3º deste artigo.

§1º – Concluídas as providências, deve ser efetuada nova verificação de tensão, cujo resultado será comunicado:

a) ao DNAEE, quando as verificações forem decorrentes de solicitação sua, no prazo por ele fixado para o caso;

b) ao consumidor, quando as verificações forem decorrentes de solicitação sua, no prazo de 90 (noventa) dias contados da data em que for prestada a informação a que alude o inciso II do artigo 2º, salvo autorização específica do DNAEE para adoção de prazo superior, em razão de justificativa apresentada pelo concessionário.

§2º – O prazo de que trata a alínea "b" do parágrafo anterior será dilatado para 360 (trezentos e sessenta) dias, independentemente de autorização do DNAEE, quando em verificação inicial, realizada após 1º de julho de 1980, forem registradas tensões fora dos limites adequados, porém dentro dos limites precários.

§3º – Caso, para a correção da tensão, seja necessário aumentar a geração térmica dependente de combustíveis derivados de petróleo, o concessionário deve submeter o assunto à apreciação do DNAEE, para que este resolva sobre o aumento e, se for o caso, fixe prazo específico para sua efetivação.

Art. 4º – Quando, em procedimento de verificação de tensão por solicitação do consumidor, forem constatados valores dentro dos limites adequados a que se refere o artigo 1º, o concessionário pode cobrar do solicitante o custo de serviço, de acordo com o que for indicado pelo DNAEE.

Art. 5º – O concessionário deve organizar registros que indiquem, quanto às solicitações de verificação de tensão formuladas por consumidores, os seguintes dados:

I – data da solicitação;

II – ocorrências que determinaram a solicitação;

III – resultado da verificação efetuada pelo concessionário;

IV – data da informação do resultado ao consumidor;

V – providências tomadas para correção da tensão, se for o caso;

VI – resultado da verificação efetuada após as providências de que trata o inciso anterior, se for o caso;

VII–data da informação ao consumidor do resultado da verificação de que trata o inciso anterior, se for o caso;

PARÁGRAFO ÚNICO – Os dados a que se refere este artigo devem ser mantidos nos registros por 12 (doze) meses a contar da data a que alude o inciso IV supra, ou, se for o caso, da data a que alude o inciso VII supra.

Art. 6º – As disposições da presente Portaria não se aplicam em casos de:

I – variações momentâneas de tensão ocasionadas por defeitos, manobras, alterações bruscas de carga ou perturbações similares;

II – vendas de energia em grosso para fins de revenda.

Art. 7º – Os casos omissos e eventuais dúvidas relativas à execução do disposto nesta Portaria devem ser submetidos à apreciação da Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade do DNAEE.

Art. 8º – Esta Portaria entrará em vigor 180 (cento e oitenta) dias após a data de sua publicação.

LUIZ CARLOS MENEZES
Diretor Geral

QUADRO I – Anexo à Portaria 047 de 17 de abril de 1978 do Diretor Geral do DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – Limites Precários de Variação de Tensão – Consumidores atendidos em Tensões Secundária de Distribuição.

| *Tensão nominal (Volts)* | | *Limites de variação* | |
|---|---|---|---|
| | | *Mínimo (Volts)* | *Máximo (Volts)* |
| | Trifásico | | |
| 4 | 220/127 | 189/109 | 233/135 |
| fios | 380/220 | 327/189 | 403/233 |
| 2 | Monofásico | | |
| ou | 230/115 | 206/103 | 254/127 |
| 3 | 240/120 | 206/103 | 254/127 |
| | 254/127 | /109 | /135 |
| fios | 440/220 | 378/189 | 466/233 |

QUADRO II – Anexo à Portaria 047 de 17 de abril de 1978 do Diretor Geral do DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – Limites Adequados de Variação de Tensão – Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição.

| *Tensão nominal (Volts)* | | *Limites de variação* | |
|---|---|---|---|
| | | *Mínimo (Volts)* | *Máximo (Volts)* |
| 4 fios | Trifásico<br>220/127<br>380/220 | <br>201/116/(190/110*)<br>348/201 | <br>229/132<br>396/229 |
| 2 ou 3 fios | Monofásico<br>230/115<br>254/127<br>440/220<br>240/120<br>230/115 | <br>212/106<br>/110<br>402/201<br>216/108<br>216/108 | <br>242/121<br>/132<br>458/229<br>250/125<br>250/125 |

* EXCLUSIVAMENTE NOS PONTOS DA REDE SECUNDÁRIA EM QUE AS LIGAÇÕES FOREM ENTRE FASE E NEUTRO.

Impressão e Acabamento

Círculo do Livro S.A.
Av. Ermano Marchetti, 283 - Lapa
Caixa Postal 7413
Fones: 62-4034 - 864-8366
São Paulo - Brasil

Filmes fornecidos pelo editor