

DA.05.05.1988

NELSON KAGAN
Engenheiro Eletricista, Escola Politécnica da USP, 1982

PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA
- UMA MODELAGEM POR PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ..

Dissertação apresentada à
Escola Politécnica da USP
para obtenção do título
de Mestre em Engenharia
Elétrica,

Orientador: ERNESTO JOÃO ROBBA
Professor Titular do Depto de
Engenharia Elétrica da EPUSP

CONSULTA
FD-800

São Paulo, 1988

Aos meus pais

A G R A D E C I M E N T O S

- Ao Professor Ernesto João Robba, meu orientador, mestre e amigo;
- À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, por proporcionar a realização deste trabalho;
- Ao CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pelo apoio financeiro durante o programa de mestrado;
- À Suely Pfeferman, pelo trabalho de revisão;
- À Stela Regina Rosa, pelo trabalho de datilografia;
- A Marcelo Alba de Albuquerque, pela elaboração dos desenhos.

R E S U M O

Neste trabalho, apresenta-se um método para o Planejamento de Redes de Distribuição Secundária. O modelo básico desenvolvido baseia-se em técnica de programação dinâmica a fim de selecionar a política de evolução de trocas de transformadores de distribuição e rede secundária, com mínimo custo operacional dentro de limites de qualidade de serviço, para o atendimento de carga crescente no tempo em uma área de estudo restrita.

Inicialmente, apresenta-se a filosofia básica do método, incluindo-se os dados necessários, critérios de planejamento e metodologia para o cálculo elétrico de redes secundárias.

Em seqüência, são apresentados três modelos para a solução do problema; tais modelos são diferenciados pela eliminação progressiva de hipóteses simplificativas. Nos dois primeiros modelos, a carga e seu crescimento são supostos uniformemente distribuídos ao longo dos trechos da rede secundária. No terceiro modelo, a distribuição da carga dos pontos presentes na rede secundária, durante o período de estudo, é estabelecida por procedimento randômico, com o único vínculo de serem mantidos os mercados globais de demanda e número de consumidores na área em estudo.

Posteriormente, estabelece-se um exemplo de aplicação que permite proceder à comparação entre os três modelos desenvolvidos.

Finalizando o trabalho, são estabelecidas as conclusões, possibilidades de aplicação do método em diversos estudos do sistema de Distribuição Secundária e são tecidos comentários sobre tópicos para ulterior desenvolvimento.

A B S T R A C T

This work focuses on a method for the Planning of Secondary Distribution Systems. The basic model deals with dynamic programming in order to get an optimized design - Distribution Transformer and Secondaries - which presents the lowest operation cost within service quality limits in order to supply growing load on a restricted area.

Initially the basic concepts of the method are presented, including the establishment of the data base, planning criteria and methodology in order to get operating conditions at secondary networks.

Concerning this method, three computational models were established. These models differ from each other as far as some of the simplified hypothesis are eliminated. The first two models consider a uniform distribution of loads along the secondary system. The third model establishes a randomic distribution of loads on the restricted studying area.

Following an application example, comparison is proceeded among the developed models.

Eventually the conclusions, some possible applications of the method on Distribution system studies and research topics for further developments are settled.

I N D I C E

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 - Estado da Arte01
1.2 - Objetivo e Organização do Trabalho05

CAPÍTULO 2 - ELEMENTOS PARA O MÉTODO

2.1 - Considerações Gerais07
2.2 - Filosofia do Método.08
2.3 - Critérios Técnicos e Econômicos.13
2.3.1 - Considerações Gerais13
2.3.2 - Critérios Técnicos14
2.3.3 - Critérios Econômicos15
2.4 - Dados Necessários ao Modelo.16
2.4.1 - Considerações Gerais16
2.4.2 - Dados Relativos à Carga.16
2.4.3 - Dados Econômicos19
2.4.4 - Dados Elétricos.26
2.5 - Cálculos Elétricos27
2.5.1 - Considerações Gerais27
2.5.2 - Cálculos Elétricos de Redes Secundárias.28
2.5.3 - Coeficientes para Cálculos Elétricos35
2.5.4 - Programa para Cálculo Elétrico de Redes Secundárias38

CAPÍTULO 3 - DESCRIÇÃO DOS MODELOS

3.1 - Considerações Gerais40
3.2 - Custos Operacionais:40
3.2.1 - Considerações Preliminares40
3.2.2 - Custos de Transformadores.41
3.2.3 - Custos de Redes.43
3.2.4 - Composição dos Custos Operacionais para uma Alternativa de Evolução de Rede.46
3.3 - Metodologia - MODELO I47
3.3.1 - Considerações Iniciais47
3.3.2 - Síntese do Método.48
3.3.3 - Fixação dos Anos-Limite de Redes53
3.3.4 - Política Ótima de Transformadores.55
3.3.5 - Política Ótima de Redes.65
3.3.6 - Considerações Complementares70
3.4 - Metodologia - MODELO II.72
3.4.1 - Considerações Iniciais72
3.4.2 - Síntese do Método.73
3.4.3 - Seleção de Tipos de Redes.76
3.4.4 - Fixação dos Anos-Limite.77
3.4.5 - Política Ótima de Evolução de Redes e Transformadores.79
3.4.6 - Considerações Complementares86
3.5 - Metodologia - MODELO III88
3.5.1 - Considerações Iniciais88
3.5.2 - Preparação Complementar para o Método.90
3.5.3 - Síntese do Método.96
3.5.4 - Fixação do Mercado Aleatório100

3.5.5 - Fixação dos Anos-Limite e Cálculo de Perdas.105
3.5.6 - Considerações Complementares111

CAPÍTULO 4 - RESULTADOS DE APLICAÇÃO DO MÉTODO

4.1 - Considerações Gerais112
4.2 - Dados do Exemplo de Aplicação.114
4.2.1 - Considerações Iniciais114
4.2.2 - Dados de Condutores.115
4.2.3 - Dados de Transformadores116
4.2.4 - Dados de Custos de Redes116
4.2.5 - Dados Relativos à Carga.121
4.2.6 - Dados Complementares121
4.3 - Coeficientes Elétricos de Redes.122
4.4. - Resultados - MODELO I126
4.4.1 - Considerações Gerais126
4.4.2 - Relatórios de Saída - MODELO I127
4.4.3 - Políticas Ótimas de Redes.133
4.4.4 - Custos Operacionais das Alternativas Ótimas. .	.134
4.5 - Resultados - MODELO II135
4.5.1 - Considerações Gerais135
4.5.2 - Relatórios de Saída - MODELO II.136
4.5.3 - Políticas Ótimas de Redes.142
4.5.4 - Custos Operacionais das Alternativas Ótimas. .	.143
4.6 - Resultados - MODELO III.147
4.6.1 - Considerações Preliminares147
4.6.2 - Relatórios de Saída - MODELO III152
4.6.3 - Políticas Ótimas de Redes.157
4.6.4 - Custos Operacionais de Redes159

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES

5.1 - Considerações Finais sobre o Método.161
5.2 - Aplicações do Método162
5.3 - Tópicos para Ulterior Desenvolvimento.163

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 - ESTADO DA ARTE

O aparecimento dos computadores digitais possibilitou, por volta de 1960, a elaboração de modelos para a otimização do Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

Os trabalhos citados nas referências [1], [2], [3] e [4] foram desenvolvidos visando-se a otimização do projeto de redes secundárias durante um período de estudo pré-definido, tendo por objetivo a minimização dos custos de instalação e perdas em redes e transformadores de distribuição, com atendimento aos critérios técnico-econômicos de planejamento. As limitações básicas encontradas nesses modelos correspondem às mencionadas a seguir:

- Consideração de configurações de redes secundárias lineares (cada poste ligando-se com não mais que dois postes adjacentes);
- Processos de busca exaustiva para a seleção da alternativa de melhor desempenho técnico-econômico, levando a tempos de processamento em computador extremamente elevados;
- Os modelos [2] e [3] não permitem o seccionamento nas redes secundárias, que constitui uma operação, na prática, de baixo custo e grande eficiência sob o aspecto técnico, como será possível avaliar-se neste trabalho;
- Os modelos [1], [2] e [4] não permitem operações de recondução da rede secundária;
- As cargas da rede secundária são consideradas uniformemente

distribuídas e equilibradas nos postes, com crescimento idêntico em todos os pontos da rede.

Em 1966, Wakamatsu [5] desenvolveu um modelo para a avaliação da melhor configuração para o atendimento de consumidores instalados em um número determinado de postes adjacentes. A utilização do modelo fornece como solução:

- Os conjuntos de postes adjacentes e interligados, formando os circuitos secundários com suprimento através de um único transformador de distribuição;
- A política de evolução dos transformadores de distribuição e condutores da rede secundária, visando-se a minimização dos custos de instalação, remoção e perdas nos transformadores e na rede secundária, com atendimento aos critérios de planejamento.

O modelo desenvolvido por Wakamatsu utiliza técnicas de programação dinâmica, em que o objetivo básico consiste em avaliar-se a melhor alternativa do ponto de vista técnico-econômico sem, no entanto, ser necessária a determinação dos custos de cada alternativa. A única desvantagem de tal procedimento, em relação aos processos de busca exaustiva, reside no fato de que não são geradas as alternativas sub-ótimas. Por outro lado, é óbvio que o desempenho computacional, em termos de tempos de processamento em computador, é por demais melhorado. Quanto ao tratamento de cargas, o modelo proposto neste trabalho permite a consideração de postes com cargas não necessariamente distribuídas uniformemente. No entanto, limitações encontradas nos modelos já mencionados, tais como necessidade de configurações de redes lineares e não possibilidade de operações de seccionamentos de redes secundárias, ainda persistem neste mode-

lo; a inclusão de tais considerações, se não impossível, é sobremodo difícil ser implantada no modelo.

Em 1979, a CEMIG - Centrais Elétricas de Minas Gerais - concluiu o desenvolvimento de um programa computacional, referência [6], possibilitando a otimização do dimensionamento de redes de distribuição aéreas secundárias. O modelo desenvolvido trouxe como inovação, em relação aos modelos anteriores, a introdução do conceito de área elementar, composta por um conjunto de quadras de dimensões físicas bem definidas, em que se estabelece um conjunto de configurações possíveis e sua evolução, visando-se o atendimento da carga em período de estudo determinado. Desta forma, possibilitou-se a consideração de:

- Configurações de redes não necessariamente lineares, possibilitando o tratamento de redes secundárias rádias ou eventualmente em malha, com suprimento por transformador de distribuição único por circuito;
- Custos de instalação de redes primárias na área elementar, variável com o número de circuitos secundários estabelecidos na área elementar;
- Procedimentos de seccionamento, recondutoramento e troca de transformadores na área elementar.

No entanto, para avaliação da política ótima de evolução de transformadores, tipos de configuração de redes e condutores para o suprimento da área elementar, o modelo da CEMIG lança mão de busca exaustiva, avaliando a alternativa ótima e quatro alternativas sub-ótimas. Além disso, o modelo descarta das alternativas pesquisadas uma série de possibilidades de evolução de redes e transformadores de distribuição.

No presente trabalho, apresenta-se um modelo para o Planejamento de Redes Secundárias, em que se utilizou a idéia básica do modelo da CEMIG, porém com a diferenciação básica de se utilizar programação dinâmica para a seleção da alternativa com mínimo custo operacional. Desta forma, a partir da definição de uma área elementar qualquer, com estabelecimento prévio de:

- Configurações de rede secundária possíveis para o suprimento da área elementar;
- Série padronizada de potências nominais dos transformadores de distribuição;
- Série padronizada de bitolas de condutores;

o modelo avalia a política ótima de evolução de transformadores, configurações de redes e bitolas de condutores durante o período de estudo, tendo por objetivo alcançar o mínimo custo operacional da rede, sem desrespeito aos critérios de planejamento. Por custo operacional, entende-se a composição dos custos de:

- Perdas em transformadores e rede secundária;
- Instalação (mão-de-obra e material) de redes primária e secundária;
- Seccionamentos, conexões e recondutoramento de condutores;
- Amortização de transformadores;
- Instalação e substituição de transformadores na área elementar;
- Interrupções por manutenção preventiva, referentes à mudança de configuração, transformador ou bitola de condutores;
- Interrupções por manutenção corretiva nos transformadores de distribuição ou na rede secundária.

1.2 - OBJETIVO E ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho tem por objetivo apresentar um novo método para o Planejamento de Redes de Distribuição Secundária.

No Capítulo 2, apresenta-se a filosofia básica e principais premissas referentes ao modelo proposto, bem como são definidos todos os tópicos a serem analisados previamente à utilização do modelo propriamente dito. Assim, são definidos os critérios técnicos e econômicos, são apresentados os dados necessários aos modelos e é estabelecida a metodologia para cálculo elétrico da rede secundária, automatizada a partir da elaboração de um programa computacional auxiliar.

No Capítulo 3, são apresentados os modelos desenvolvidos para o Planejamento de Redes Secundárias.

Inicialmente, apresenta-se um primeiro enfoque designado por MODELO I. Neste modelo, a definição das políticas de transformadores de distribuição por tipo de rede secundária (configuração e condutor) é estabelecida num primeiro passo; assim sendo, fica definido o custo de transformadores por tipo de rede e, só então, é selecionada a evolução de rede secundária que atende à carga com mínimo custo operacional.

Posteriormente, apresenta-se um modelo, designado por MODELO II, em que a seleção da alternativa de evolução de transformadores, tipo de configuração e condutor utilizados na rede secundária é avaliada num único procedimento de programação dinâmica. Tem-se assim a vantagem, em relação ao MODELO I, de serem pesquisadas todas as alternativas possíveis de redes e transformadores, alcançando-se a solução ótima global do problema.

Os MODELOS I e II pressupõem a carga uniformemente distribuída na rede secundária, com crescimento da carga, ao longo do período de estudo, também uniforme em todos os pontos da rede. Com o intuito de verificar a influência de tais premissas no estudo de planejamento, foi desenvolvido um terceiro modelo, designado por MODELO III. Neste modelo, considerou-se a carga distribuída por poste, com distribuição dos consumidores na área elementar, do ano inicial ao horizonte de estudo, estabelecida aleatoriamente, como único vínculo que mantém inalterados o crescimento da demanda e número de consumidores globais na área elementar. Através deste modelo, não são determinadas redes ótimas determinísticas, mas sim, soluções que, com maior probabilidade, se aproximem daquela para atender ao mercado por postes estabelecidos aleatoriamente.

No Capítulo 4, são apresentados casos avaliados utilizando-se os MODELOS I, II e III, e estabelece-se uma comparação entre as soluções obtidas por tais modelos.

No Capítulo 5, são estabelecidas as conclusões do trabalho e são mencionadas algumas das potencialidades do modelo desenvolvido para aplicação em problemas relacionados ao Planejamento de Redes de Distribuição Secundária. São tecidos comentários referentes a tópicos para ulterior desenvolvimento, face às aplicações e abertura de idéias geradas durante o desenvolvimento deste trabalho.

CAPÍTULO 2 - ELEMENTOS PARA O MÉTODO

2.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

O presente capítulo tem por objetivo apresentar os elementos necessários à descrição do método de planejamento de rede secundária a ser exposto neste trabalho.

Inicialmente, apresenta-se a filosofia básica do modelo, item no qual é definido o problema e são estabelecidas as hipóteses adotadas que proporcionam a determinação de uma solução válida a nível de planejamento.

Em seqüência, são definidos os critérios técnicos para avaliação do desempenho elétrico da rede, de modo a possibilitar o estabelecimento das possíveis alternativas de evolução de redes, do ano inicial ao horizonte do estudo. Tendo-se em vista a comparação econômica das alternativas assim geradas, são definidos os critérios econômicos a serem utilizados no modelo.

Posteriormente, são apresentados os dados necessários ao método, que podem ser classificados em dados econômicos, dados elétricos e dados relativos à carga.

Ainda neste capítulo, apresenta-se a metodologia para o cálculo elétrico das redes secundárias de modo a possibilitar:

- O acompanhamento do desempenho elétrico de cada rede durante o período de estudo, face aos critérios técnicos pré-estabelecidos;
- A avaliação das perdas elétricas na rede secundária e correspondente parcela no custo operacional da rede.

2.2 - FILOSOFIA DO MÉTODO

A definição do modelo parte do estabelecimento de uma área elementar, na qual será obtida a melhor política de evolução de redes em período pré-determinado.

A área elementar, estabelecida a priori, é composta por um conjunto de quadras com dimensões conhecidas e ruas, em que serão instaladas as redes secundárias. Na figura 2.1, apresenta-se uma área elementar, com as seguintes características:

- 6 quadras de 100 x 100 m;
- 1200 m de rede secundária;
- Dimensões de 200 m x 300 m, área total de 60000 m².

Uma vez especificada a área elementar, devem ser estabelecidas as possíveis configurações de rede secundária para o suprimento desta. Na figura 2.2, são apresentadas três possíveis configurações de rede para o atendimento da área elementar da figura 2.1, onde explicita-se também a rede primária para o suprimento dos transformadores de distribuição. Observa-se que a configuração tipo 3 contém um total de 12 circuitos secundários (12 transformadores); imagina-se que os circuitos, alcançando os limites da área elementar, seriam complementados em áreas elementares adjacentes; por extrapolação, pode-se complementar o circuito na própria área elementar, conforme indicado na figura 2.2.c.

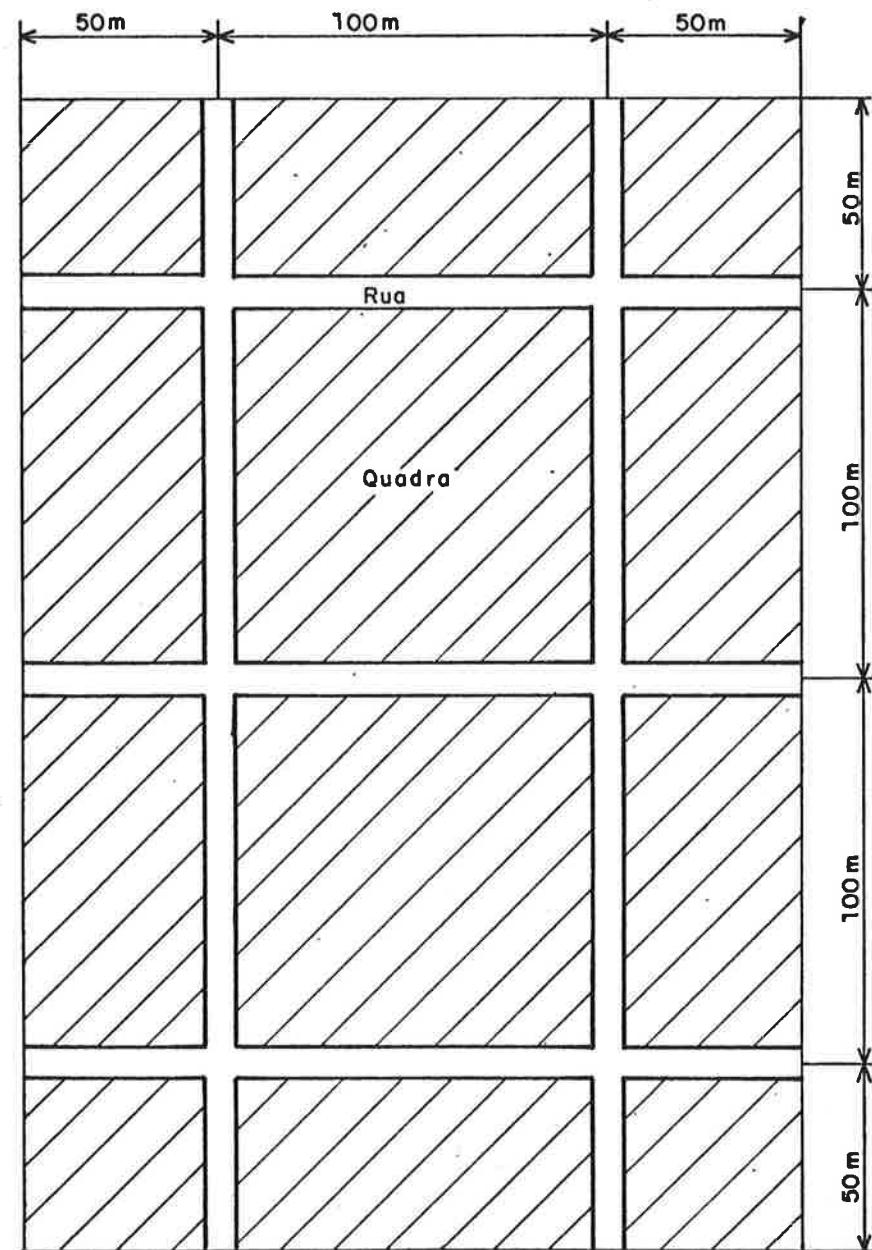
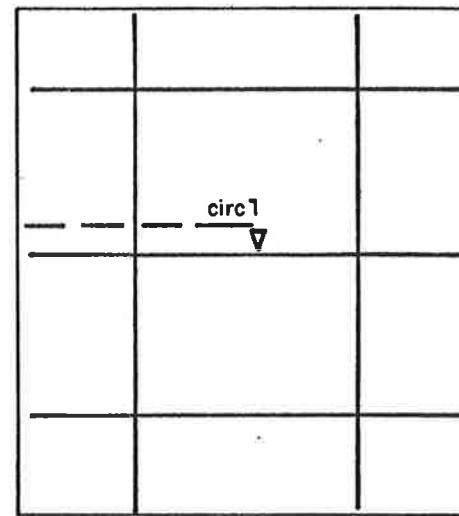


Figura 2.1 - Área elementar

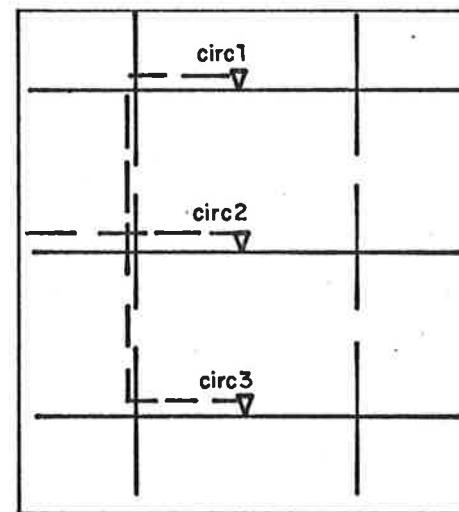


a.) tipo 1

1 circuito

1 trafo

1200 m/circuito

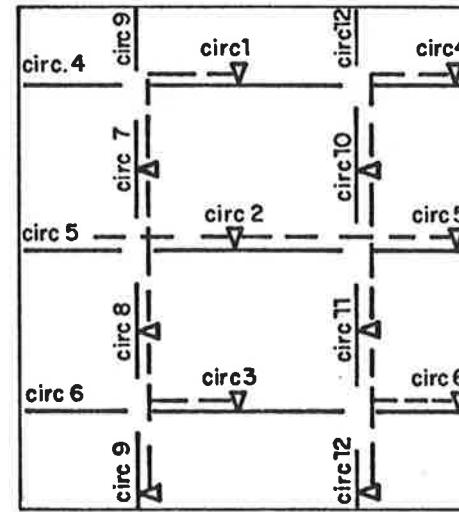


b.) tipo 2

3 circuitos

3 trafos

400 m/circuito



c.) tipo 3

12 circuitos

12 trafos

100 m/circuito

— rede secundária
 - - - rede primária

Figura 2.2 – Configurações de rede secundária na área elementar

A evolução das configurações de redes secundárias deve também ser definida; no modelo, para facilidade, assume-se que uma configuração de número identificativo de tipo menor pode sempre evoluir para configurações com número identificativo de tipo maior. No entanto, se uma configuração de rede de número menor não puder evoluir para outra de número maior, por razões de ordem prática, tal restrição será englobada nos dados de custos referentes à mudança de configuração de redes. Assim sendo, o diagrama da figura 2.3 ilustra as possíveis evoluções de tipo de configuração de rede que serão avaliadas automaticamente pelo modelo. As operações necessárias para a evolução na configuração do tipo de rede são basicamente seccionamentos e/ou conexões da rede secundária, instalação de transformadores e ampliação da rede primária.

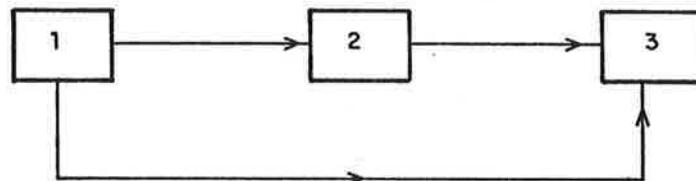


Figura 2.3 - Possíveis alternativas de evolução de configurações

Além da definição dos possíveis tipos de configuração de rede para atendimento da área elementar, devem ser fixadas, a priori, as seguintes informações:

- Série padronizada de condutores a serem utilizados nas configurações de redes na área elementar;
- Série padronizada de transformadores de distribuição para o suprimento dos circuitos secundários da área elementar.

As bitolas dos condutores são identificadas por números seqüen-

ciais, e devem ter uma ordenação crescente segundo os valores de suas secções nominais.

Os transformadores são identificados pelos valores de suas potências nominais, também em ordem crescente.

A evolução de redes durante o período de estudo pode contemplar, além de mudanças nos tipos de configuração, também alterações nas bitolas dos condutores, ou seja, recondutoramento da rede secundária e troca dos transformadores de distribuição da área elementar.

A partir dos elementos assim definidos, pode-se formular o problema a ser solucionado, qual seja:

"Avaliar a política de evolução de redes, ou seja, o tipo de configuração de rede, tipo de bitola dos condutores e potências nominais de transformadores, para cada ano do período de estudo, de modo a atender à carga da área elementar e seu crescimento, com custo operacional mínimo".

As hipóteses básicas adotadas para o modelo a ser apresentado para solução do problema são as seguintes:

- i. A carga se apresenta uniformemente distribuída na área elementar;
- ii. O crescimento da carga na área elementar distribui-se uniformemente em todos os pontos da rede secundária;
- iii. Os fatores característicos da carga não se alteram ao longo do período de estudo;
- iv. O tipo de configuração, tipo de condutor e potência nominal de transformador devem ser únicos para todos os circuitos da área elementar.

As duas primeiras hipóteses constituem premissas bastante comuns em estudos de planejamento de rede secundária; no entanto, no MODELO III, a ser apresentado posteriormente, é pesquisada a consideração dessas hipóteses simplificativas, onde avalia-se a carga em cada poste a partir da distribuição aleatória de consumidores a serem instalados na área elementar durante o período de estudo.

A terceira hipótese simplificativa pode ser facilmente eliminada do modelo; não o foi simplesmente pelo fato de não serem disponíveis, com grau de confiança satisfatório, os dados de evolução dos fatores característicos da carga.

A última hipótese constitui uma premissa bastante importante do método. Cumpre salientar que podem ser consideradas no modelo configurações de rede secundária com diferentes tipos de bitolas ao longo de seus trechos, conforme exemplo da figura 2.4.

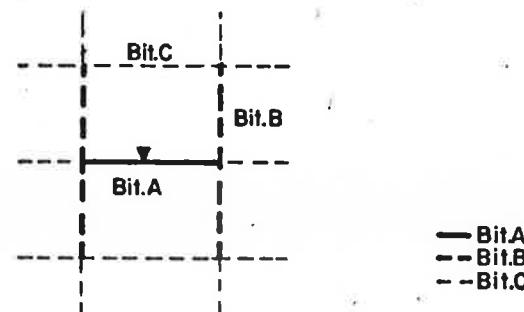


Figura 2.4 - Configuração com vários tipos de bitolas

2.3 - CRITÉRIOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

2.3.1 - Considerações Gerais

A definição dos critérios técnicos e econômicos é sobremodo im-

portante no princípio de qualquer estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos.

Os critérios técnicos constituem um conjunto de normas a serem estabelecidas com o intuito de serem geradas alternativas de evolução de redes, com desempenho elétrico satisfatório.

Os critérios econômicos permitem a comparação econômica das alternativas geradas, de modo a ser obtido o custo operacional correspondente a cada alternativa de evolução de redes tecnicamente viáveis, e, por fim, a determinação da alternativa de menor custo, que constitui a política ótima de evolução de redes.

2.3.2 - Critérios Técnicos

Para a avaliação do desempenho técnico de uma dada alternativa de evolução de redes, são definidos os seguintes critérios:

- i. Tensão: a queda de tensão desde o ponto de suprimento, no primário do transformador de distribuição, até qualquer ponto da rede secundária deve ser não superior a um valor máximo pré-fixado.
- ii. Carregamento de condutores: A corrente em qualquer trecho da rede secundária não deve exceder a máxima corrente admissível do condutor em tela, fixada, em geral, pela máxima temperatura de projeto.
- iii. Carregamento de transformadores: O carregamento nos transformadores de distribuição não pode exceder a limite previamente estabelecido.

Os critérios acima mencionados constituem parâmetros de en-

trada do modelo, e devem ser fixados a priori. Obviamente, a fixação dos critérios altera sobremaneira as soluções de política ótima de redes obtidas pelo modelo.

O carregamento de transformadores é um assunto que, de per si, deve ser tratado com bastante cuidado. A fixação de altos valores máximos de carregamento pode levar a reduções drásticas da vida útil do equipamento, o que deveria implicar um aumento no custo de amortização do transformador; por outro lado, a fixação de valores baixos de carregamento máximo de transformadores pode provocar alternativas de evolução com altos índices de trocas de transformadores e/ou mudanças de redes secundárias, o que obviamente repercutiria em aumento nos custos operacionais assim obtidos.

No que se refere ao critério de tensão são desconsideradas as quedas de tensão no alimentador primário, a queda de tensão nos ramais de fornecimento de consumidores secundários e a eventual alteração em taps de transformadores de distribuição. Assim sendo, a consideração de tais valores no estudo deve ser englobada, de certo modo, a partir de correta fixação da queda de tensão máxima no transformador e rede secundária.

2.3.3 - Critérios Econômicos

Os critérios econômicos possibilitam a comparação econômica das alternativas de desempenho técnico aceitável. Para tanto, são fixados os seguintes critérios:

- A remuneração do capital é considerada através do parâmetro taxa de juros; utiliza-se o método do valor presente, em que todos os custos são referidos ao ano inicial do estudo, atra-

- vés da taxa de juros previamente estabelecida;
- Os custos de amortização de transformadores são obtidos pelo método de "sinking fund";
 - O horizonte de estudo econômico, que permite o "truncamento" dos custos de todas as alternativas em um mesmo ano, é assumido idêntico ao horizonte de estudo de planejamento.

A fixação dos critérios supra citados permite a avaliação dos custos operacionais, em valor presente, das alternativas de evolução de redes, possibilitando a obtenção da política ótima de evolução de redes de mínimo custo operacional.

2.4 - DADOS NECESSÁRIOS AO MODELO

2.4.1 - Considerações Gerais

Uma etapa prévia à utilização do modelo propriamente dito consiste na obtenção e preparação dos dados. No método a ser apresentado, os dados a serem fornecidos podem ser subdivididos em:

- Dados relativos à carga;
- Dados econômicos;
- Dados elétricos;

cujo detalhamento será objeto dos subitens subsequentes.

2.4.2 - Dados Relativos à Carga

Para a determinação de carregamento e níveis de tensão em redes de distribuição, é de prática habitual considerar as cargas da rede com a corrente e fator de potência fixos, independente da ten-

são, o que se denomina modelagem de corrente constante da carga; assim, uma vez fornecido o valor da demanda da carga para tensão nominal, pode-se avaliar diretamente o valor do módulo da corrente, constante, a ser absorvida.

Uma outra característica importante com relação à carga é que os modelos adotados assumem carga equilibrada entre as fases, quer para circuitos trifásicos, quer para circuitos monofásicos a três fios; ou seja, a corrente de neutro resulta sempre nula, e este condutor só será considerado no modelo para efeito de cálculo do seu custo de instalação na rede secundária.

Nos MODELOS I e II, a serem apresentados posteriormente, considera-se hipótese simplificativa, a carga estar uniformemente distribuída ao longo da rede secundária para o suprimento dos consumidores da área elementar. Assim, devem ser avaliados e fornecidos como dados de entrada ao modelo os seguintes valores:

- a.) Densidade de carga inicial, dada em termos de demanda máxima diversificada por comprimento de rede secundária;
- b.) Curva de crescimento da demanda global na área elementar; o modelo permite a definição de qualquer um dos tipos de curvas apresentados na tabela 2.1.

Pela hipótese de densidade de carga uniforme na área elementar, para todos os anos de estudo, resulta que, em todos os trechos da rede secundária, a densidade de carga acompanha proporcionalmente o crescimento da demanda global da área elementar;

- c.) Fatores característicos da carga, quais sejam:
 - . fator de carga correspondente à curva de carga diária para um conjunto de consumidores, cujo valor é utilizado basica

Tabela 2.1 - Tipos de curvas de crescimento

Tipo de Curva	E q u a ç à o
Exponencial	$\delta(i) = \delta_0 (1 + tc)^i$
Reta	$\delta(i) = \delta_0 + p_1 \cdot i$
Parábola	$\delta(i) = \delta_0 + p_1 \cdot i + p_2 \cdot i^2$
Logística	$\delta(i) = p_1 [1 - e^{-p_2 i} (p_1 - \delta_0) / \delta_0]^{-1}$
Pontos	$\delta(i) = f(i)$
Obs.: - $\delta(i)$ δ_0 p_1, p_2 tc $f(i)$	- densidade de carga no ano i - densidade de carga ano inicial - parâmetros de ajuste - taxa de crescimento - curva qualquer, valores anuais de $\delta(i)$ são fornecidos

mente para obtenção da energia não suprida a partir da demanda máxima do circuito secundário, quando da manutenção corretiva na rede;

- . fator de perdas, cujo valor é utilizado para a obtenção da energia perdida na rede secundária e nos transformadores de distribuição, a partir da perda máxima da rede;
- . relação entre carga leve e pesada, que consiste na relação entre a demanda mínima da rede e a demanda máxima, cujo valor permite o cálculo da energia não suprida quando de manutenção preventiva na rede (troca de transformadores ou alterações na rede secundária);
- . fator de potência da carga, que será assumido o mesmo para todos os consumidores da rede secundária.

Todos os fatores caractetísticos da carga são, por hipótese, mantidos inalterados para todos os anos do período de estudo. Como foi dito anteriormente, tal premissa é imposta tão somente devido à indisponibilidade de dados precisos sobre a evolução destes valores.

O MODELO III, a ser apresentado posteriormente, considera a carga não uniformemente distribuída ao longo da rede secundária. A partir dos dados de:

- Crescimento global da demanda e número de consumidores na área elementar;
- Taxa de crescimento vegetativo de consumidores existentes;
- Demanda de iluminação pública por poste;

o modelo avalia, por procedimentos randômicos, a evolução de número de consumidores e demanda para cada poste da área elementar.

2.4.3 - Dados Econômicos

Os dados econômicos necessários à obtenção dos custos operacionais das alternativas são apresentados a seguir:

a.) Dados econômicos gerais

Os dados econômicos gerais referem-se ao horizonte de estudo econômico e à taxa de juros para remuneração do capital.

b.) Custos de transformadores

Os dados econômicos de transformadores são os referentes a:

- Custo de mão-de-obra para remoção de transformadores;
- Custo dos acessórios para instalação de transformadores;
- Custo do transformador que, conjuntamente com o dado de vida útil do transformador (função das condições de carregamento) e taxa de juros para remuneração do capital, possibilita a avaliação do custo de amortização anual;
- Custo da mão-de-obra para instalação de transformadores.

c.) Custos de Redes

Os dados econômicos de redes podem ser subdivididos em duas ca tegorias, quais sejam, custos unitários e custos compostos na área elementar.

Os custos unitários de redes referem-se a:

- Custos de mão-de-obra e material para instalação de rede se cundária (unidade de custo por unidade de comprimento); nes te item devem estar englobados, se tratar-se de rede em área nova, os custos de material dos condutores e custos fixos da rede referentes à posteação, cruzetas e outros;
- Custos de mão-de-obra e material para instalação de rede primária (unidade de custo por unidade de comprimento); obvia mente, devem ser englobados tão somente os custos unitários relativos à instalação dos condutores da rede primária;
- Custos de mão-de-obra e material para recondutoramento da rede secundária (unidade de custo por unidade de comprimento); normalmente, desconsidera-se na composição de tal custo a par cela referente a custo de sucata de condutores, principalmen te no caso de condutores de alumínio;
- Custos de mão-de-obra e material para se efetuarem operações de seccionamento e conexão da rede secundária, dados em ter mos de unidade de custo por ponto conectado/seccionado.

Uma vez conhecidos todos os custos unitários de redes, deve-se proceder a um trabalho prévio de avaliação e composição dos custos de redes para a área elementar; são os seguintes os custos que devem ser compostos para a área elementar:

- Custo de instalação de redes: nesta parcela devem ser englo

bados, para cada tipo de configuração e bitola na rede secundária, os custos de instalação de rede primária e rede secundária, cuja obtenção é direta a partir dos custos unitários e comprimentos totais de redes primária e secundária para o atendimento da área elementar; os custos de instalação de redes podem ser representados por um vetor, denominado [Cred];

- Custos de modificação em tipos de configuração ou bitola.

Quando da mudança única do tipo de bitola, o custo considerado será basicamente devido ao recondutoramento da rede secundária em todos os trechos da área elementar que tiverem seu tipo de bitola alterada. Quando da mudança restrita de tipo de configuração de rede, devem ser considerados basicamente os custos de possíveis seccionamentos e conexões em pontos da rede secundária, custo de ampliação de rede primária e custos de instalação de novas unidades transformadoras. Os resultados obtidos na avaliação de todos os custos compostos para modificação nas redes secundárias podem ser resumidos numa única matriz, que será denominada Matriz de Modificação de Redes [Cmod].

É conveniente identificar cada tipo de configuração e bitola com possibilidade de instalação na rede secundária por um único número inteiro de quatro dígitos, em que os dois primeiros algarismos representam o tipo de configuração da rede e os dois últimos representam o tipo de bitola utilizada. Exemplificando, o número 0203 identifica a configuração tipo 02 e bitola tipo 03.

Tomando-se o exemplo de conjunto de tipos de configurações de redes da figura 2.2 (3 tipos) e admitindo-se ainda a possibilidade de dois tipos de bitolas por configuração, o vetor [Cred] de cus-

tos de instalação de redes e a matriz [Cmod] de custos de modificação de redes podem ser organizados da maneira a seguir:

	0101	0102	0201	0202	0301	0302
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
[Cred] =	C1 C2 C3 C4 C5 C6					

	0101	0102	0201	0202	0301	0302
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
0101(1)	--	xx	yy	xy	yy	xy
0102(2)	oo	--	oo	yy	oo	yy
[Cred] = 0201(3)	oo	oo	--	xx	yy	xy
0202(4)	oo	oo	oo	--	oo	yy
0301(5)	oo	oo	oo	oo	--	xx

Os elementos da matriz [Cmod] permitem definir as possíveis evoluções de tipo de configuração/bitola de rede; no caso da matriz exposta e exemplificada acima, nota-se que:

- As posições (i, j) ocupadas por "oo" representam custos de valor forçosamente elevados de modo a impossibilitar a evolução $i \rightarrow j$;
- As posições (i, j) ocupadas por "xx" contêm custos exclusivamente para recondutoramento de redes;
- As posições (i, j) ocupadas por "yy" contêm custos exclusivamente para mudanças de configuração;
- As posições (i, j) ocupadas por "xy" contêm custos referentes às operações de recondutoramento e mudança de configuração de rede.

Desta forma, para o exemplo, são consideradas tão somente evoluções de bitolas e configuração de redes na ordem crescente de seus números identificativos, conforme apresentado no esquema ilustrativo da figura 2.5.

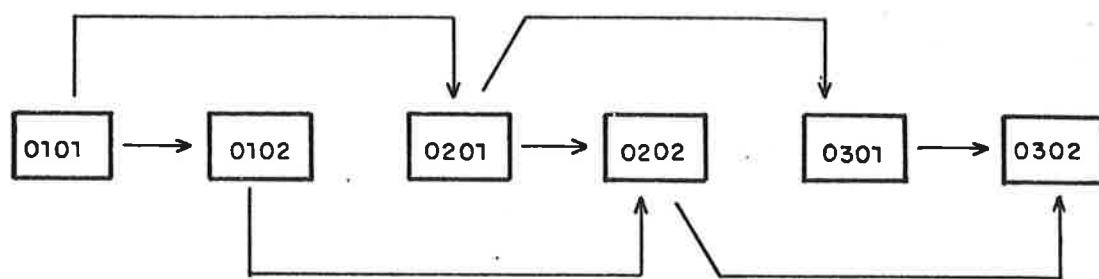


Figura 2.5 - Possíveis evoluções de redes estabelecidas na matriz [Cmod] do exemplo

A definição do vetor [Cred] e da matriz [Cmod] possibilitam o estudo de vários casos particulares. No caso de redes existentes, ou seja, redes já instaladas na área elementar no ano inicial de estudo, o vetor [Cred] deverá conter somente os custos de modificação da rede existente para os demais tipos de redes; neste caso, tendo-se a configuração/bitola existente "i", tem-se:

$$\text{Cred}(j) = \text{Cmod}(i, j) \text{ para } j \neq i$$

$$\text{Cred}(i) = 0$$

A montagem do vetor [Cred] e da matriz [Cmod] pode ser automatizada a partir da utilização de um programa computacional, desenvolvido de acordo com o estudo a ser elaborado. Neste trabalho, foi desenvolvido um programa, denominado PROCUS, que adquire dados de custos unitários de redes e compõe devidamente o vetor e matriz de custo de redes para a área elementar, gravando-os em um arquivo denominado "Arquivo de Custo de Redes".

d.) Custos de Perdas

Na determinação do custo operacional de uma dada alternativa de evolução de rede, são englobados os custos de perdas em redes secundárias e transformadores de distribuição.

Para avaliação desta parcela do custo operacional, devem ser fornecidos os seguintes dados:

- Custo Unitário Mensal da Demanda Máxima (unidade de custo por unidade de potência) para perdas;
- Custo Unitário da Energia (unidade de custo por unidade de energia) para perdas.

A avaliação de tais dados não é simples, e deve levar em conta uma série de fatores que não serão tratados neste trabalho; porém, vale citar um dos métodos adotados para avaliação dos custos de perdas, que se vale da teoria de custos marginais aplicada ao problema, referência [11].

Os parâmetros para cálculo do custo de perdas constituem-se em dados de entrada do modelo e, por terem uma contribuição relevante nas soluções encontradas, referências [9] e [10], devem receber um tratamento cuidadoso antes da utilização do método de planejamento de redes secundárias a ser apresentado.

e.) Dados para Avaliação do Custo da Energia não Suprida

No custo operacional de uma alternativa de evolução de rede, são contabilizados os custos da energia não suprida devido a:

- Instalação ou substituição de transformadores de distribuição;
- Instalação de redes;

- Recondutoramento e/ou mudança de configuração na rede secundária;
- Manutenção corretiva devido a falhas em transformadores e/ou redes secundárias.

Para a avaliação de tais parcelas do custo operacional, devem ser fornecidos como dados de entrada do modelo:

- O custo unitário da Energia não Suprida (unidade de custo por unidade de energia);
- Horas de interrupção para instalação/substituição de transformadores e redes secundárias;
- Taxas de indisponibilidade de unidades transformadoras e redes (por unidade de comprimento); correspondem ao produto do número de defeitos por unidade de tempo pelo tempo médio de duração do defeito; a unidade de tempo normalmente utilizada é o ano.

Assim como na determinação dos custos unitários de perdas, também o custo unitário da energia não suprida deve receber um tratamento adequado, prévio à realização do estudo ou utilização do modelo.

Existem vários critérios para a avaliação do custo unitário da energia não suprida, levando em conta inclusive fatores sociais, devido à interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

No caso de não se ter um valor suficientemente confiável para este dado, é interessante proceder à análise de sensibilidade para verificar a influência deste parâmetro nos resultados globais alcançados. A experiência adquirida em estudos de sensibilidade realizada em trabalhos que tiveram o suporte do modelo aqui exposto,

referências [9] e [10], mostraram que este parâmetro em pouco influiu nos custos totais das alternativas de evolução de redes.

2.4.4 - Dados Elétricos

Os dados elétricos necessários à avaliação do desempenho técnico e perdas elétricas anuais das alternativas de evolução de redes ao longo do período de estudo, são apresentados a seguir:

a.) Transformadores

Os dados elétricos, para cada tipo de transformador da série padronizada, são os referentes a:

- Potência nominal;
- Perdas no ferro;
- Perdas no cobre, à plena carga;
- Potência máxima admissível;
- Reatância de curto-círcuito.

A resistência de curto-círcuito do transformador é obtida diretamente das perdas elétricas no cobre, visto que estes valores são idênticos em p.u., quando as bases de potência e tensões são iguais aos respectivos valores nominais do transformador.

O dado de Potência Máxima Admissível representa o carregamento máximo do transformador a ser utilizado no modelo, para fixação do critério de carregamento em transformadores.

b.) Redes Secundárias

O modelo para planejamento de redes secundárias permite a análise dos seguintes tipos de circuitos:

- Circuitos trifásicos a três fases, ou três fases e neutro, tomado do centro estrela do transformador trifásico;

- Circuitos monofásicos a dois fios;
- Circuitos monofásicos a três fios, com duas fases e o neutro, tomado da derivação central de um transformador monofásico.

Como foi mencionado anteriormente, o modelo assume cargas equilibradas e, portanto, as correntes de neutro resultam sempre nulas; desta forma, para cálculos elétricos, o condutor neutro não é considerado.

Os dados elétricos, para cada tipo de bitola da série padronizada de condutores, referem-se à corrente máxima admissível e às constantes quilométricas do circuito secundário, resistência e reatância do circuito.

No caso de circuitos secundários trifásicos, devem ser fornecidos os dados de impedâncias de seqüência direta e, para circuitos secundários monofásicos, devem ser fornecidos os dados das impedâncias, por unidade de comprimento, referentes aos dois condutores de fase.

2.5 - CÁLCULOS ELÉTRICOS

2.5.1 - Considerações Gerais

Neste item, é abordado o tratamento para o cálculo elétrico nas redes secundárias e transformadores de distribuição, visando à avaliação de carregamentos e quedas de tensão, que permitem analisar o desempenho técnico de alternativas de redes, face aos critérios técnicos previamente estabelecidos, bem como a avaliação de perdas elétricas, que contribuem para o custo operacional das alternativas.

Inicialmente, é apresentada a metodologia para o cálculo elétrico das redes secundárias, com facilidades para o tratamento de:

- Cargas concentradas em postes ou cargas uniformemente distribuídas em trechos da rede secundária;
- Redes secundárias radiais ou em malha, trifásicas ou monofásicas.

Em seguida, são definidos os coeficientes para cálculo elétrico de redes, que podem ser utilizados quando se estabelecem hipóteses simplificativas no modelo de planejamento, referentes ao crescimento uniforme da carga em todos os pontos da rede secundária.

É apresentada ainda a estrutura de um programa computacional para o cálculo prévio dos coeficientes elétricos da rede secundária.

2.5.2 - Cálculo Elétrico de Redes Secundárias

A metodologia para o cálculo elétrico de redes secundárias baseia-se no tratamento de circuitos elétricos por análise nodal. Como hipóteses básicas para o cálculo, assumem-se:

- as cargas com modelagem de corrente constante, ou seja, as cargas se comportam como geradores de corrente ideais;
- as cargas da rede secundária são equilibradas.

Assim, partindo-se de uma rede secundária genérica, com um único ponto de suprimento, referente à barra de baixa tensão do transformador de distribuição, conforme exemplo da figura 2.6, pode-se definir:

- Nós ou barras significativas, escolhidas com os seguintes critérios:
 - . Existência de uma carga concentrada;

- Ponto de mudança de tipo de bitola;
- Ponto de suprimento do transformador;
- Ponto de derivação;
- Definição de um terminal de trecho com carga distribuída;
- Ponto de interesse para cálculo de tensão;
- Trechos de rede, como sendo qualquer ligação entre dois nós definidos.

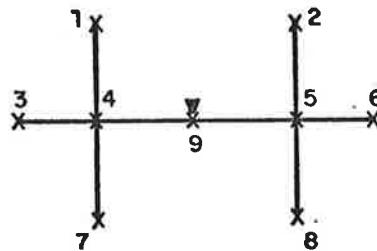


Figura 2.6 - Definição de nós e trechos

Uma vez definidos os nós e trechos da rede secundária, que se constituem nos dados topológicos, devem ser organizados os demais dados correspondentes:

- Dados de nós: número identificativo e carga;
- Dados de trechos: número dos nós terminais, comprimento, tipo de bitola, e densidade da carga distribuída.

A análise nodal permite o cálculo da tensão em todos os nós da rede, tensões nodais, a partir da matriz $[Y]$ de admitâncias nodais; tal matriz relaciona as correntes injetadas nos nós da rede com as tensões nodais; formalmente, tem-se que:

$$[I] = [Y] \cdot [V]$$

onde:

$[I]$ - representa o vetor das correntes nodais;

[V] - representa o vetor de tensões nodais.

A matriz $[Y]$, quadrada e com dimensão igual ao número de nós da rede, pode ter seus elementos determinados por:

$$Y(p_i) = -y_{pi}$$

$$Y(p, p) = \sum_{i \in \{Cp\}} y_{pi}$$

onde:

y_{pi} - representa a admitância entre os nós p e i

{Cp} - conjunto de barras que se conectam à barra "p"

Assim, se numerarmos seqüencialmente os nós da rede, impondo o último número para a barra de baixa tensão do transformador, pode-se escrever para uma rede com n nós ($m = n - 1$), que:

$$\begin{array}{c|ccccc|c} I_1 & Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1m} & | & v_1 \\ I_2 & Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2m} & | & v_2 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & | & \cdots \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & | & \cdots \\ I_m & Y_{m1} & Y_{m2} & \cdots & Y_{mm} & | & v_m \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & | & \cdots \\ I_n & Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nm} & | & v_n \end{array}$$

Impondo-se tensão nula na barra de baixa tensão do transformador de distribuição - que equivale a impor a referência da rede neste nó - resulta que as tensões nodais assim determinadas representarão, a menos de sinal, as quedas de tensão totais, do ponto de suprimento ao nó considerado. Sendo $V_n = 0$, resulta o seguinte sistema de equações de dimensão $m \times m$:

$$\begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ \dots \\ I_m \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1m} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \dots & Y_{mm} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ \dots \\ V_m \end{vmatrix}$$

Desta forma, a partir da equação matricial assim composta, procede-se conforme os passos a seguir:

- Avalia-se o vetor de correntes injetadas nos nós da rede, que são função das cargas;
- Determina-se o vetor de tensões nodais, a partir da resolução do sistema de equações;
- Avaliam-se correntes, tensões mínimas e perdas nos trechos da rede;

como será visto a seguir.

Os elementos do Vetor de Correntes Nodais são compostos por duas parcelas, uma delas sendo função da carga própria do nó, e a outra sendo função das cargas distribuídas em trechos que convergem no nó. Para verificar a influência das cargas distribuídas nas correntes nodais, considera-se o trecho genérico entre os nós p e q, com densidade uniforme de carga, conforme figura 2.7.

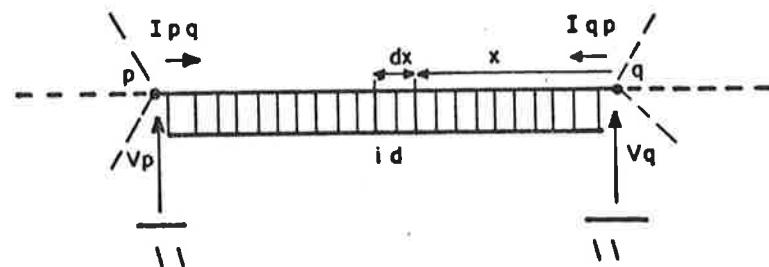


Figura 2.7 - Trecho genérico com carga distribuída

Tomando-se um diferencial dx do trecho "p-q", afastado de uma distância x do nó "q", tem-se a corrente e queda de tensão em dx dadas por:

$$I(x) = id x - I_{qp}$$

e

$$dv = z_{pq} I(x) dx = z_{pq} (id x - I_{qp}) dx$$

onde:

z_{pq} - impedância por unidade de comprimento do trecho "p-q"

id - corrente, por unidade de comprimento, das cargas do trecho

dv - queda de tensão em dx

$I(x)$ - corrente em dx

I_{pq} - corrente no trecho "p-q", terminal "p"

I_{qp} - corrente no trecho "p-q", terminal "q"

A tensão em dx ($V(x)$) é determinada por integração da equação anterior:

$$V(x) = V_q + \int_0^x dv = V_q + \int_0^x z_{pq} (id x - I_{qp}) dx$$

e

$$V(x) = V_q + z_{pq} \left(\frac{id x^2}{2} - I_{qp} x \right)$$

A queda de tensão total no trecho (ΔV_{pq}) para um comprimento l é dada por:

$$\Delta V_{pq} = V_p - V_q = z_{pq} \left(\frac{id l^2}{2} - I_{qp} l \right)$$

e a corrente no início do trecho vale:

$$I_{pq} = I(1) = id \cdot l - I_{qp}$$

Analizando-se as expressões da queda de tensão total e corrente no início do trecho "p-q", pode-se concluir que a consideração de duas cargas concentradas nas barras terminais "p" e "q", cada qual com a metade do valor da corrente total de cargas distribuídas, é equivalente, para efeito de cálculos de queda de tensão e carregamento, ao caso real. Na figura 2.8, apresenta-se o trecho equivalente, com cargas concentradas nas barras terminais.

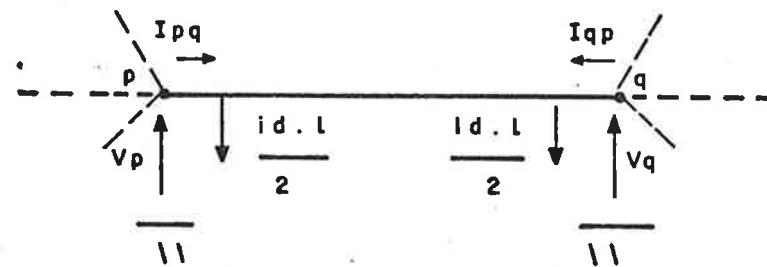


Figura 2.8 - Trecho com cargas concentradas equivalentes às cargas distribuídas

Assim, a corrente nodal em uma barra genérica "p" pode ser avaliada pela expressão:

$$I_p = -(I_{con}, p + \sum_{i \in \{C_i\}} \frac{id_{pi} l_{pi}}{2}), \quad p = 1, \dots, m$$

onde:

I_p - corrente injetada na barra "p"

I_{con}, p - corrente de carga concentrada em "p"

id_{pi} - corrente, por unidade de comprimento, no trecho "p-i"

l_{pi} - comprimento do trecho "p-i"

Para a determinação do Vetor de Tensões Nodais, procede-se à resolução do sistema de equações:

$$[I] = [Y] [V]$$

E a solução explícita pode ser escrita da forma:

$$[V] = [Y]^{-1} [I]$$

A solução do sistema, no entanto, é avaliada por eliminação de Gauss, cujo procedimento resume-se nos seguintes passos:

- Triangularização da Matriz $[Y]$;
- Correção do Vetor de Correntes Nodais, face às operações matemáticas para triangularização da matriz $[Y]$;
- Cálculo do Vetor de Tensões Nodais $[V]$ a partir de retro-sustituição ("Back substitution").

Uma vez determinado o Vetor de Tensões Nodais, pode-se avaliar:

- Correntes no início e fim do trecho:

$$I_{pq} = \frac{v_p - v_q}{z_{pq}} + \frac{id l_{pq}}{2}$$

$$I_{qp} = \frac{v_q - v_p}{z_{pq}} + \frac{id l_{pq}}{2}$$

Assumindo-se a hipótese de todas as cargas da rede terem mesmo fator de potência, pode-se avaliar ainda:

- Perdas ativas do trecho:

$$P_{pq} = \int_0^{l_{pq}} I(x)^2 r_{pq} dx = \int_0^{l_{pq}} [id x - I_{qp}]^2 r_{pq} dx$$

$$P_{pq} = r_{pq} [I_{qp}^2 - I_{qp} id l_{pq} + \frac{(id l_{pq})^2}{3}]$$

onde:

P_{pq} - perda ativa no trecho "p-q"

r_{pq} - resistência do trecho "p-q"

l_{pq} - comprimento do trecho "p-q"

- Ponto e Valor da Tensão Mínima de Trechos com Carga Distribuída:

$$\frac{dv(x)}{dx} = 0 \rightarrow x_{\min} = I_{qp}/id \quad (0 < x_{\min} < l_{pq})$$

$$v_{\min} = v(x_{\min}) = v_q - \frac{I_{qp}^2 z_{pq}}{id^2}$$

onde:

x_{\min} - distância do ponto de tensão mínima à barra "q"

v_{\min} - tensão mínima no trecho "p-q"

2.5.3 - Coeficientes para Cálculos Elétricos

A hipótese de modelagem da carga por corrente constante permite a aplicação de teoremas de linearidade e superposição em redes elétricas. Assim, a partir de uma condição de carga inicial, ao aplicar um mesmo fator multiplicativo a todas as cargas da rede, pode-se demonstrar que:

- As quedas de tensão totais (tensões nodais com referência na barra de baixa tensão do transformador) e as correntes nos trechos da rede variam proporcionalmente com a variação das cargas;
- As perdas nos trechos da rede e as perdas globais na rede secundária variam quadraticamente com a variação das cargas.

Assim sendo, se, a partir do ano inicial de estudo, o crescimento da carga se mantiver uniforme para todos os pontos da rede se

cundária, não é necessário proceder ao cálculo completo da rede.

Determinando-se, para uma condição inicial de carregamento, os valores de:

- Queda de tensão máxima na rede, como sendo o máximo valor de queda de tensão entre um nó da rede e o nó de baixa tensão do transformador;
- Carregamento máximo da rede, como sendo o máxima valor, para todos os trechos da rede, da relação entre o maior valor de corrente de trecho e a corrente admissível do condutor correspondente;
- Perda total na rede, avaliada pela soma de perdas ativas em todos os trechos de rede;
- Carregamento total da rede, obtida pela soma de todas as cargas da rede;

podem ser avaliados, para outra condição de carga, além dos novos valores dos parâmetros supra citados, os valores dos parâmetros:

- Queda de tensão no transformador:

$$DV_{\text{traf}} = I_{\text{tot}} (r_t \cos\psi + x_t \operatorname{sen}\psi)$$

onde:

DV_{traf} - queda de tensão no transformador, em p.u.;

I_{tot} - carregamento total da rede, em p.u.;

r_t , x_t - resistência e reatância de curto-circuito do transformador, em p.u.;

$\cos\psi$ - fator de potência das cargas.

- Perdas ativas no transformador:

$$P_{\text{traf}} = P_{\text{fe}} + \left(\frac{S_{\text{tot}}}{S_{\text{nom}}}\right)^2 P_{\text{cupc}}$$

onde:

- P_{traf} - perdas no transformador, em p.u.;
- P_{fe} - perdas no ferro, em p.u.;
- S_{tot} - carga total da rede, em p.u.;
- S_{nom} - potência nominal do trafo, em p.u..

Nos MODELOS I e II, sendo a carga e seu crescimento distribuídos uniformemente ao longo da rede secundária, procede-se aos cálculos elétricos da rede, impondo-se um valor unitário de densidade de carga na área elementar (1 kVA/m), e os valores de queda de tensão máxima, carregamento máximo e total da rede, e perdas totais, assim obtidos, constituem-se nos coeficientes para cálculos elétricos da rede secundária; desta forma, para uma densidade de carga genérica δ , pode-se avaliar diretamente os novos valores dos parâmetros elétricos da rede, conforme apresentado abaixo:

$$\Delta V_{\max} = C_{dv} \delta$$

$$S_{\text{tot}} = C_{sto} \delta$$

$$S_{\max} = C_{sma}$$

$$P_{\text{tot}} = C_{per} \delta^2$$

onde:

- ΔV_{\max} - queda de tensão máxima na rede;
- S_{tot} - carregamento total da rede;
- S_{\max} - carregamento máximo da rede;
- P_{tot} - perdas totais na rede;
- $C_{dv}, C_{sto}, C_{sma}, C_{per}$ - coeficientes para cálculo de queda de tensão, carregamento total e máximo, e perdas na rede.

2.5.4 - Programa para Cálculo Elétrico de Redes Secundárias

A metodologia exposta nos itens anteriores foi consubstanciada num programa computacional, com facilidades para adquirir os dados elétricos e topológicos da rede secundária, e proceder ao cálculo elétrico da rede, obtendo-se os valores de queda de tensão, carregamento e perdas na rede. Os valores dos coeficientes para cálculos elétricos da rede podem ser gravados em arquivo, denominado arquivo de coeficientes elétricos das redes elétricas, contendo para cada tipo de configuração e bitola de rede os valores dos coeficientes elétricos definidos.

O macro-diagrama de blocos do programa REDSEC para cálculo elétrico de redes secundárias é apresentado na figura 2.9.

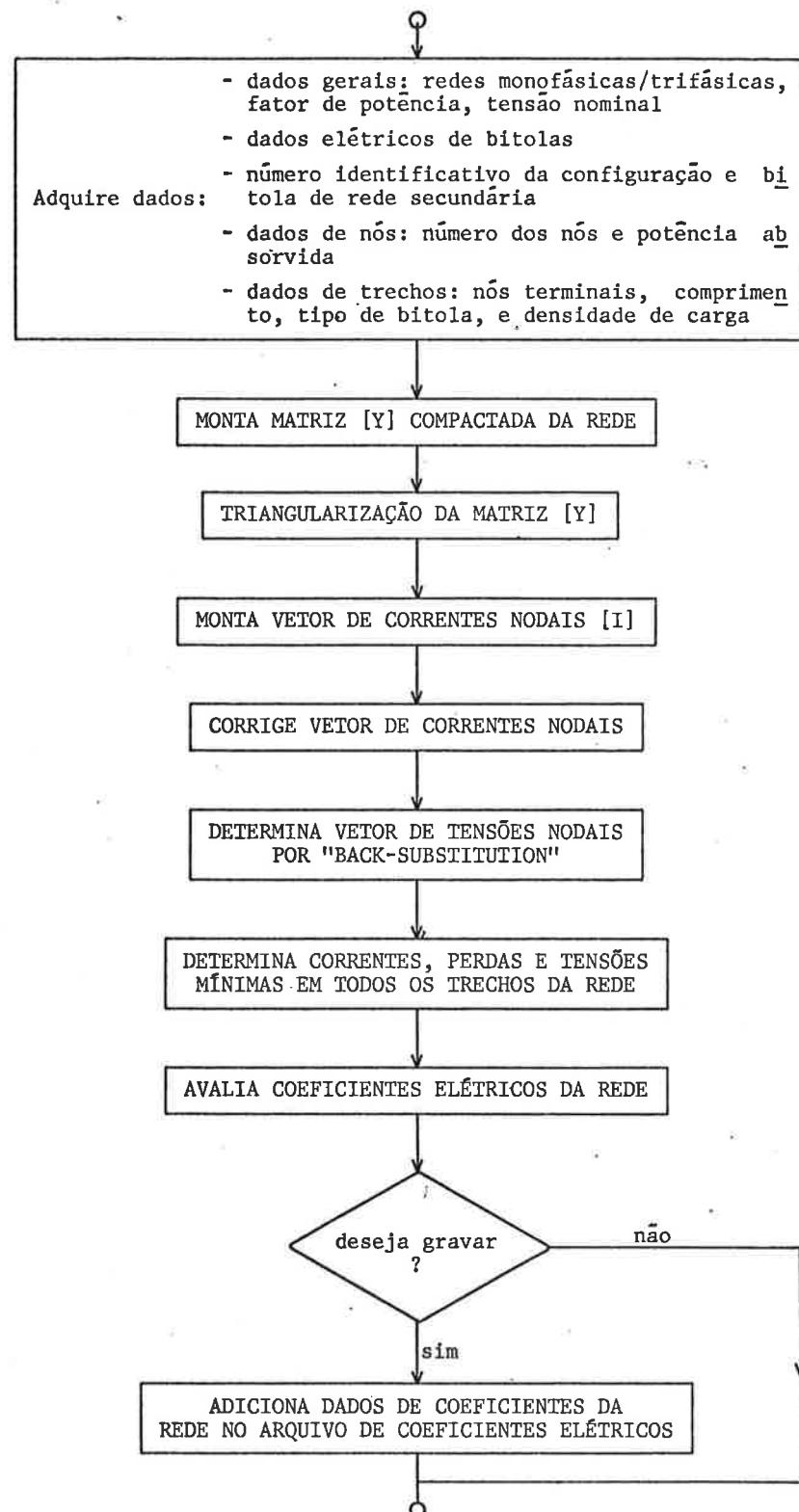


Figura 2.9 - Macro-diagrama de bloco do programa REDSEC

CAPÍTULO 3 - DESCRIÇÃO DOS MODELOS

3.1. - CONSIDERAÇÕES GERAIS

Este capítulo tem por objetivo apresentar detalhadamente a metodologia utilizada nos modelos desenvolvidos para o Planejamento de Redes de Distribuição Secundária.

A metodologia a ser apresentada teve um processo de evolução, em que foram desenvolvidos três modelos básicos, diferenciados pela eliminação gradual de hipóteses simplificativas.

O cálculo e composição dos custos operacionais de uma dada alternativa de evolução de rede secundária e transformadores de distribuição na área elementar é idêntico para todos os modelos a serem expostos e, portanto, será apresentado num item inicial deste capítulo.

Posteriormente, são descritos os MODELOS I, II e III para o Planejamento de Redes de Distribuição Secundária, detalhando-se a metodologia e diferenças de cada um dos modelos em relação aos de mais.

3.2 - CUSTOS OPERACIONAIS

3.2.1 - Considerações Preliminares

Os custos operacionais das alternativas de evolução de rede secundária na área elementar, durante o período de estudo, são os seguintes:

- Custo de instalação de redes primárias e secundárias;

- Custos de modificação, para recondutoramento e/ou mudança de configuração de rede;
- Custos de perdas elétricas nas redes secundárias e transformadores de distribuição;
- Custos de manutenção corretiva e preventiva na rede secundária e transformadores de distribuição;
- Custos de instalação, substituição e amortização dos transformadores de distribuição;

cujo detalhamento é abordado nos subitens subsequentes.

3.2.2 - Custos de Transformadores

Os custos operacionais de transformadores de distribuição, a valor presente, e compostos na área elementar, são os seguintes:

- Custo de instalação de transformador, TR_i, na área elementar, em dado ano tk:

$$C_{inst, TR_i, tk} = (C_{inst} + f_{leve} D(tk) t_{int} C_{inter}) nT (1 + j)^{-tk}$$

- Custo de amortização de transformador, TR_i, na área elementar, no intervalo de tempo entre os anos tk e ti:

$$\begin{aligned} C_{amor, TR_i, tk-ti} &= \left[\sum_{i=tk+1}^{ti} p_{TRi} (1 + j)^{-i} \right] nT \\ &= \sum_{i=tk+1}^{ti} \frac{C_{TRi}}{1 - (1 + j)^{-nv_{TRi}}} (1 + j)^{-i} nT \\ &= \frac{(1 + j)^{-tk} - (1 + j)^{-ti}}{1 - (1 + j)^{-nv_{TRi}}} C_{TRi} nT \end{aligned}$$

- Custo de substituição de transformadores na área elementar na área elementar no ano tk:

$$C_{\text{sub}, tk} = [C_{\text{sub}} + f_{\text{leve}} D(tk) t_{\text{int}} C_{\text{inter}}] (1 + j)^{-tk} nT$$

- Custo de perdas no ferro dos transformadores da área elemen
tar, tipo TRi, no intervalo de tempo entre os anos tk e ti:

$$\begin{aligned} C_{\text{fe}, \text{TRi}, tk-ti} &= \sum_{m=tk+1}^{ti} P_{\text{fe}, \text{TRi}} (12 C_{\text{dem}} + 8760 C_{\text{en}}) (1 + j)^{-m} nT \\ &= \frac{(1 + j)^{-tk} - (1 + j)^{-ti}}{j} P_{\text{fe}, \text{TRi}} (12 C_{\text{dem}} + 8760 C_{\text{en}}) nT \end{aligned}$$

- Custo de perdas no cobre dos transformadores da área elemen
tar, tipo TRi, intervalo de tempo entre os anos tk e ti:

$$\begin{aligned} C_{\text{cu}, \text{TRi}, tk-ti} &= \sum_{m=tk+1}^{ti} \left\{ \frac{D(m)}{S_{\text{TRi}}} \right\}^2 P_{\text{cu}, \text{TRi}} * \\ &\quad (12 C_{\text{dem}} + 8760 f_{\text{per}} C_{\text{en}}) (1 + j)^{-m} nT \end{aligned}$$

- Custo de manutenção corretiva nos transformadores da área ele
mentar, entre os anos tk e ti:

$$C_{\text{man}, \text{TR}, tk-ti} = \sum_{m=tk+1}^{ti} h_{\text{inop}}_{\text{TR}} f_{\text{carg}} nT D(m) (1 + j)^{-m}$$

$$\text{com } h_{\text{inop}}_{\text{TR}} = t_{\text{ind}}_{\text{TR}} : 8760$$

onde as variáveis definidas para o cálculo das parcelas de custos operacionais de transformadores correspondem a:

C_{inst} - custo de mão-de-obra para instalação de uma uni
dade transformadora;

C_{sub} - custo de mão-de-obra para substituição de uma uni
dade transformadora;

C_{inter} - custo unitário da energia não suprida;

C_{TRi} - custo de um transformador, TRi, incluindo os aces
sórios para sua instalação;

- P_{TRi} - custo de amortização anual de um transformador, TRi , com valor residual nulo ao final de sua vida útil;
- C_{en}, C_{dem} - custos unitários, respectivamente, da energia e demanda máxima (por mês) para avaliação do custo de perdas;
- $D(t)$ - demanda máxima em uma unidade transformadora, no ano t ;
- S_{TRi} - potência nominal de um transformador, TRi ;
- $P_{fe}_{TRi}, P_{cu}_{TRi}$ - perdas, respectivamente, no ferro e no cobre, a plena carga para o transformador, TRi ;
- nT - número de unidades transformadoras, tipo TRi , na área elementar;
- nv_{TRi} - número de anos de vida útil do transformador, TRi ;
- f_{leve} - relação entre a demanda em carga leve e a demanda em carga pesada (demanda máxima);
- f_{per} - fator de perdas;
- f_{carg} - fator de carga;
- j - taxa de juros;
- t_{int} - tempo de interrupção para instalação ou substituição de transformador;
- t_{ind}_{TR} - taxa de indisponibilidade de uma unidade transformadora;
- $hinop_{TR}$ - número de horas inoperantes por ocorrência de defeito em transformador.

3.2.3 - Custo de Redes

A composição e contabilização do custo operacional de redes são descritas a seguir:

- Custo de instalação de rede primária e secundária na área elementar, no ano inicial de estudo; os valores de custos de mão-de-obra e material para instalação de redes, para qualquer um dos tipos de composição de configuração e bitola, são obtidos diretamente do arquivo de custos de redes montado, inicialmente, através do vetor [Cred], conforme item 2.4.3; assim, o custo de instalação da rede R_i é dado por:

$$C_{inst_{Ri}} = C_{Red_{Ri}} + f_{leve} D(0) tint_R C_{inter} nT$$

- Custo de modificação de redes secundárias, para mudança em tempo de configuração de rede e/ou para operações de reconduzimento na área elementar; tal custo é obtido diretamente da matriz [Cmod], adquirida do arquivo de custos de redes. Assim, para modificação da configuração de rede/bitola R_i para a R_j , no ano t_k , tem-se o custo:

$$C_{modif_{Ri-Rj,tk}} = [C_{mod_{Ri-Rj}} + f_{leve} D(t_k) tint_R C_{inter} nT] (1 + j)^{-t_k}$$

- Custo de perdas na rede secundária da configuração/bitola de rede tipo R_i , no intervalo de tempo entre os anos t_i e t_k :

$$C_{per_{Ri,t_i-t_k}} = \sum_{m=t_k+1}^{t_i} [Per_{Ri,m} (12 C_{dem} + 8760 f_{per} C_{en}) (1 + j)^{-m} nT]$$

No caso de redes com carga uniformemente distribuída, densidade de carga no ano m de valor $\delta(m)$, pode-se avaliar a perda na rede secundária ($Per_{Ri,m}$) a partir do coeficiente de cálculo de perdas (item 2.5.3), obtido do arquivo de coeficientes de configurações de redes, ou seja:

$$Per_{Ri,m} = Cper_{ri} \delta_{(m)}^2$$

No caso de cargas com distribuição aleatória nos postes da área elementar, a contabilização das perdas da rede deve ser obtida, para cada ano, pela somatória das perdas em cada trecho da rede, através da metodologia de cálculo elétrico de redes, item 2.5.2;

- Custo de manutenção corretiva na rede secundária da área elementar, obtido a partir das horas inoperantes anuais ($hinop_R$) por defeitos na rede; tal custo, para o intervalo de tempo $[tk-ti]$ pode ser avaliado por:

$$C_{manred_{tk-ti}} = \sum_{m=tk+1}^{ti} hinop_R f_{carg} nT D(m) (1 + j)^{-m}$$

$$\text{com } hinop_R = [1 - (1 - t_{indred})^{nv\tilde{o}}] \quad 8760$$

Além das variáveis já mencionadas no subitem anterior, as de mais variáveis que propiciam a descrição do cálculo de custo de redes são apresentadas a seguir:

$C_{mod_{Ri-Rj}}$ - custo de modificação da rede secundária tipo Ri para a tipo Rj;

$Per_{Ri,m}$ - perdas ativas da rede tipo Ri no ano tk;

$Cper_{ri}$ - coeficiente para cálculo de perdas elétricas da rede Ri;

$\delta (m)$ - densidade de carga da rede no ano m;

t_{indred} - taxa de indisponibilidade por v\u00e3o de rede secund\u00e1ria;

t_{int_R} - tempo de interrupção na rede;

$hinop_R$ - número de horas inoperantes anuais devido a ocorrências de defeitos em um circuito de rede secundária;

$nv\tilde{o}$ - número de v\u00e3os de rede em um circuito de rede secundária da área elementar.

3.2.4 - Composição dos Custos Operacionais para uma Alternativa de Evolução de Rede

Tendo-se em vista descrever a composição do custo operacional de uma alternativa de evolução de rede secundária na área elementar, considere-se a alternativa de evolução de tipos de redes e transformadores na área elementar, conforme apresentado na figura 3.1.

Ano	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15
Config/bitola	0101						0201						0 202		
Transformador	— TR1 —	— TR2 —	— TR3 —	— TR4 —											
Situação															
Legenda	Bitolas — bitola 01 — bitola 02						Transformadores ▽ trafo TR1 ▽ trafo TR3 ▽ trafo TR2 ▽ trafo TR4								

Figura 3.1 – Exemplo de alternativa de evolução de rede na área elementar

Pelo que foi exposto nos subitens anteriores, pode-se avaliar o custo operacional da alternativa de evolução de redes, C_{oper} , da figura 3.1, pela expressão:

$$\begin{aligned}
 C_{oper} = & C_{inst}_{TR1,0} + C_{amor}_{TR1,0-3} + C_{fe}_{TR1,0-3} + C_{cu}_{TR1,0-3} + \\
 & + C_{man}_{TR1,0-3} + C_{sub},_3 + C_{amor}_{TR2,3-8} + C_{fe}_{TR2,3-8} + \\
 & + C_{cu}_{TR2,3-8} + C_{man}_{TR2,3-8} + C_{sub},_8 + C_{amor}_{TR3,8-13} + \\
 & + C_{fe}_{TR3,8-13} + C_{cu}_{TR3,8-13} + C_{man}_{TR3,8-13} + C_{sub},_{13} + \\
 & + C_{amor}_{TR4,13-15} + C_{fe}_{TR4,13-15} + C_{cu}_{TR4,13-15} + \\
 & + C_{man}_{TR4,13-15} + C_{inst}_{0101} + C_{per}_{0101,0-6} + C_{manred}_{0,6} + \\
 & + C_{modif}_{0101-0201,6} + C_{per}_{0201,6-11} + C_{manred}_{6-11} + \\
 & + C_{modif}_{0201-0202,11} + C_{per}_{0202,11-15} + C_{manred}_{11-15}
 \end{aligned}$$

3.3 - METODOLOGIA - MODELO I

3.3.1 - Considerações Gerais

O MÓDELO I desenvolvido para a avaliação da "alternativa ótima" de evolução de redes secundárias na área elementar, durante o período de estudo, conta com todas as hipóteses simplificativas mencionadas anteriormente, destacando-se principalmente:

- A distribuição de carga uniforme na área elementar;
- O crescimento de carga uniforme em todos os pontos da rede secundária.

A adoção de tais hipóteses torna os cálculos elétricos efetuados na rede secundária bastante simples pois, como foi visto anteriormente, a obtenção dos níveis de carregamento, queda de tensão

e perdas elétricas na rede secundária é diretamente efetuada a partir dos coeficientes elétricos de rede, armazenados no arquivo de redes, organizado por tipos de configuração e bitola de rede.

A característica mais importante deste modelo, que também o diferencia dos demais modelos que serão apresentados, consiste resumidamente em:

- Avaliar inicialmente uma "política ótima" de evolução de transformadores, para cada tipo de configuração/bitola de rede possível de atender à carga, da área elementar; por política ótima, entende-se a alternativa de evolução (instalação e trocas) de transformadores de distribuição, que minimiza a parcela de custo operacional correspondente.
- Determinar, posteriormente, tendo-se as políticas de evolução de transformadores por tipo de rede definidas, a alternativa de evolução de rede (tipos de configuração e bitola) que minimiza o custo operacional global; tal alternativa é denominada política ótima de redes.

As políticas ótimas de transformador e rede, executadas seqüencialmente, são avaliadas por meio de um algoritmo de programação dinâmica, a ser detalhado posteriormente.

3.3.2 - Síntese do Método

A metodologia utilizada no MODELO I para obtenção de uma alternativa de evolução de redes que, dentro das hipóteses adotadas, possibilita a obtenção de um custo operacional mínimo dentro do período de estudo, pode ser resumida nos passos:

- i) Aquisição de dados específicos para o caso, incluindo dados gerais, dados de transformadores da série padronizada

- da, dados da carga e seu crescimento;
- ii) Aquisição de dados de coeficientes elétricos no arquivo correspondente, que possibilitem o cálculo elétrico de redes de modo expedito;
 - iii) Aquisição dos dados de custos de instalação e modificação de redes no arquivo correspondente, previamente montado;
 - iv) Verificação da existência de alguma rede que atenda à densidade de carga no horizonte de estudo, sem desrespeito aos critérios técnicos previamente estabelecidos. Para tanto, supõe-se que o transformador de maior potência nominal da série padronizada é instalado para o suprimento da rede secundária. Se nenhum dos tipos de rede nas condições mencionadas atender à carga, o processo é interrompido;
 - v) Determinação dos tipos de redes que atendem à carga do ano inicial, dentro dos critérios técnicos; as redes que não atendem à carga do ano inicial são retiradas do processo;
 - vi) Avaliação dos anos-limite para os tipos de redes considerados. Por ano-limite entenda-se o máximo ano que um da do tipo de rede, com o transformador de maior potência nominal instalado, atende à densidade de carga da área elementar, sem desrespeito aos critérios técnicos;
 - vii) Definição da política ótima de transformadores de distribuição, para cada um dos tipos de redes, no período que se estende do ano inicial até o ano-limite da rede. A política ótima de transformadores é obtida do seguinte procedimento:

- Fixação, para cada transformador dentro da série padronizada, do ano-limite em que este pode suprir à rede secundária. Para determinação do ano-limite de um dado transformador, verificam-se as condições de carregamento no transformador e queda de tensão máxima (transformador e rede), face aos critérios técnicos correspondentes. Obviamente, os transformadores que não atendem à carga do ano inicial são desconsiderados;
 - Cálculo dos custos operacionais de transformadores de distribuição, nos intervalos de tempo definidos pelos seus anos-limite; os resultados são armazenados na "matriz de custos operacionais de transformadores";
 - Determinação, por programação dinâmica, da política ótima de transformadores para o atendimento da carga do tipo de rede em análise, que apresenta mínimo custo operacional no período considerado;
- viii) Uma vez definidas as políticas de evolução de transformadores para cada tipo de rede secundária, podem ser calculados os custos operacionais de redes e transformadores, nos intervalos de tempo definidos pelos anos-limite das redes; tais valores de custos operacionais são armazenados na "matriz de custos operacionais de redes na área eletricar";
- ix) De posse da matriz de custos operacionais de redes, pode-se avaliar, por procedimento de programação dinâmica, a alternativa de evolução de rede secundária que, dentro das hipóteses adotadas, apresenta custo operacional mínimo.

O macro-diagrama de blocos da figura 3.2 ilustra o procedimento adotado no MODELO I.

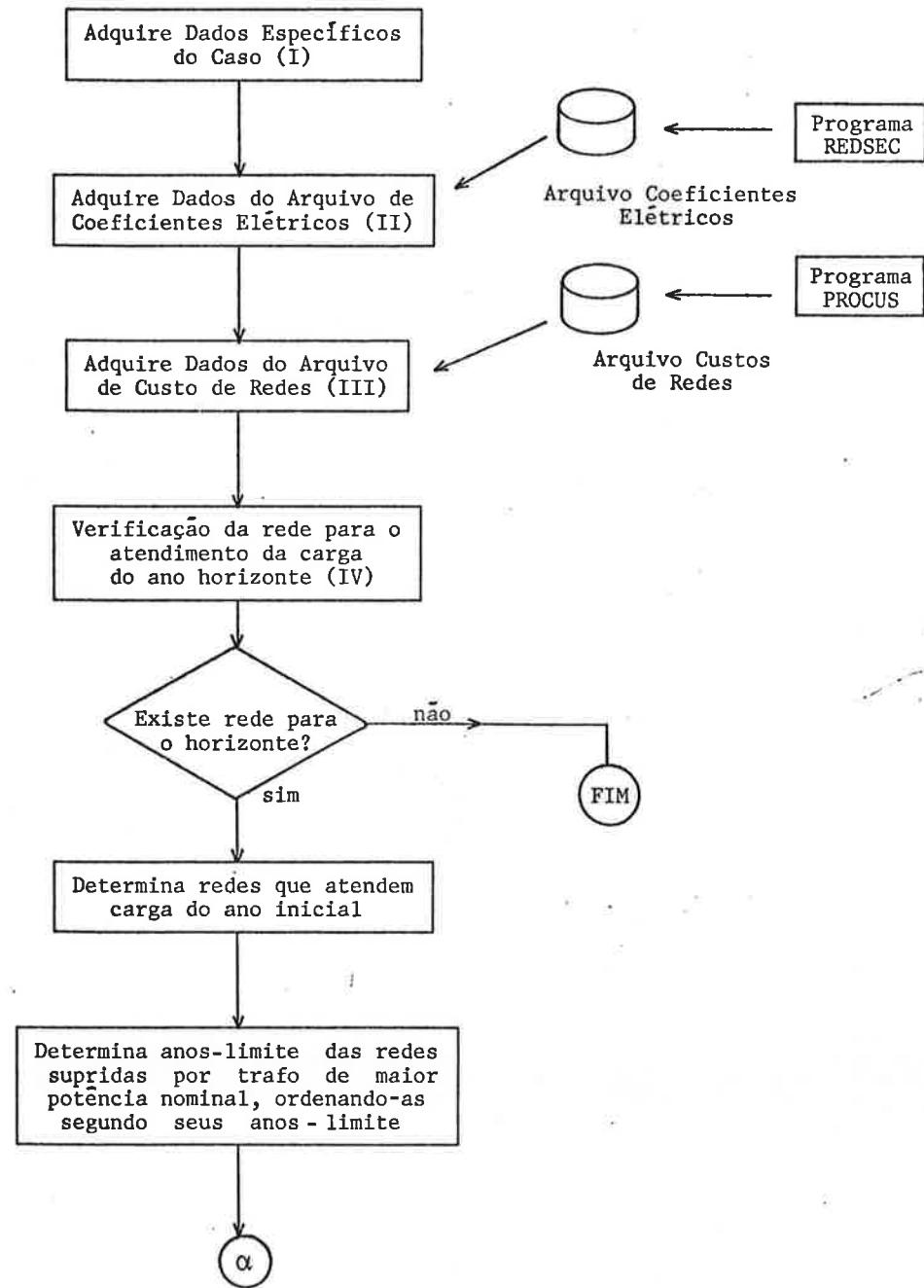


Figura 3.2 (1/2) – Macro-diagrama de blocos – MODELO I

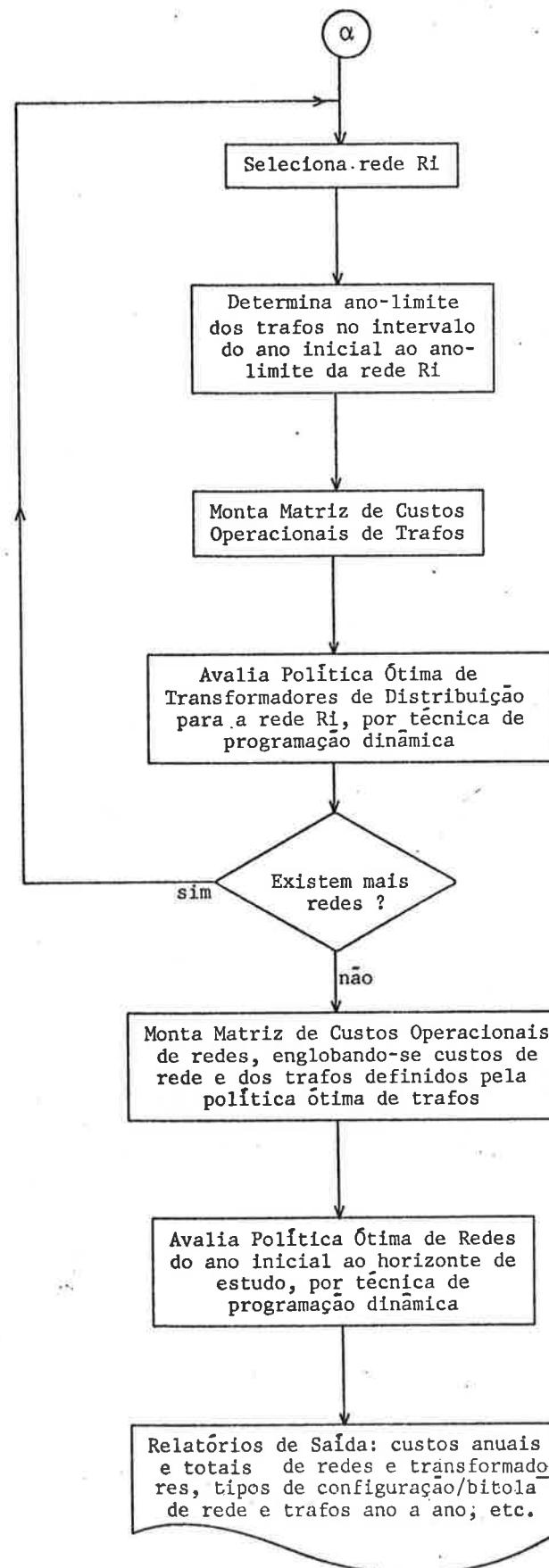


Figura 3.2 (2/2) - Macro-diagrama de blocos - MODELO I

Nos subitens subseqüentes são detalhados os passos executados no MODELO I.

3.3.3 - Fixação dos Anos-Limite de Redes

O ano-limite de um dado tipo de rede constitui, para o MODELO I, no máximo ano em que a rede, suprida pelo transformador de maior potência nominal na série padronizada, pode atender à carga sem des respeito aos critérios técnicos, quais sejam:

- máxima queda de tensão do ponto de suprimento na alta tensão do transformador até um ponto qualquer da rede secundária;
- máximo carregamento em condutores da rede secundária;
- máximo carregamento do transformador de distribuição que su pre a rede secundária.

Para a determinação dos anos-limite dos tipos de redes considerados, verifica-se inicialmente se algum dos possíveis tipos de configuração/bitola de rede permite o atendimento da carga do ano-horizonte do estudo. Se nenhuma das redes atender a tal carga, diz-se que não existe solução para o nível de carga e seu crescimento na área elementar.

Posteriormente, são desconsiderados do caso em estudo, os tipos de redes que não atendem à carga do ano inicial.

Para as demais redes, determina-se o ano máximo (tl_{Ri}) em que os valores de queda de tensão total e carregamento de redes e transformadores satisfazem aos critérios correspondentes; assim, para o ano limite tl_{Ri} , tem-se:

$$Z_{TR} C_{car,Ri} \delta(tl_{Ri}) + C_{DV,Ri} \delta(tl_{Ri}) \leq DV_{max}$$

$$C_{car,Ri} \delta(tl_{Ri}) \leq C_{max,Ri}$$

$$C_{car,Ri} \delta(tl_{Ri}) \leq C_{adm,traf}$$

onde:

$Z_{TR} = R_{TR} \cos\psi + X_{TR} \sin\psi$ - "impedância aparente" do transformador de maior potência nominal;

R_{TR}, X_{TR} - resistência e reatância de curto circuito do transformador, respectivamente;

$\cos\psi$ - fator de potência das cargas;

$\delta(tl_{Ri})$ - densidade de carga para o ano tl_{Ri} ;

$C_{DV,Ri}, C_{car,Ri}$ - coeficientes de queda de tensão e carregamento, respectivamente, para a rede R_i ;

DV_{max} - máxima queda de tensão (rede e transformador);

$C_{max,Ri}$ - máximo carregamento da rede R_i , que impõe nenhuma sobrecarga nos condutores da rede secundária;

$C_{adm,traf}$ - carregamento admissível do transformador de maior potência nominal.

Obviamente, se o ano tl_{Ri} é um ano-limite, diferente do ano-horizonte de estudo, pode-se afirmar que no ano subseqüente ($tl_{Ri}+1$), uma das condições acima não é mais satisfeita.

A ordenação dos tipos de redes considerados segundo os seus anos-limite mostra-se bastante interessante para os procedimentos posteriores. Os resultados obtidos na determinação dos anos-limite das redes e a sua ordenação são armazenados em vetores, conforme esquematizado na figura 3.3.

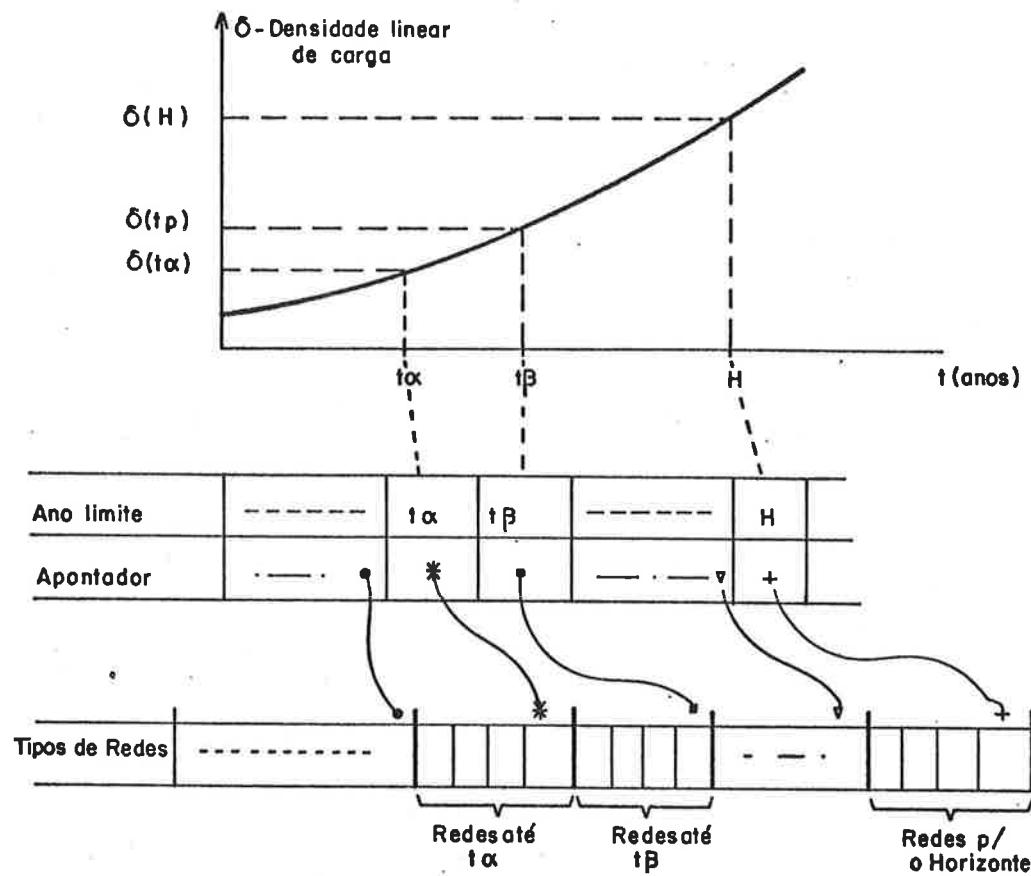


Figura 3.3 - Armazenamento das informações ordenadas de anos-limite de redes
(Obs.: H - horizonte do estudo)

3.3.4 - Política Ótima de Transformadores

A definição da política de transformadores no MODELO I em análise é estabelecida para cada um dos tipos de rede que possibilitam o atendimento da carga na área elementar até um ano pertencente ao período de estudo.

A determinação da política ótima de evolução de transformadores consiste na obtenção da alternativa de instalação e trocas de transformadores, do ano inicial ao ano-limite da rede em questão, que minimiza os custos operacionais de transformadores.

Assim, seja o tipo de rede R_i que atende à carga da área elementar até o ano t_{l,R_i} ; o procedimento para obtenção da política ótima

ma de transformadores pode ser estabelecido conforme apresentado a seguir:

- a.) Avalia-se, seqüencialmente, na série padronizada de transformadores de distribuição, o primeiro transformador que possibilita o atendimento da carga do ano inicial, sem desrespeito aos critérios técnicos correspondentes a carregamento do transformador e queda de tensão máxima, ou seja:

$$Z_{TR1} C_{car,Ri} \delta(0) + C_{DV,Ri} \delta(0) < DV_{max}$$

$$C_{car,Ri} \delta(0) < C_{max,TR1}$$

onde Z_{TR1} - representa a impedância aparente do primeiro transformador que atende à carga

$C_{max,TR1}$ - representa o máximo carregamento do transformador correspondente

e as demais variáveis já foram definidas anteriormente; obviamente, em estando a série padronizada de transformadores ordenada seqüencialmente por potência nominal e carregamento máximo, os demais transformadores da série também atendem à carga do ano inicial;

- b.) Determina-se, para todos os transformadores que atendem à carga do ano inicial, o seu ano-limite, ou seja, o máximo ano que o transformador em questão atende à carga sem desrespeito aos critérios técnicos de carregamento e queda de tensão. Assim, o ano-limite de um transformador $Tr\alpha$ constitui-se no último ano, dentro do período considerado, em que são satisfeitas as condições:

$$Z_{TR\alpha} C_{car,Ri} \delta(t\alpha) + C_{DV,Ri} \delta(t\alpha) \leq DV_{max}$$

$$C_{car,Ri} \delta(t\alpha) \leq C_{max,TR\alpha}$$

Os anos-limite de cada um dos transformadores que atendem à carga da rede secundária tipo R_i são armazenados ordenadamente, de maneira análoga ao armazenamento de redes e seus anos-limite, conforme apresentado na figura 3.3.

c.) Os custos operacionais de cada um dos transformadores que possibilitam o atendimento da carga do ano inicial na rede R_i , durante os períodos definidos pelos anos-limite dos transformadores em questão, são computados e armazenados em uma matriz denominada "matriz de custos operacionais de transformadores de distribuição". A montagem de tal matriz é de especial relevância para a avaliação da política ótima de transformadores.

Exemplificando-se para a rede R_i , com ano-limite t_{l,R_i} , em que são disponíveis os transformadores TR1, TR2, TR3, TR4 e TR5 para o atendimento da carga, com anos-limite $t_\alpha, t_\beta, t_\gamma$ para os três primeiros e t_{l,R_i} para os dois últimos trafos, a matriz de custos de transformadores pode ser escrita por:

	$0-t_\alpha$	$t_\alpha-t_\beta$	$t_\beta-t_\gamma$	$t_\gamma-t_{l,R_i}$
TR1	*	-	-	-
TR2	*	*	-	-
TR3	*	*	*	-
TR4	*	*	*	*
TR5	*	*	*	*

onde os elementos da matriz grifados com "*" são obtidos pelas expressões abaixo:

$$\begin{aligned} C_{op,TRk,t_i-t_l} = & C_{fe,TRk,t_i-t_l} + C_{cu,TRk,t_i-t_l} + C_{amor,TRk,t_i-t_l} + \\ & + C_{man,TRk,t_i-t_l} + K_0 C_{inst,TRk,0} \end{aligned}$$

onde:

$C_{op,TRk,ti-tl}$ - custo operacional do transformador TRk, do ano ti ao ano tl

$C_{fe,TRk,ti-tl}$ - custo de perdas no ferro do transformador TRk, do ano ti ao ano tl

$C_{cu,TRk,ti-tl}$ - custo de perdas no cobre do transformador TRk, do ano ti ao ano tl

$C_{amor,TRk,ti-tl}$ - custo de amortização do transformador TRk, do ano ti ao ano tl

$C_{man,TRk,ti-tl}$ - custo de manutenção corretiva do transformador TRk, do ano ti ao ano tl

$K_0 = 0 \rightarrow$ se $tk \neq 0$ - fator multiplicativo para consideração (ou $= 1 \rightarrow$ se $tk = 0$ não) do custo de instalação do transformador

$C_{inst,TRk,0}$ - custo de instalação de transformadores no ano inicial do estudo

Destaca-se que a matriz de custos de transformadores apenas não inclui o custo de substituição de transformadores; esta parcela de custo é considerada e englobada ao longo do processo de determinação da alternativa ótima de evolução de transformadores.

d.) As alternativas consideradas pelo modelo são geradas assumindo-se que um transformador instalado na rede é removido somente quando é alcançado o seu ano-limite. Na figura 3.4, apresenta-se a rede de estados possíveis com todas as alternativas de evolução de transformadores para o exemplo em questão. Um dado estado é definido pelo transformador instalado na rede num dado instante de tempo.

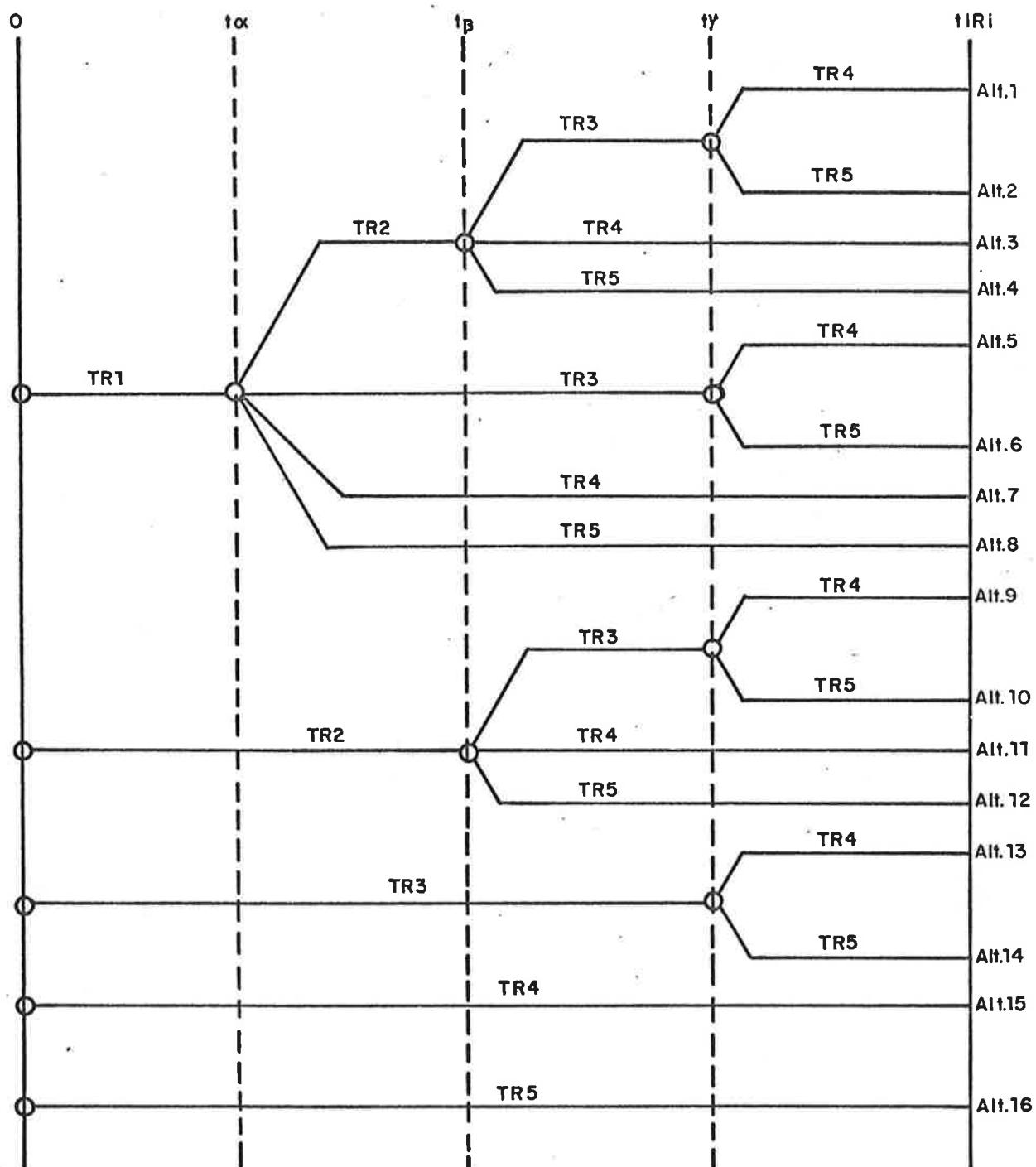


Figura 3.4 - Alternativas de evolução de transformadores
(rede de estados)

A política ótima de evolução de transformadores do exemplo ex posto corresponde a uma das 16 alternativas de instalação e trocas de transformadores que apresenta mínimo custo operacional no intervalo de tempo $[0 - t_{Ri}]$.

A alternativa ótima poderia ser determinada por um processo de busca exaustiva, que consiste na seleção da alternativa de mínimo custo através da determinação do custo operacional de todas as alternativas geradas. É óbvio que tal procedimento acarreta um dispêndio em tempo de processamento bastante elevado.

O procedimento de programação dinâmica pode ser aplicado para a obtenção da alternativa ótima, visto que as decisões tomadas em dado instante (trocas de transformadores) não provocam modificações de custos nos instantes posteriores. A idéia básica do método pode ser resumida nos seguintes passos:

- i.) Fixa-se, ordenadamente, um ano-limite;
- ii.) Seleciona(m)-se subconjunto(s) de alternativas de evolu
ção de transformadores com mesmos estados posteriores ao
referido ano-limite e descarta(m)-se o(s) subconjunto(s) de
alternativas com custo operacional superior até então;
- iii.) Se existirem mais anos-limite, retorna-se ao passo i.).

Tendo-se em vista explicitar a aplicação do método, considera-se o exemplo da figura 3.4. Tomando-se o ano-limite t_a , observa-se que todos os estados das alternativas até o ano t_a são distintos; porém, do ano t_a ao ano-horizonte, os pares de alternativas:

$[1 \text{ e } 9]$; $[2 \text{ e } 10]$; $[3 \text{ e } 11]$; $[4 \text{ e } 12]$; $[5 \text{ e } 13]$; $[6 \text{ e } 14]$;
 $[7 \text{ e } 15]$; $[8 \text{ e } 16]$ têm seus estados idênticos entre si.

Comparando-se o custo operacional correspondente ao transformador TR1 no intervalo de tempo $[0 - t_a]$ acrescido do custo de substi

tuição do transformador TR2 no tempo t_a , com relação ao custo operacional do transformador TR2, no mesmo intervalo de tempo [0 - t_a], pode-se descartar um dos subconjuntos de alternativas {1, 2, 3 e 4} ou {9, 10, 11 e 12}. De maneira análoga, podem ser descartados os demais subconjuntos de alternativas, conforme apresentado na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Comparação de subconjuntos de alternativas (A ou B) no ano-limite t_a

Subconjuntos		Comparação dos custos em [0- t_a]	
A	ou	B	
{1, 2, 3, 4}	{9, 10, 11, 12}	$C_{op_{TR1}} + C_{sub_{TR1-TR2}}$	$C_{op_{TR2}}$
{5, 6}	{13, 14}	$C_{op_{TR1}} + C_{sub_{TR1-TR3}}$	$C_{op_{TR3}}$
{7}	{15}	$C_{op_{TR1}} + C_{sub_{TR1-TR4}}$	$C_{op_{TR4}}$
{8}	{16}	$C_{op_{TR5}} + C_{sub_{TR1-TR5}}$	$C_{op_{TR5}}$

Como pode ser observado, o processo de seleção de subconjuntos de alternativas no primeiro ano-limite é realizado, a menos do custo de substituição dos equipamentos, por comparação de custos operacionais armazenados na primeira coluna da matriz de custos de transformadores.

Para facilitar o processo de seleção/eliminação de subconjuntos de alternativas nos anos-limite posteriores, acumulam-se, nos elementos da segunda coluna da matriz de custos de transformadores, os valores de custos dos estados anteriores correspondentes, bem como eventuais custos de substituição. Assumindo-se que, no exemplo em questão, sejam descartados os subconjuntos {9, 10, 11, 12}, {5, 6}, {15} e {8} conforme figura 3.5, o procedimento a ser aplicado à matriz de custos de traços seria o apresentado a seguir:

	0-t α	t α -t β	---
TR1	*	+ C _{sub} + C _{sub}	---
TR2	*	*	---
[C _{op} _{traf}] = TR3	*	*	---
TR4	*	*	---
TR5	*	*	---

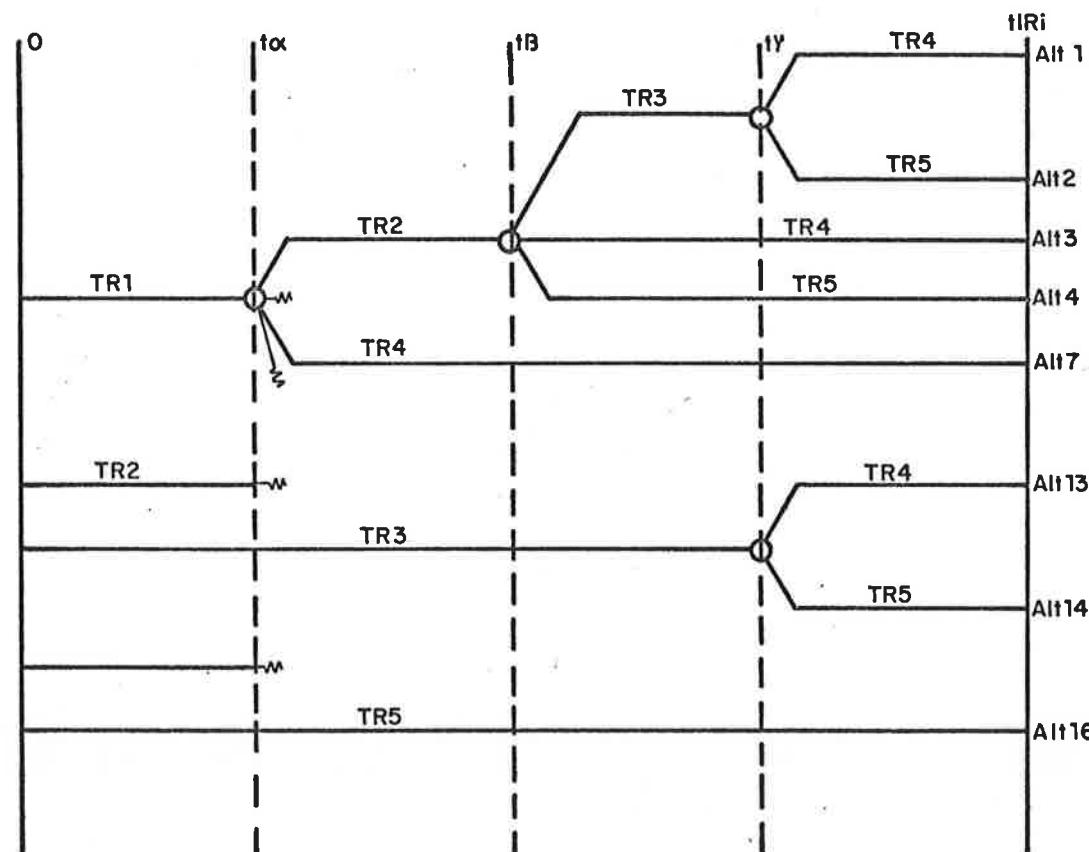


Figura 3.5 - Rede de estados após seleção de alternativas em $t\alpha$

Prosseguindo-se com o procedimento, no ano-limite $t\beta$ podem ser descartados os subconjuntos $\{1, 2\}$ ou $\{13, 14\}$; $\{3\}$ ou $\{7\}$; e $\{4\}$ ou $\{16\}$ por comparação dos custos operacionais correspondentes no intervalo de tempo $[0 - t\beta]$, cujos valores podem ser obtidos, a menos dos custos de substituição, na segunda coluna da matriz de custos

operacionais de transformadores.

O processo continua de modo análogo até o ano-limite da rede R_i , em que se obtém a alternativa de menor custo operacional no intervalo de tempo $[0 - t_{R_i}]$, por simples comparação dos valores de custos acumulados e armazenados na última coluna da matriz de custos de transformadores.

A política ótima de transformadores é armazenada numa matriz auxiliar, que permite a identificação dos estados da alternativa selecionada. Tal matriz é montada paralelamente ao procedimento de acúmulo dos valores de custos nos anos-limite posteriores. Em cada posição da matriz auxiliar, armazena-se o transformador do estado anterior, de mínimo custo até o ano-limite anterior. Para o exemplo, assumindo-se que a alternativa ótima fosse a alternativa 2, as matrizes de custo de transformador e matriz de identificação da política ótima seriam atualizadas da seguinte forma:

Cop_{traf}	TR1	$(*)^+$			
	TR2	*	$(*)^+$		
	TR3	$(*)^+$	$(*)^+$	$(*)^+$	
	TR4	*	$(*)^+$	$(*)^+$	$(*)^+$
	TR5	$(*)^+$	$(*)^+$	$(*)^+$	$(*)^+$

Mínimo custo
último trafo: TR5

C_{ident}	0- t_α	$t_\alpha-t_\beta$	$t_\beta-t_\gamma$	$t_\gamma-H$
TR1				
TR2		1		
TR3		3	2	
TR4	1		3	4
TR5	5	5		3

A identificação da política ótima, utilizando-se a matriz $[C_{ident}]$, é bastante simples. No caso do exemplo, sabe-se que a alternativa selecionada termina com o transformador TR5. Desta forma:

- Acessa-se, na última coluna, à linha correspondente ao transformador TR5 (5ª linha), donde resulta que no intervalo de tempo anterior o transformador é o TR3;
- Acessa-se ao elemento da coluna anterior (3ª coluna), na linha correspondente ao trafo TR3 (3ª linha), onde seu conteúdo indica o transformador TR2 presente no intervalo de tempo anterior;
- Acessa-se ao elemento da 2ª coluna, linha do trafo TR2 (2ª linha), indicando que o transformador do primeiro intervalo corresponde ao trafo TR1.

Assim, a política ótima, alternativa nº 2, consiste dos estados contidos na tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Identificação da política ótima de transformadores

Intervalo de Tempo		Transformador
início	final	
0	$t\alpha$	TR1
$t\alpha$	$t\beta$	TR2
$t\beta$	$t\gamma$	TR3
$t\gamma$	$t_{l_{ki}}$	TR5

- e.) O procedimento de determinação da política ótima de transformadores é executado para todos os tipos de redes a serem considerados no estudo e que atendem à carga do ano inicial.

As políticas de evolução de transformadores são armazena_das organizadamente em vetores, conforme apresentado na figura 3.6.

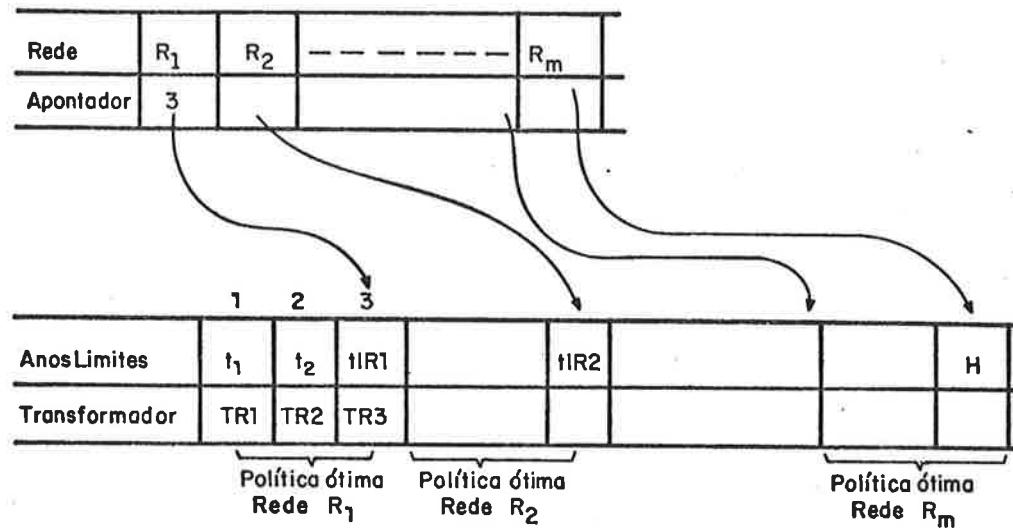


Figura 3.6 - Política ótima de transformadores por tipo de rede

3.3.5 - Política Ótima de Redes

Uma vez fixadas as políticas de evolução de transformadores pa_ra cada tipo de rede que possibilita o atendimento da carga na área elementar, pode-se proceder à:

- Contabilização dos custos operacionais de redes e transformadores na área elementar, nos intervalos de tempo delimitados pelos anos-limite de rede montando-se, desta forma, a matriz de custos operacionais de redes;
- Geração das alternativas de evolução de redes;
- Seleção da alternativa ótima de evolução de redes, com míni_mo custo operacional durante o período de estudo.

Os custos operacionais de redes e transformadores, referentes a cada um dos tipos de redes, nos intervalos de tempo definidos pelos anos-limite de redes, são computados e armazenados na matriz de custos operacionais de redes. De forma análoga ao problema de política ótima de transformadores, tal matriz é de especial importância para a avaliação da política ótima de redes.

Exemplificando-se, suponha que sejam disponíveis as redes com correspondentes anos-limite conforme apresentado na tabela 3.3:

Tabela 3.3 - Tipos de redes do exemplo

Rede	Tipo de configuração/bitola	Ano-limite
R1	0101	não atende ano inicial
R2	0102	não atende ano inicial
R3	0201	tR3
R4	0202	tR4
R5	0301	tR5 = H
R6	0302	tR6 = H

Obs.: - H - horizonte do estudo

A matriz de custos operacionais de redes pode ser escrita:

rede \ tempo	0-tR3	tR3-tR4	tR4-H
R3	*	-	-
R4	*	*	-
R5	*	*	*
R6	*	*	*

$[C_{Op_R}] =$

Os elementos de interesse, grifados com "*", podem ser obtidos pela expressão genérica:

$$C_{op,Ri,ti-tl} = C_{per,Ri,ti-tl} + C_{man,Ri,ti-tl} + C_{poltr,Ri,ti-tl} + k_0 \cdot C_{inst,Ri,0}$$

onde:

$C_{op,Ri,ti-tl}$ - custo operacional na A.E., em redes e traços,
rede R_i , intervalo de tempo $[ti-tl]$

$C_{per,Ri,ti-tl}$ - custo de perdas na A.E. para rede R_i , intervalo de tempo $[ti-tl]$

$C_{man,Ri,ti-tl}$ - custo de manutenção corretiva na rede secundária, rede R_i , intervalo de tempo $[ti-tl]$

$C_{poltr,Ri,ti-tl}$ - custo operacional em transformadores, tomados da política de evolução de traços da rede R_i , no intervalo de tempo $[ti-tl]$

$k_0 = 0$, para $tk \neq 0$ - fator multiplicativo para consideração
1, para $tk = 0$ (ou não) do custo de instalação de rede

$C_{inst,Ri,0}$ - custo de instalação da rede R_i no ano inicial do estudo.

A matriz de custos operacionais de redes não inclui os custos de modificação de redes e substituição de transformadores nos anos-limite de redes; estas parcelas do custo operacional das alternativas de evolução de redes são consideradas ao longo do processo de determinação da política ótima de redes.

O procedimento para geração das alternativas de evolução de redes é análogo ao adotado para a política ótima de transformadores. Quando da implantação de um determinado tipo de rede na área eletricidade, este só é modificado quando alcança o seu ano-limite. Na figura 3.7, apresenta-se a rede de estudos possíveis com todas as alternativas de evolução de redes do exemplo em questão.

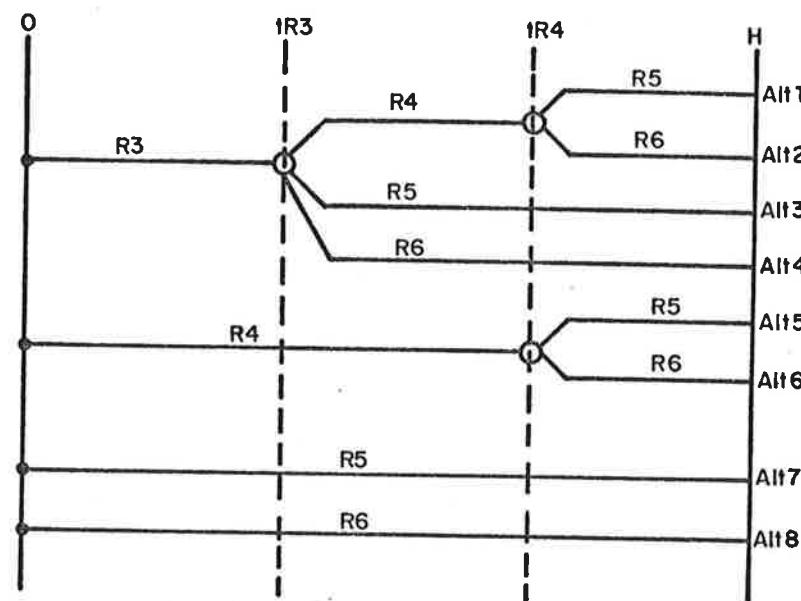


Figura 3.7 - Rede de estados - Alternativas de evolução de redes

O procedimento de programação dinâmica pode também ser aplicado para a obtenção da alternativa ótima, visto que as decisões tomadas em dado instante (modificações de redes) não provocam variações de custos nos estados posteriores. Tal fato se deve principalmente pela política de evolução de transformadores ser definida a priori; caso contrário, a aplicação da programação dinâmica não seria válida.

O processo de programação dinâmica também é aplicado ao problema de avaliação de política ótima de redes de modo análogo à solução da alternativa ótima de transformadores. Assim, para o exemplo, a comparação de custos operacionais no ano-limite $tR3$, possibilita a seleção/eliminação de subconjuntos de alternativas, conforme tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Comparação de subconjuntos (A ou B) de alternativas no ano-limite tR3

Subconjuntos		Comparação de custos em [0 - tR3]	
A	ou	B	
{1, 2}	{5, 6}	$Cop_{R3,0-tR3} + Cmodif_{R3-R4,tR3}$	$Cop_{R4,0-tR3}$
{3}	{7}	$Cop_{R3,0-tR3} + Cmodif_{R3-R5,tR3}$	$Cop_{R5,0-tR3}$
{4}	{8}	$Cop_{R3,0-tR3} + Cmodif_{R3-R6,tR3}$	$Cop_{R6,0-tR3}$
Obs.: - $Cmodif_{Ri-Rk,tj}$ - custo de modificação da rede Ri para Rk e eventual substituição de transformadores no ano tj			

De maneira idêntica ao procedimento de avaliação da política de transformadores, a matriz de custos de redes é convenientemente atualizada e a matriz de identificação da política ótima de redes é montada ao longo do processo.

Ao final do procedimento de comparação dos subconjuntos de alternativas em todos os anos-limite, obtém-se o custo operacional mínimo e a matriz que permite a identificação dos estados que compõem a alternativa ótima selecionada. Exemplificando, se as matrizes de custo de redes e identificação da política ótima fossem as seguintes:

	0-tR3	tR3-tR4	tR4-H
R3 (1)	(*)+		
R3 (2)	(*)+	→ (*)+	→ (*)
R5 (3)	*	→ (*)+	→ (*)
R6 (4)	(*)+	→ (*)	→ (*)

[Cop_R] = Minimo custo rede R6(4) em H

Rede (linha)	Tempo (coluna)	0-tR3 (1)	tR3-tR4 (2)	tR4-H (3)
R3 (1)		-	-	
[Cident] = R4 (2)		(2) ←		-
R5 (3)		(1)		(3)
R6 (4)		(4)	(2) ← (4) = R6	

A política ótima de redes seria, portanto, a indicada na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Alternativa ótima de evolução de redes para o exemplo

Intervalo de Tempo		Rede
Início	Fim	
0	tR3	R4 (0202)
tR3	tR4	R4 (0202)
tR4	H	R6 (0302)

3.3.6 - Considerações Complementares

A metodologia utilizada no MODELO I determina:

- i.) O ano-limite para cada tipo de rede é estabelecido, supondo-se comissionado na rede o transformador de maior potência nominal;
- ii.) A política de transformadores é fixada, num primeiro passo, para cada tipo de rede e é determinada por método de programação dinâmica, que avalia à alternativa ótima do ano inicial ao ano-limite da rede em análise.

A adoção das hipóteses acima no método de Planejamento de Redes de Distribuição Secundária apresenta alguns aspectos negativos que são mencionados a seguir:

- É de se esperar que a alternativa ótima de evolução de transformadores para um dado tipo de rede Rj do ano inicial ao seu ano-limite não seja a solução ótima quando esta rede é instalada num ano diferente do inicial. Assim, na comparação de duas alternativas A e B, geradas pelo MODELO I:

Alt. A: Rede Ri de $[0, t_{Ri}]$ e Rede Rj de $[t_{Ri} - t_{Rj}]$

Alt. B: Rede Rj de $[0, t_{Rj}]$

a alternativa A provavelmente não apresenta o mínimo custo operacional em transformadores, visto que a política ótima de transformadores da rede Rj, dos anos t_{Ri} a t_{Rj} , e com transformadores já existentes no ano t_{Ri} , deve ser distinta daquela obtida no intervalo $[0, t_{Rj}]$.

A avaliação da política ótima de transformadores para a alternativa A, nos intervalos de tempo $[0, t_{Ri}]$ e $[t_{Ri}, t_{Rj}]$, poderia ser praticada, mas incorreria na proibição do uso de programação dinâmica, visto que as alternativas A e B no intervalo $[t_{Ri}, t_{Rj}]$ seriam distintas.

- A adoção do modelo exposto descarta uma quantidade relevante de alternativas, visto que só é permitida a modificação em tipos de redes quando se alcança o seu ano-limite, em que o transformador de maior potência nominal encontra-se na rede. As alternativas de trocas de redes com transformadores de potência nominal menor que a máxima não são consideradas; obviamente, quando inseridas no modelo, poderiam repercutir em diminuição dos custos operacionais da alternativa ótima.

No MODELO II, a ser exposto no item seguinte, tais aspectos são considerados de modo a se obter uma alternativa conjunta de evolução de redes e de transformadores, com mínimo custo operacional global.

3.4 - METODOLOGIA - MODELO II

3.4.1 - Considerações Gerais

O MODELO II para o Planejamento de Redes de Distribuição Secundária foi desenvolvido para suprir a algumas deficiências encontradas no MODELO I, já apontadas no item anterior.

Neste modelo, procede-se à geração conjunta de alternativas de evolução de redes e transformadores, ou seja, as alternativas geradas são compostas por "estados" identificados por uma terna correspondente ao tipo de configuração da rede, tipo de bitola e transformador. Assim, a rede de estados possíveis torna-se bem mais ampla aumentando, consequentemente, em relação ao modelo anterior, o número de alternativas analisadas.

A política ótima de evolução de redes e transformadores é estabelecida, conjuntamente, num único procedimento de programação dinâmica, que avalia a alternativa ótima global.

O número de alternativas de evolução de redes e transformadores geradas torna-se sobremodo mais elevado e, por consequência, as matrizes utilizadas no processo de programação dinâmica apresentam dimensões maiores, que resultam num montante de área de memória obviamente maior. Tendo-se em vista aumentar a eficiência da aplicação do método, o programa computacional desenvolvido para a solução do MODELO II permite restringir/selecionar os tipos de bitolas de rede a serem consideradas no processo de seleção das alternativas; tal facilidade, que incide em maior eficiência computacional do modelo, é de aplicação bastante relevante, principalmente em estudos onde os custos de recondutoramento são notadamente mais altos que os custos de mudança de configuração de rede na área elementar.

As hipóteses simplificativas, que dizem respeito à uniformidade da distribuição e crescimento da carga na área elementar, continuam presentes neste modelo, o que permite a utilização dos coeficientes para cálculos elétricos de redes.

3.4.2 - Síntese do Método

A metodologia utilizada no MODELO II, que permite a obtenção de uma política ótima conjunta de evolução de tipos de redes e transformadores na área elementar, pode ser resumida nos passos a seguir:

- i.) Aquisição dos dados específicos para o caso, incluindo dados gerais, dados de transformadores, dados relativos à carga e seleção dos tipos de bitolas de rede a serem considerados no modelo;
- ii.) Aquisição dos dados de coeficientes elétricos de todos os tipos de redes, em arquivo de coeficientes;
- iii.) Aquisição dos dados de custos de instalação e modificação de redes do arquivo de custos;
- iv.) Fixação dos tipos de rede (configuração/bitola) para o estudo, em vista da possível seleção dos tipos de bitolas;
- v.) Verificação da existência de rede para o atendimento da densidade de carga no horizonte do estudo, sem desrespeito aos critérios técnicos adotados; para tanto, supõe-se instalado nas redes o transformador de maior potência nominal. No caso de nenhuma rede satisfazer tal condição, o processamento é interrompido;

- vi.) Seleção das ternas (tipo de configuração, bitola e transformador), que atendem à carga do ano inicial, face aos critérios técnicos; as ternas que não satisfazem tal condição são retiradas do processo;
- vii.) Avaliação dos anos-limite de cada terna que atenda a carga do ano inicial; por ano-limite entende-se o máximo ano que a terna presente na área elementar atende à carga sem desrespeito aos critérios técnicos. As ternas são ordenadas em ordem crescente de seus anos-limite;
- viii.) Contabilização dos custos operacionais de redes e transformadores, nos intervalos de tempo definidos pelos anos-limite; tais valores são armazenados na "matriz de custos operacionais de redes/transformadores";
- ix.) Determinação, por procedimento de programação dinâmica, da alternativa de evolução de tipo de rede/transformador na área elementar, que atende à carga da área elementar, com mínimo custo operacional, assim denominada "política ótima de evolução de redes e transformadores".

O macro-diagrama de blocos da figura 3.8 ilustra o procedimento adotado no MODELO II.

Nos subitens subseqüentes são detalhados os passos executados no MODELO II.

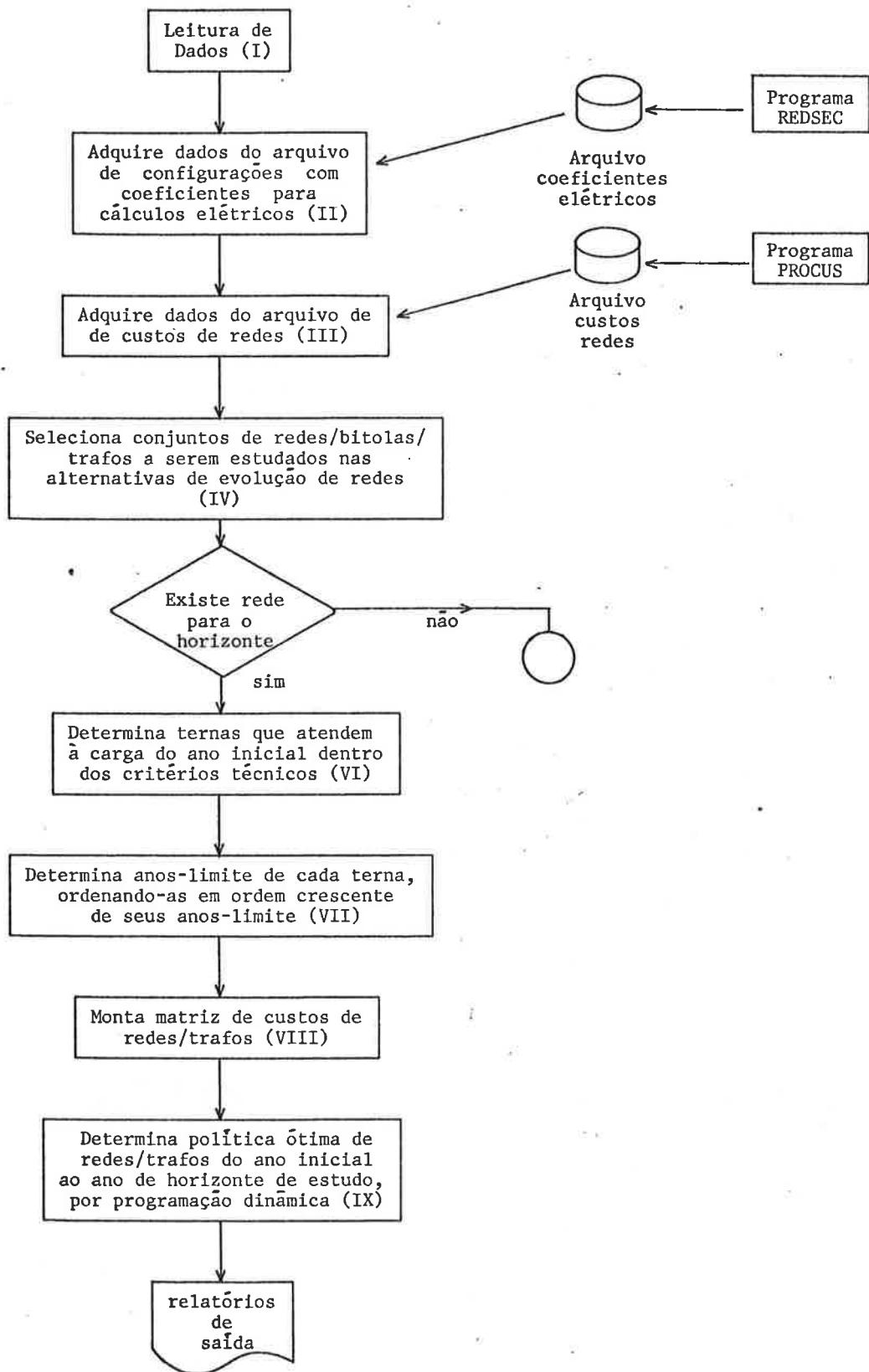


Figura 3.8 - Macro-diagrama de blocos do MODELO II

3.4.3 - Seleção de Tipos de Redes

Pelo fato do MODELO II considerar um número maior de alternativas em relação ao MODELO I, a área de memória em computador pode tornar-se uma restrição da utilização do método. O número total de ternas a serem consideradas pode ser facilmente avaliado pelo produto:

$$n_{tern} = n_{traj} \quad n_{conf} \quad n_{bit}$$

onde

n_{tern} - número de ternas

n_{traj} - número de transformadores

n_{conf} - número de tipos de configurações de rede

n_{bit} - número de tipos de bitolas

Assim, é interessante que o planejador, ao utilizar a ferramenta computacional desenvolvida, possa alterar facilmente o número total de ternas sem, no entanto, comprometer os resultados do estudo.

Os dados de transformadores podem ser opcionalmente armazenados em arquivo, e a remoção ou inserção de um determinado transformador na série padronizada a ser utilizada no modelo é extremamente simples.

No entanto, a redução do número de configuração de redes e tipos de bitolas geraria um trabalho prévio de atualização ou mesmo remontagem dos arquivos de custos e coeficientes elétricos de redes. Assim sendo, neste modelo, foi inserida a facilidade do planejador fornecer os tipos de bitolas de rede a serem consideradas, e o programa computacional, acessando aos arquivos completos de redes, trata apenas as bitolas selecionadas. Tal facilidade tende obviamente a reduzir a área de memória e tempos de processamento utilizados.

zados pelo programa, pela limitação do número de alternativas geradas. É óbvio que, valendo-se de tal facilidade, o planejador deve interagir com o modelo, de modo a avaliar o(s) melhor(es) tipo(s) de bitola para cada caso em questão. Exemplificando, para o caso de estarem presentes nos arquivos de rede as configurações 01, 02 e 03 e as bitolas 01, 02 e 03, a seleção no MODELO II das bitolas 01 e 02 resultaria na consideração das redes 0101, 0102, 0201, 0202, 0301 e 0302 que, obviamente, reduz para 75% o número de ternas possíveis para suprimento da área elementar.

3.4.4 - Fixação dos Anos-Limite

O ano-limite de uma dada terna para o suprimento da área elementar equivale ao máximo ano que esta pode atender à carga sem desrespeito aos critérios técnicos de queda de tensão máxima na rede secundária e carregamentos máximos da rede e transformador de distribuição.

Os anos-limite são avaliados para as ternas que atendem à carga inicial na área elementar; para uma terna (R_i, TR_j) , onde R_i representa o tipo da rede (configuração/bitola) e TR_j representa o transformador de distribuição considerado, o ano-limite corresponde ao ano máximo $[t_{l,R_i, TR_j}]$ em que as condições abaixo são satisfeitas:

$$Z_{TR_j} * C_{car,R_i} * \delta(t_{l,R_i, TR_j}) + CDV_{R_i} * \delta(t_{l,R_i, TR_j}) \leq DV_{max}$$

$$C_{car,R_i} * \delta(t_{l,R_i, TR_j}) \leq C_{max,R_i}$$

$$C_{car,R_i} * \delta(t_{l,R_i, TR_j}) \leq Cadm_{TR_j}$$

onde:

$$Z_{TR_j} = R_{TR_j} \cdot \cos\psi + X_{TR_j} \cdot \sin\psi - \text{impedância aparente do transformador } TR_j;$$

R_{TR} , X_{TR} - resistência e reatância de curto circuito do transformador TR_j ;

$\cos\psi$ - fator de potências das cargas;

$\delta_{(t_{lR_i, TR_j})}$ - densidade de carga para o ano t_{lR_i, TR_j} ;

CDV_{R_i} ; C_{car, R_i} - coeficientes de queda de tensão e carregamento, respectivamente, da rede R_i ;

DV_{max} - máxima queda de tensão (rede e transformador);

C_{max, R_i} - máximo carregamento da rede (impõe que nenhum condutor da rede secundária apresente sobre carga)

C_{adm, TR_j} - carregamento admissível do transformador TR_j

As ternas consideradas no modelo são ordenadas pelos seus anos-limite estruturando, desta forma, os resultados para os procedimentos posteriores. Na figura 3.9, é apresentado o armazenamento e organização das ternas pelos seus anos-limite.

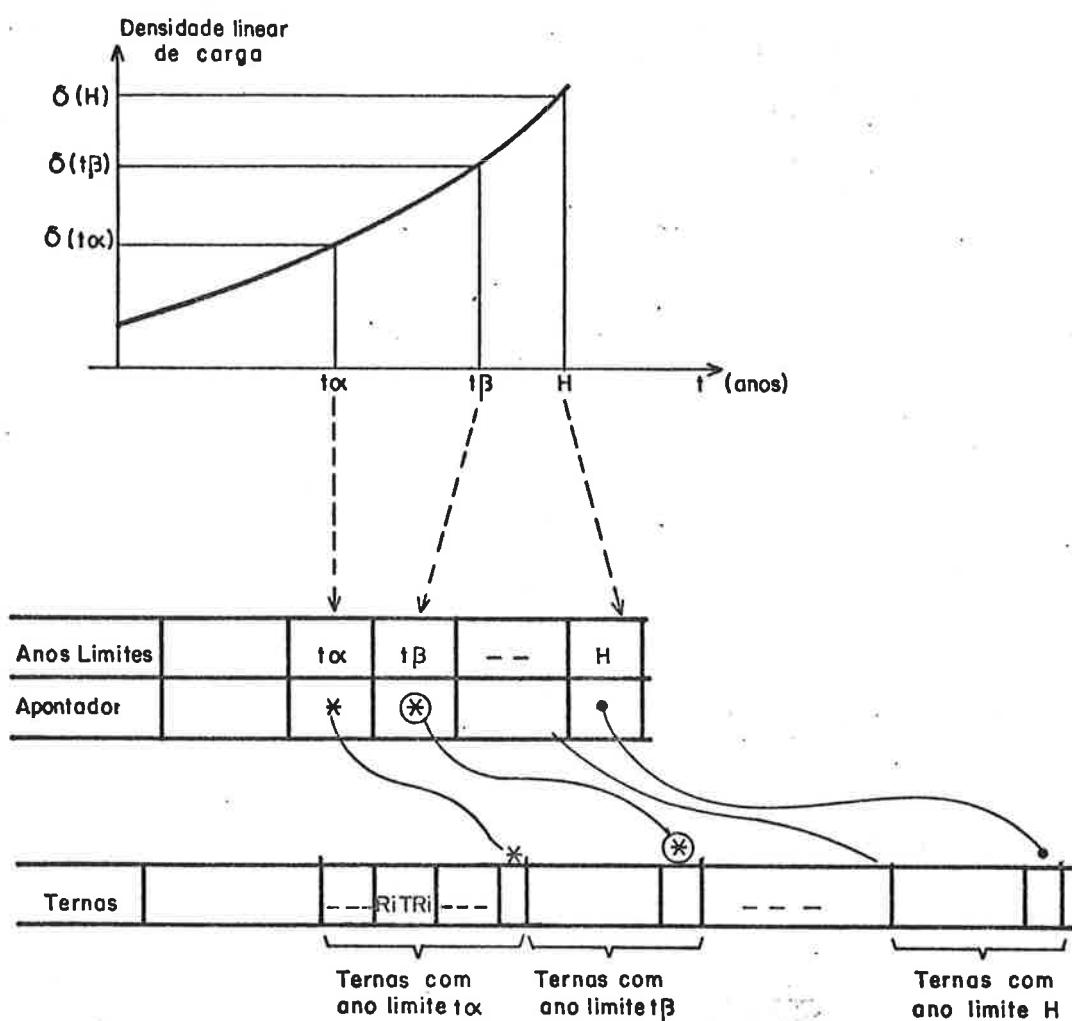


Figura 3.9 – Armazenamento ordenado dos anos-limite de ternas
 (H – Ano-horizonte do estudo)

3.4.5 - Política Ótima de Evolução de Redes e Transformadores

Uma vez selecionadas as ternas de tipos de redes/transformadores com respectivos anos-limite, procede-se segundo os passos:

- Contabilização dos custos operacionais das terna, em intervalos de tempo definidos pelos seus anos-limite, os valores calculados são armazenados na matriz de custos operacionais de redes e transformadores;
 - Geração das alternativas de evolução de tipos de redes/trans formadores;

- Seleção da política ótima de redes e transformadores, através de procedimento de programação dinâmica.

Os custos operacionais para cada possível terna que supre a área elementar nos intervalos de tempo delimitados pelos anos-limite são armazenados na matriz de custos de redes e transformadores. Exemplificando, supõe-se ter disponíveis seis tipos de configuração/bitola de rede e dois transformadores de distribuição. As ternas e anos-limite correspondentes são apresentados na tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Ternas de redes/trafos do exemplo

Terna	Tipo de configuração/bitola	Transformador	Ano-Limite
Te1	0101	TR1	- (*)
Te2	0101	TR2	- (*)
Te3	0102	TR1	- (*)
Te4	0102	TR2	- (*)
Te5	0201	TR1	- (*)
Te6	0201	TR2	$t\alpha$
Te7	0202	TR1	- (*)
Te8	0202	TR2	$t\beta$
Te9	0301	TR1	$t\gamma$
Te10	0301	TR2	H
Te11	0302	TR1	H
Te12	0302	TR2	H

Obs.: - (*) Ternas que não atendem à carga do ano inicial

A matriz de custos operacionais de ternas, para o exemplo, é dada da forma a seguir:

	tempo	0-t α	t α -t β	t β -t γ	t γ -H
terna					
0201/TR2	*	-	-	-	-
0202/TR2	*	*	-	-	-
[Cop _{terna}] =	0301/TR1	*	*	*	-
	0301/TR2	*	*	*	*
	0302/TR1	*	*	*	*
	0302/TR2	*	*	*	*

Os elementos de interesse da matriz [Cop_{terna}], marcados com ".*", são determinados pela expressão:

$$\text{Cop}_{\text{Te}(R_i, \text{TR}_j), tk-tl} = \text{Cop}_{R_i, tk-tl} + \text{Cop}_{\text{TR}_j, tk-tl}$$

com

$$\text{Cop}_{R_i, tk-tl} = \text{Cper}_{R_i, tk-tl} + \text{Cman}_{R_i, tk-tl} + k_0 \text{Cinst}_{R_i, 0}$$

$$\begin{aligned} \text{Cop}_{\text{TR}_j, tk-tl} = & \text{Cfe}_{\text{TR}_j, tk-tl} + \text{Ccu}_{\text{TR}_j, tk-tl} + \text{Camor}_{\text{TR}_j, tk-tl} + \\ & + \text{Cman}_{\text{TR}_j, tk-tl} + k_0 \text{Cinst}_{\text{TR}_j, 0} \end{aligned}$$

onde:

$\text{Cop}_{\text{Te}(R_i, \text{TR}_j), tk-tl}$ - custo operacional da terna Te, com tipo de rede R_i e trafo TR_j , intervalo $[tk-tl]$

$\text{Cop}_{R_i, tk-tl}$, $\text{Cop}_{\text{TR}_j, tk-tl}$ - custos operacionais, respectivamente em redes e transformadores, intervalo $[tk-tl]$

$\text{Cper}_{R_i, tk-tl}$ - custo de perdas na rede R_i , intervalo $[tk-tl]$

$\text{Cfe}_{\text{TR}_j, tk-tl}$; $\text{Ccu}_{\text{TR}_j, tk-tl}$ - custos de perdas, respectivamente no ferro e no cobre, transformador TR_j , intervalo $[tk-tl]$

$C_{amor}_{TR_j, tk-tl}$ - custo de amortização, transformador TR_j , intervalo $[tk-tl]$

$C_{man}_{Ri, tk-tl}; C_{man}_{TR_j, tk-tl}$ - custo de manutenção corretiva, respectivamente na rede Ri e transformador TR_j , intervalo $[tk-tl]$

$C_{inst}_{Ri, tk-tl}; C_{inst}_{TR_j, tk-tl}$ - custo de instalação, respectivamente da rede Ri e transformador TR_j , intervalo $[tk-tl]$

k_0 = para $tk \neq 0$ - fator multiplicativo para consideração (ou não) dos custos de instalação de transformadores e rede

Destaca-se que, no cálculo da matriz de custos operacionais de redes e transformadores, não são incluídos os custos de modificação de tipos de redes e custos de substituição de transformadores; tais parcelas são englobadas, quando necessário, ao longo do procedimento de seleção da alternativa ótima de evolução de redes e transformadores.

As alternativas de evolução de tipos de redes/transformadores são geradas assumindo-se que, uma vez implantada a terna na área elementar, esta permanece até o seu ano-limite. Na figura 3.10, apresenta-se a rede de estados correspondente a todas as alternativas de evolução de ternas para o exemplo em questão.

O procedimento de programação dinâmica pode ser utilizado para a obtenção da alternativa ótima de evolução de redes e transformadores, visto que a decisão em um dado instante não altera os custos nos estados posteriores. O procedimento, detalhado no item 3.3, consiste basicamente em:

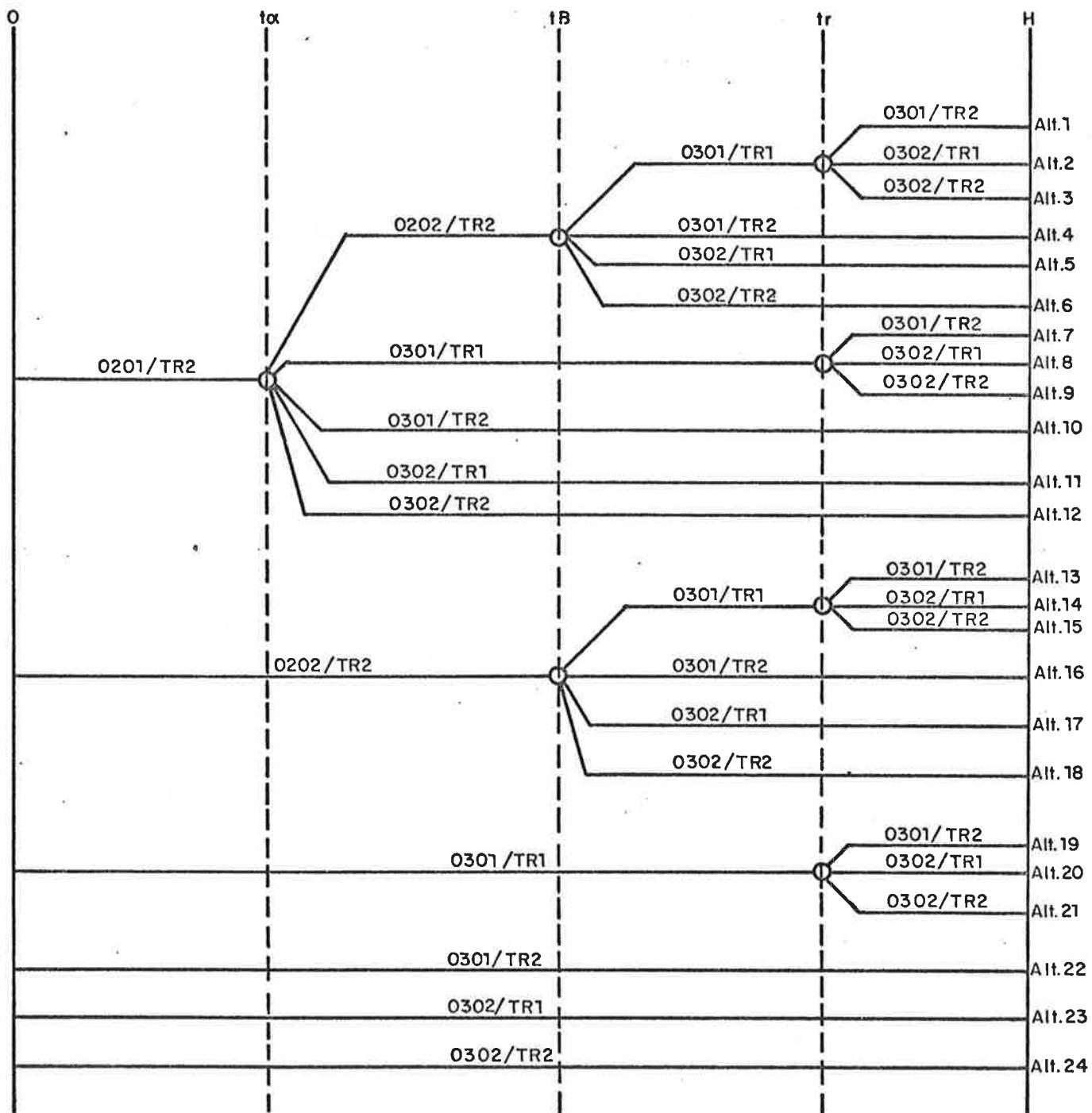


Figura 3.10 – Rede de estados possíveis – Caso exemplo
Alternativas de evolução de ternas

- i.) Fixar, ordenadamente, um ano-limite;
- ii.) Selecionar subconjuntos de alternativas de evolução com mesmos estados posteriores ao referido ano-limite e descartar o(s) subconjunto(s) de alternativas com custo operacional superior até então;

- iii.) Atualizar a matriz de custos operacionais e a matriz de identificação da política ótima face às decisões tomadas em ii.);
- iv.) Em existindo mais anos-limite, retornar ao passo i.)

Na tabela 3.7, à título de exemplo, apresenta-se o procedimento de seleção/eliminação de subconjuntos de alternativas no ano t_a , com correspondentes custos operacionais a serem comparados, referentes à rede de estados da figura 3.10.

Tabela 3.7 - Seleção/eliminação de subconjuntos de alternativas em t_a

Subconjuntos de Alternativas		Comparação de Custos [0 - t_a]	
A	ou	B	
		A	B
{1, 2, 3, 4, 5, 6}	{13, 14, 15, 16, 17, 18}	$C_{OpTe6} + C_{modTe6-Te8}$	C_{OpTe8}
{7, 8, 9}	{19, 20, 21}	$C_{OpTe6} + C_{modTe6-Te9}$	C_{OpTe9}
{10}	{22}	$C_{OpTe6} + C_{modTe6-Te10}$	C_{OpTe10}
{11}	{23}	$C_{OpTe6} + C_{modTe6-Te11}$	C_{OpTe11}
{12}	{24}	$C_{OpTe6} + C_{modTe6-Te12}$	C_{OpTe12}

A cada ano-limite são selecionados, entre os subconjuntos de alternativas com mesmos estados posteriores, aqueles com mínimo custo operacional até então. Tais custos são acumulados em elementos da coluna da matriz de custos operacionais referente ao próximo intervalo de análise; as informações sobre os subconjuntos selecionados são também armazenadas em elementos da matriz de identificação da política ótima, cujos dados armazenados correspondem aos estados anteriores selecionados. O procedimento de atualização das matrizes de custos e matriz de identificação da política ótima é análogo ao utilizado e explicado detalhadamente na determinação da po-

lítica ótima de transformadores do MODELO I, item 3.3.4.

Para o exemplo, em resultando as seguintes matrizes de custo e identificação,

terna	tempo	0-t α	t α -t β	t β -t γ	t γ -H
Te6 -0201/TR2 (1)		*	-	-	-
Te8 -0202/TR2 (2)		*	*	-	-
[Cop _{terna}] = Te9 -0301/TR1 (3)		*	*	*	-
Te10-0301/TR2 (4)		*	*	*	*
Te11-0302/TR1 (5)		*	*	*	*
Te12-0302/TR2 (6)		*	*	*	*

Mínimo custo operacional
(Terna Te12)

terna	tempo	0-t α (0)	t α -t β (1)	t β -t γ (2)	t γ -H (3)
Te6 -0201/TR2 (1)			-	-	-
Te8 -0202/TR2 (2)		← (2)		-	-
[Cident] = Te9 -0301/TR1 (3)			(1)	(3)	-
Te10-0301/TR2 (4)			(1)	(4)	(3)
Te11-0302/TR1 (5)			(5)	(2)	(5)
Te12-0302/TR2 (6)			(6)	(2) ← (6) ← (6)	

a política ótima de redes e transformadores corresponde à utilização da rede tipo 0202 com transformador TR2 no intervalo [0-t β] e, posteriormente, passando para a rede tipo 0302 com transformador TR2 até o ano-horizonte de estudo.

3.4.6 - Considerações Complementares

O MODELO II determina a política ótima de evolução de redes e transformadores pesquisando o mínimo custo operacional de todas as alternativas combinadas de tipos de redes e transformadores. Tal modelagem é sobremaneira mais abrangente em relação àquela utilizada no MODELO I.

Pelo fato de ser pesquisado um número bastante elevado de alternativas, as matrizes a serem utilizadas pelo procedimento de programação dinâmica tornam-se de dimensões também maiores, o que pode acarretar limitações na utilização do modelo por área de memória, principalmente quando se utilizam microcomputadores.

Assim sendo, torna-se interessante avaliar a quantidade de elementos a serem armazenados na matriz de custo operacional de redes e transformadores e na matriz de identificação da política ótima. É fácil notar, analisando-se a matriz de custos de ternas, que o caso mais crítico, no que se refere ao número de elementos armazenados, ocorre quando:

- a.) todas as ternas atendem à carga do ano inicial;
- b.) no caso do número de ternas ser superior ao número de anos do período em estudo:
 - . A cada ano do período de estudo, a menos do ano-horizonte, uma única terna atinge seu ano-limite;
 - . As demais ternas atingem seu ano-limite no ano-horizonte de estudo;
- c.) no caso do número de ternas ser inferior ao número de anos do período de estudo, os anos-limite de cada uma das ternas devem ser não coincidentes com os demais.

Destaca-se que, internamente ao programa, a matriz de custos é armazenada de forma compactada.

Assim, sob as condições a.) e b.), o número de elementos armazenados ($nelem_{ab}$) é dado por:

$$nelem_{ab} = \frac{nanos}{2} [2 ntern - nanos + 1]$$

e, sob as condições b.) e c.) o número de elementos ($nelem_{bc}$) é determinado por:

$$nelem_{bc} = \frac{ntern}{2} (ntern + 1)$$

onde:

$nanos$ - número de anos do período de estudo

$ntern$ - número de ternas, que pode ser avaliado pelo produto dos números totais de tipos de configuração de rede, tipo de bitola e transformadores.

Exemplificando, para um caso com 5 tipos de redes, 3 tipos de bitolas e 5 transformadores, e um período de estudo de 26 anos, o número máximo de elementos armazenados na matriz de custos seria de 1625.

No MODELO I, para o mesmo caso considerado, seriam necessárias as quantidades máximas de 15 elementos para a matriz de custos operacionais de transformadores e 120 elementos para a matriz de custos operacionais de redes.

Apesar das quantidades de memória utilizadas no MODELO II serem notadamente maiores, os tempos de processamento são praticamente iguais, senão menores, aos dispendidos no MODELO I, visto que o procedimento de programação dinâmica, bastante rápido, é efetuado uma única vez.

3.5 - METODOLOGIA - MODELO III

3.5.1 - Considerações Iniciais

Nos MODELOS I e II, assumiram-se como hipóteses básicas a uniformidade da distribuição e do crescimento da carga da área elementar ao longo do período de estudos; tais premissas foram consideradas aceitáveis do ponto de vista do Planejamento da Rede de Distribuição Secundária.

No entanto, sabe-se que, na realidade, estas hipóteses não são cumpridas, visto que:

- A carga não apresenta distribuição linear e uniforme na área elementar; tem-se os consumidores e cargas concentrados, não uniformemente em pontos da rede secundária;
- O crescimento da carga não é necessariamente o mesmo para todos os pontos da área elementar, principalmente quando se incluem na análise o surgimento e instalação de novos consumidores na rede secundária.

Assim, no sentido de estabelecer maior aproximação do método de Planejamento de Rede Secundária à realidade, desenvolveu-se o MODELO III, em que a distribuição e crescimento dos consumidores e da carga ao longo da rede secundária são obtidos por processo computacional, que trata a localização de cada novo consumidor na área elementar como sendo uma variável aleatória de função densidade de probabilidade constante; ou seja, a probabilidade de cada poste da área elementar receber um novo consumidor é a mesma para qualquer ano do período em estudo. A simulação de tal característica em computação é obtida através da geração de números aleatórios com distribuição uniforme de probabilidades no intervalo [0, 1], através

da função "RANDOM".

Uma vez estabelecida uma distribuição e evolução da carga em cada poste da área elementar, o modelo avalia a política ótima de evolução de redes e transformadores que, respeitando aos critérios técnicos, apresenta custo operacional mínimo do ano inicial ao horizonte de estudo.

A evolução de carga por poste, assim definida, consiste no "mercado aleatório", e corresponde a um possível estado de distribuição/evolução da carga nos postes da área elementar. É óbvio que o número de estados possíveis é extremamente elevado, tornando-se praticamente impossível percorrer todo o espaço de estados e avaliar para cada um dos estados de mercado a política ótima de evolução de redes e transformadores. No entanto, pelo modelo proposto, podem ser simulados, para um determinado estudo em que se conhece o mercado global na área elementar, um número suficientemente grande de casos. Para cada caso, obtém-se um estado de distribuição/evolução de carga e a correspondente alternativa ótima de evolução de redes e transformadores; desta forma, para a amostra de casos simulados podem ser obtidos:

- distribuição dos custos operacionais das alternativas ótimas de cada estado de evolução da carga, bem como valores mínimo, máximo, médio e do seu desvio-padrão;
- "rede ótima média" obtida por análise de todas as políticas ótimas de redes e transformadores, obtidas para cada estado de evolução da carga gerado aleatoriamente.

Destaca-se que, no modelo proposto, a hipótese de carga equilibrada, ou seja, corrente de neutro nula, continua mantida.

Nos subitens subseqüentes, apresenta-se detalhamento do método proposto.

3.5.2 - Preparação Complementar para o Método

No MODELO III, a distribuição e o crescimento de carga nos postes da área elementar é não uniforme, o que impossibilita a utilização dos coeficientes elétricos, para cálculos de queda de tensão, carregamento e perdas na rede secundária. Ou seja, o programa computacional do modelo deve conter rotinas para cálculos elétricos, que são acionadas para tratamento de:

- a.) qualquer tipo de configuração/bitola de redes na área elementar;
- b.) qualquer distribuição de carga na área elementar.

Para tanto, desenvolveu-se um programa computacional auxiliar, que prepara as redes de modo a possibilitar máxima eficiência das rotinas de cálculo elétrico do MODELO III. Tal programa auxiliar, denominado PREPES, tem por finalidade:

- i.) adquirir os dados topológicos e elétricos de cada tipo de rede (configuração e bitola) e gravar, em arquivo, a matriz de admitâncias nodais triangularizada;
- ii.) adquirir, para cada tipo de configuração de rede, a numeração e distribuição dos postes nos vários circuitos secundários; ou seja, o planejador deve numerar seqüencialmente os postes da área elementar e fornecer o conjunto de postes por circuito de cada um dos tipos possíveis de configuração de rede; tais dados também são armazenados em arquivo;

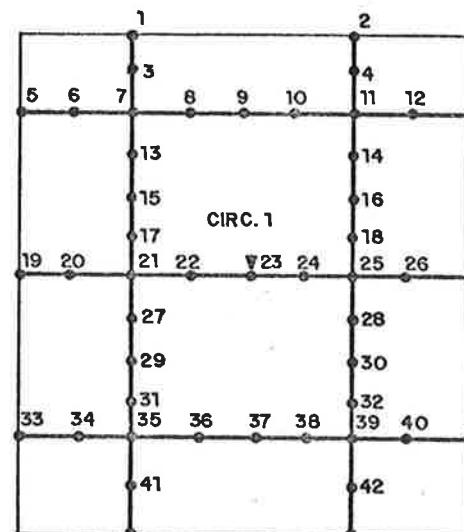
iii.) estabelecer regras para a divisão de carga de postes que pertencem a mais de um circuito da área elementar.

Tendo-se por objetivo ilustrar a função deste programa auxiliar, considere os três tipos de configuração de rede para suprimento da área elementar apresentados na figura 3.11, onde os postes, com vão de 25 m, foram numerados seqüencialmente. Note-se que para cada rua da área elementar, correspondem dois postes localizados nas fronteiras, e apenas um deles é numerado; imagina-se que existem áreas elementares contíguas, onde tudo que ocorre na área elementar em estudo também ocorre na área elementar adjacente; ou seja, tudo transcorre como o último e primeiro poste de cada rua da área elementar fossem os mesmos.

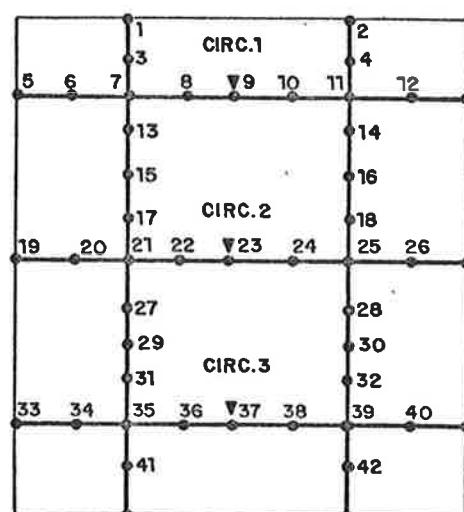
A identificação dos nós para definição da topologia da rede é elaborada para um único circuito por tipo de configuração de rede secundária e, portanto, é independente da numeração dos postes. Na figura 3.12, apresenta-se a numeração dos nós para os tipos de configuração de rede do exemplo em questão.

A correspondência entre o conjunto de postes que compõe um circuito de determinado tipo de configuração de rede com os nós topológicos permite avaliar o vetor de correntes nodais de cada um dos circuitos secundários, a partir da distribuição de cargas nos postes da área elementar. Para facilidade, supõe-se, ainda, que os postes que pertencem a mais de um circuito têm sua carga distribuída igualmente para cada um dos circuitos; define-se para cada tipo de configuração i, circuito j, nó topológico k:

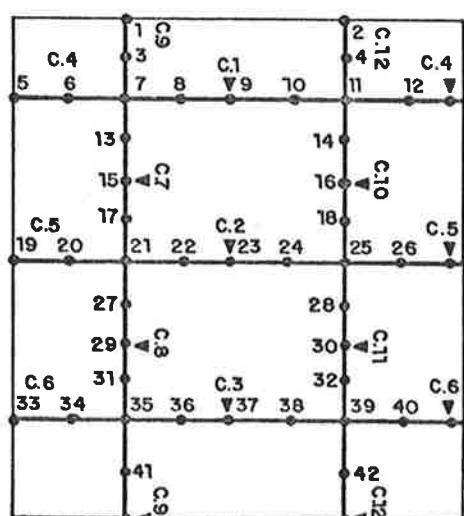
- o fator de divisão da carga ($f_{div(k, j, i)}$), que é numericamente igual ao número de circuitos da configuração i, que incidem no nó topológico k;



a.) tipo 1
1 circuito
1 trafo



b.) tipo 2
3 circuitos
3 trafos



c.) tipo 3
12 circuitos
12 trafos

Figura 3.11 - Identificação de postes e circuitos na área elementar para o MODELO III

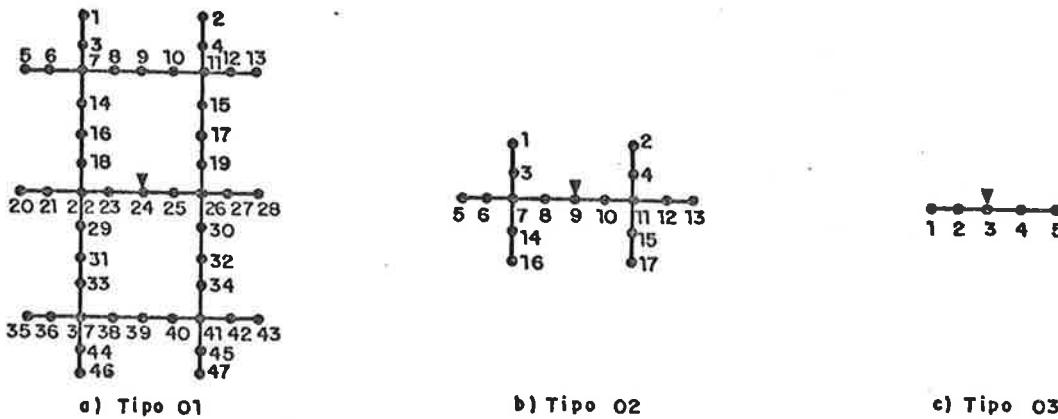


Figura 3.12 – Identificação dos nós

- o elemento de correspondência ($POS_{(k, j, i)}$) que identifica o número do poste que coincide com o nó topológico k , do circuito j da configuração i .

A correspondência entre a numeração de postes e nós topológicos e os fatores de divisão da carga para cada tipo de configuração de rede do exemplo considerado são apresentados na tabela 3.8.

Os dados de conjuntos de postes por circuito e fatores de divisão da carga, definidos para cada tipo de configuração de rede, são armazenados em arquivos, denominados "arquivos de identificação de postes".

Por outro lado, para cada tipo de configuração/bitola de rede, são adquiridos:

- dados topológicos, que correspondem à lista de trechos de rede, identificados pelos seus nós topológicos terminais;
 - dados dos parâmetros elétricos para cada tipo de bitola de condutores utilizados em trechos da rede secundária;

que permitem a montagem da matriz de admitâncias nodais da rede

Tabela 3.8 - Correspondência nó topológico/postes e fatores de divisão da carga dos postes

Nó Topológico		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
circuito 1	postes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	5	13	14	15
	f_{div}	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1

Nó Topológico		17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
circuito 1	postes	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	19	27	28	29	30
	f_{div}	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1

Nó Topológico		33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	
circuito 1	postes	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46
	f_{div}	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2

a.) Configuração tipo 1

Nó Topológico		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
circuito 1	postes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	5	13	14	15	16
	f_{div}	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2
circuito 2	postes	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	19	27	28	29	30
	f_{div}	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2
circuito 3	postes	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	33	41	42	1	2
	f_{div}	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2

b.) Configuração tipo 2

Nó Topológico	circuito 1		circuito 2		circuito 3		circuito 4		circuito 5		circuito 6	
	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}
1	7	4	21	4	35	4	11	4	25	4	39	4
2	8	1	22	1	36	1	12	1	26	1	40	1
3	9	1	23	1	37	1	5	1	19	1	33	1
4	10	1	24	1	38	1	6	1	20	1	34	1
5	11	4	25	4	39	4	7	4	21	4	35	4
Nó Topológico	circuito 7		circuito 8		circuito 9		circuito 10		circuito 11		circuito 12	
	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}	Poste	f_{div}
1	7	4	21	4	35	4	11	4	25	4	39	4
2	13	1	27	1	41	1	14	1	28	1	42	1
3	15	1	29	1	1	1	16	1	30	1	2	1
4	17	1	31	1	3	1	18	1	32	1	4	1
5	21	4	35	4	7	4	25	4	39	4	11	4

c.) Configuração tipo 3

que, depois de triangularizada, é armazenada em arquivo para cada tipo de rede.

De posse da matriz de admitâncias nodais triangularizada e do vetor de correntes nodais, de um circuito secundário, pode-se avaliar rapidamente o vetor de quedas de tensão na rede secundária, através das operações:

- correção do vetor de correntes nodais, simulando-se as operações efetuadas quando da triangularização da matriz [Y];
- cálculo do vetor de tensões nodais, referência no nó de baixa tensão do transformador, através do procedimento de "back-substitution";

ou seja, em determinado ano do período em estudo, tendo-se conhecidos o tipo de configuração/bitola da rede secundária e a carga em cada poste da área elementar, pode-se avaliar inicialmente o vetor de correntes nodais por circuito, a partir dos dados armazenados no arquivo de identificação de postes, ou seja:

$$I_{(k, j, i)} = - \frac{I_{\text{dem}}(\text{POS}(k, j, i))}{f_{\text{div}}(k, j, i)}$$

onde:

$I_{(k, j, i)}$ - elemento do vetor de correntes nodais, nó topo lógico k, circuito j, configuração i;

$\text{POS}_{(k, j, i)}$ - número do poste associado ao nó topológico k, circuito j, configuração i;

$I_{\text{dem}}(.)$ - corrente de carga do poste $\text{POS}(k, j, i)$

$f_{\text{div}}(k, j, i)$ - fator de divisão da carga do nó topológico k, circuito j, configuração i.

Conhecendo-se ainda o tipo de configuração/bitola de rede na área elementar, acessa-se ao arquivo correspondente, contendo a ma-

triz $[Y]$ triangularizada, que permite a solução do sistema:

$$[I] = [Y] [V]$$

onde:

$[I]$ - vetor de correntes nodais

$[V]$ - vetor de quedas de tensão na rede

e o posterior cálculo de carregamento e perdas elétricas na rede.

3.5.3 - Síntese do Método

A metodologia utilizada no MODELO III para o Planejamento de Redes de Distribuição Secundária concentra-se na obtenção de uma política ótima de evolução de redes e transformadores na área elementar, para cada "estado de mercado por poste" determinado aleatoriamente para o período de estudo.

A idéia básica do método consiste em processar um número suficientemente grande de casos; sendo cada caso definido por um estado de mercado por poste e sua política ótima de evolução de redes e transformadores, para depois submeter os resultados a tratamentos estatísticos básicos.

O procedimento, em linhas gerais, pode ser resumido nos seguintes passos:

- i.) Aquisição de dados específicos do caso, referentes a dados gerais, dados relativos à carga global na área elementar, dados de transformadores e seleção dos tipos de bitolas a serem considerados no modelo;
- ii.) Aquisição dos dados gerais de cada tipo de rede a ser considerado no caso, incluindo dados de número de circuitos na área elementar, comprimento de rede secundá

- ria por circuito e identificação do arquivo da matriz [Y] triangularizada da rede;
- iii.) Aquisição dos dados de custos de instalação e modificação de redes, disponíveis no arquivo de custos de redes;
- iv.) Fixação, por geração de números aleatórios com distribuição uniforme, do número de consumidores e carga por poste da área elementar, em cada ano do período de estudo, a partir de dados globais da área elementar; ou seja, obtém-se um "estado de mercado por poste" que pode, opcionalmente, ser gravado em arquivo denominado "arquivo de mercado aleatório";
- v.) Verificação de existência de rede para o atendimento da distribuição de carga por poste no ano-horizonte, sem desrespeito aos critérios técnicos definidos; para maior eficiência, pesquisa-se tão somente a "terna" com mínimo comprimento de configuração de rede secundária, maior bitola e transformador de maior potência nominal. Obviamente, se esta terna não atende à carga do horizonte, não existe solução para o caso;
- vi.) Determinação dos anos-limite dos tipos de redes que atendem à carga do ano inicial; para cada tipo de rede, são calculados concomitantemente ao processo de determinação de seu ano-limite, os valores, para cada ano, da perda total e carregamento na área elementar e o transformador de menor potência nominal que permite o atendimento aos critérios técnicos de carregamento e queda de tensão;
- vii.) Fixação das ternas, tipo de configuração/bitola de rede e transformador, ordenando-as segundo seus anos-limite;

- viii.) Contabilização dos custos operacionais de redes e transformadores, nos intervalos de tempo definidos pelos anos-limite das terna; tais valores são armazenados na matriz de custos operacionais de redes/transformadores;
- ix.) Determinação da política ótima de evolução de redes e transformadores, por procedimento de programação dinâmica. Os resultados obtidos, relativos a custos operacionais, anuais e globais para o período de estudo, podem ser opcionalmente armazenados em arquivo denominado "arquivo de política ótima"; assim, os resultados para o caso em tela podem ser submetidos a tratamentos estatísticos posteriores;
- x.) Se existirem mais casos, correspondentes a estados de mercado/política ótima, retorna-se ao passo iv.); caso contrário, encerra-se o processamento.

O macro-diagrama de blocos da figura 3.13 ilustra o procedimento básico adotado no MODELO III, para uma área elementar (AE).

Nos subitens subseqüentes, são detalhados os passos executados no MODELO III. Destaca-se que os passos viii.) e ix.) do procedimento exposto não são apresentados com detalhe, visto que a metodologia utilizada, a menos do cálculo de perdas e custo operacional correspondente, é análoga, senão idêntica, àquela apresentada para o MODELO II, item 3.4.5.

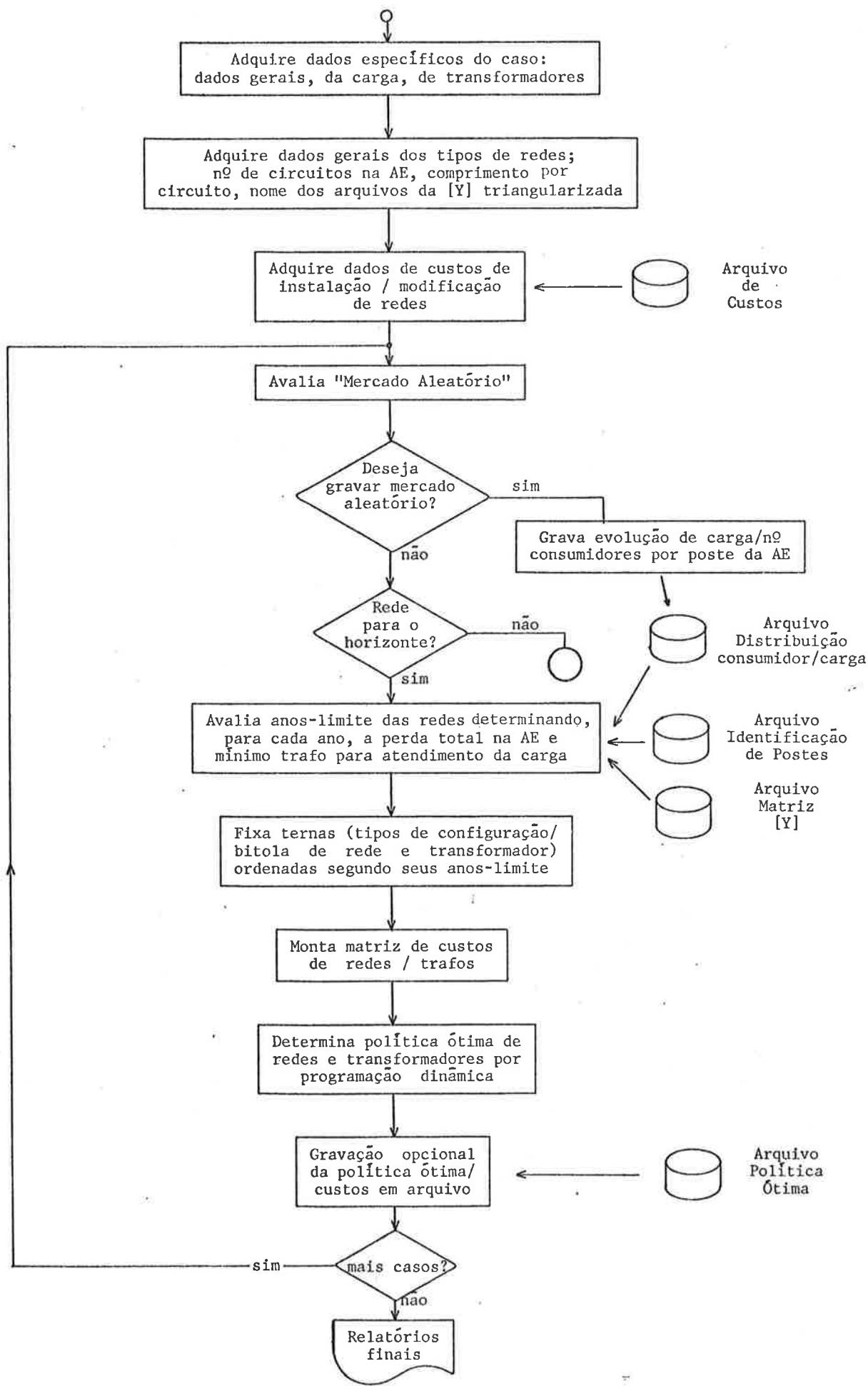


Figura 3.13 - Macro-diagrama de blocos - MODELO III

3.5.4 - Fixação do Mercado Aleatório

A determinação de um estado de mercado aleatório por poste, ou seja, a evolução de número de consumidores e carga por poste para o período de estudo, é avaliada a partir dos seguintes dados da carga na área elementar em análise:

- demanda global e seu crescimento;
- número de consumidores total e seu crescimento;
- taxa de crescimento vegetativo, relativa ao crescimento da carga de consumidores instalados ao longo do período de estudo;
- demanda de iluminação pública e seu crescimento.

As hipóteses básicas adotadas para a determinação de um estado de mercado aleatório são as seguintes:

- todos os postes da área elementar têm probabilidade idêntica de receber um novo consumidor a ser instalado, qualquer que seja o ano dentro do período de estudo; ou seja, tal probabilidade é dada por:

$$p_j = \frac{1}{n_{\text{poste}}} \quad j = 1, \dots, n_{\text{poste}}$$

onde

p_j - probabilidade de um poste j receber um novo consumidor

n_{poste} - número de postes na área elementar;

- a demanda de iluminação pública da área elementar, em dado ano, é a mesma para todos os postes;
- os novos consumidores, quando instalados na área elementar em dado ano, têm todos o mesmo valor de demanda.

Uma vez fixadas tais premissas, pode-se avaliar um estado de mercado aleatório por poste, a partir do mercado global de carga e número de consumidores na área elementar, procedendo-se conforme apresentado nos passos a seguir:

- i.) Avalia-se, conforme figura 3.14.a, o número de novos consumidores na área elementar, em dado ano i , por:

$$N_{novi} = N_{consi} \quad \text{para } i = 1$$

$$N_{novi} = N_{consi} - N_{consi-1} \quad \text{para } i \geq 2$$

com:

N_{novi} - número de novos consumidores no ano i

N_{consi} - número de consumidores na AE no ano i

- ii.) Avalia-se, conforme figura 3.14.b, a demanda de novos consumidores na área elementar, ano i , por:

$$D_{novi} = D_{globi} - D_{IPi} \quad i = 1$$

$$D_{novi} = D_{globi} - D_{IPi} - (D_{globi-1} - D_{IPi-1})(1 + tc_V) \quad i = 2, \dots, H$$

onde:

D_{novi} - demanda de novos consumidores, ano i

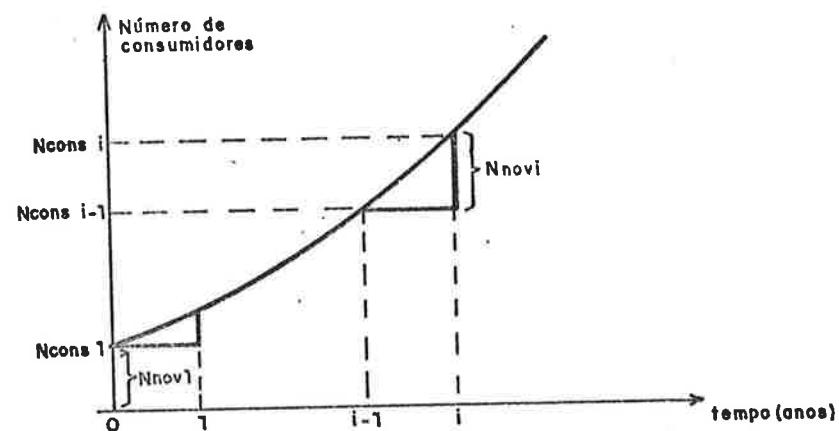
D_{globi} - demanda global, ano i

D_{IPi} - demanda de iluminação pública na AE, ano i

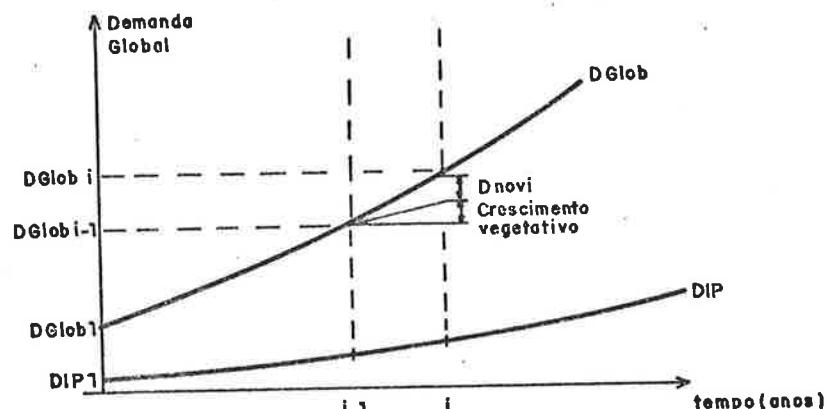
tc_V - taxa de crescimento vegetativo

- iii.) Determina-se a demanda de cada novo consumidor, no ano i (D_{conovi}), pela relação entre a demanda total e número total de novos consumidores na área elementar:

$$D_{conovi} = \frac{D_{novi}}{N_{novi}}$$



a.) número de consumidores



b.) Demanda

Figura 3.14 – Evolução de número de consumidores e demanda global da área elementar

- iv.) Estabelece-se, aleatoriamente, a distribuição dos novos consumidores da área elementar, no ano i , na totalidade de postes; para cada novo consumidor a ser instalado:
- gera-se, através da função "RANDOM", um número aleatório real (x_{alea}) com distribuição uniforme no intervalo $[0, 1]$;
 - determina-se o poste no qual o consumidor vai ser instalado pela operação;

$\text{num_pos} = \text{int}(X_{\text{alea}} * N_{\text{poste}}) + 1$

onde

num_pos - número do poste onde é instalado o novo consumidor;

X_{alea} - número aleatório gerado pela função "RANDOM";

N_{poste} - número de postes da área elementar;

$\text{int}(\cdot)$ - função que fornece a parte inteira do seu argumento.

No caso do número aleatório ser igual a 1, impõe-se instalação no último poste. A ilustração da figura 3.15 mostra a função densidade de probabilidades da variável aleatória X_{alea} e mostra a equi-probabilidade (π_i) de cada poste receber um novo consumidor.

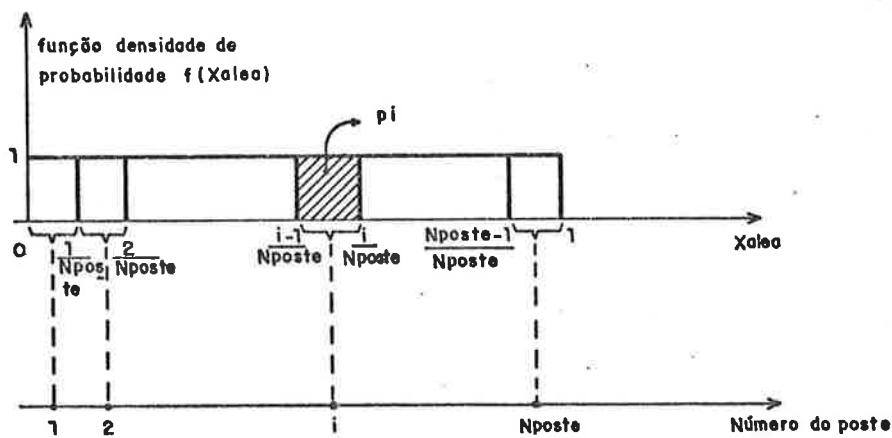


Figura 3.15 - Função densidade de probabilidade para mercado por postes

O procedimento é repetido para todos os novos consumidores do ano i avaliando-se, assim, a distribuição de consumidores por postes para a área elementar.

v.) A distribuição de demanda por postes no ano i é estabelecida a partir da distribuição de novos consumidores, da demanda de iluminação pública e do crescimento vegetativo dos consumidores existentes no ano anterior, e pode ser calculada por:

$$D_{posj,i} = \frac{D_{IPi}}{Nposte} + N_{novj,i} \cdot D_{conovi} \quad i = 1$$

$$D_{posj,i} = \frac{D_{IPi}}{Nposte} + [D_{posj,i-1} - \frac{D_{IPi}}{Nposte}] (1 + tc_v) + N_{novj,i} \cdot D_{conovi} \quad i = 2, \dots, H$$

onde

$D_{posj,i}$ - demanda do poste j no ano i

$N_{novj,i}$ - número de novos consumidores instalados no poste j ano i

Repete-se o procedimento, passos i.) a v.), do ano inicial ao ano de horizonte do estudo. Ao final do processo, tem-se estabelecida a evolução anual de número de consumidores e demanda em cada poste da área elementar.

Destaca-se que o procedimento exposto para avaliação do Mercado Aleatório pode ser convenientemente alterado de acordo com o estudo a ser realizado. Exemplificando, no caso de planejamento de uma área existente, não há sentido em estabelecer aleatoriamente a distribuição de consumidores e da carga por poste no ano inicial do estudo; no entanto, nos anos posteriores a metodologia apresentada pode ser aplicada sem restrições.

3.5.5 - Fixação dos Anos-Limite e Cálculo de Perdas

Os anos-limite das ternas são obtidos de maneira análoga à metodologia estabelecida no MODELO II. No entanto, para o MODELO III é exigido, nesta etapa, um elevado esforço computacional, principalmente no que se refere a tempo de processamento, visto que se deve proceder anualmente aos cálculos elétricos, por solução de sistema de equações nodais, para cada tipo de rede em estudo.

Assim sendo, estabelecem-se algumas regras que possibilitam maior eficiência computacional nesta etapa do modelo, quais sejam:

- Os tipos de configuração de rede são analisados em ordem de crescente de seu número identificativo; pode-se dizer que se pesquisam as redes em ordem crescente do seu comprimento, o que, na maioria dos casos, corresponde à ordem decrescente de valores de carregamento de rede e transformador, e queda de tensão máxima;
- Os tipos de bitolas de rede, para uma dada configuração de rede, são analisados em ordem decrescente do seu número identificativo; assim, são pesquisadas, para cada configuração, as redes que apresentam valores de carregamento de rede e queda de tensão máxima em ordem decrescente.

Desta forma, ao longo do processo, se uma dada configuração/bitola de rede não atende à carga do ano inicial, conclui-se que os demais tipos de rede, com ambos os números identificativos de configuração e bitola não superiores àquele tipo de rede, também não atendem à carga do ano inicial.

A utilização destas regras no modelo é opcional, visto que as hipóteses necessárias à sua aplicação podem não ser satisfeitas para determinado conjunto de tipos de configuração e bitola de rede

previamente estabelecido pelo planejador.

Além disso, a cada ano que o tipo de rede atende à carga da área elementar, armazenam-se os valores de:

- perda elétrica total na rede secundária;
- carga total na área elementar;
- quadrado da soma das cargas totais de cada circuito, que permite o posterior cálculo das perdas no cobre para qualquer tipo de transformador a ser instalado na área elementar, com valor:

$$P_{cuj} = \sum_{i=1}^{nT} \frac{Scarga_i^2}{Snom_j^2} \cdot P_{cupcj} = \frac{P_{cupcj}}{Snom_j} \sum_{i=1}^{nT} Scarga_i^2$$

onde:

- | | |
|------------------------------|--|
| P_{cuj} | - perda no cobre dos transformadores tipo j da área elementar; |
| P_{cupcj} | - perda no cobre à plena carga de um transformador tipo j; |
| $Snom_j$ | - potência nominal do transformador tipo j; |
| $Scarga_i$ | - carga total do circuito <u>i</u> da AE; |
| nT | - número de circuitos (ou transformadores) na AE; |
| $\sum_{i=1}^{nT} Scarga_i^2$ | - quantidade armazenada. |
- transformador de menor potência nominal que, instalada na rede, possibilita o atendimento da carga do ano.

O procedimento para avaliação dos anos-limite dos tipos de redes considerados pode ser resumido nos seguintes passos:

- i.) Fixação da configuração de rede, em ordem decrescente de seu número identificativo, e aquisição dos dados de correspondência nó topológico/poste e fatores de divisão da carga para cada circuito da área elementar, armazenados

no arquivo de identificação de postes. Em não existindo mais configurações a serem analisadas, encerra-se esta etapa do modelo;

- ii.) Fixação, para a configuração de rede em questão, do tipo de bitola de rede, em ordem decrescente de seu número identificativo. Em não existindo mais bitolas a serem analisadas, retorna-se ao passo i.);
- iii.) Aquisição da matriz de admitâncias nodais triangularizada da configuração/bitola de rede do arquivo correspondente;
- iv.) Fixação, em ordem crescente, de um ano no período de estudo para análise do tipo de configuração/bitola de rede presente na área elementar. Em se alcançando o ano - horizonte de estudo, sem desrespeito aos critérios técnicos, tem-se que o ano-limite do tipo da rede em questão iguala-se ao ano final de estudo e retorna-se ao passo ii.);
- v.) Para o ano em questão, em cada um dos circuitos do tipo de rede presente na área elementar, procede-se à:
 - . Montagem do vetor de correntes nodais do circuito, a partir da distribuição de demanda por poste do ano em análise, da correspondência nó topológico/postes e dos fatores de divisão da carga, conforme detalhado no item 3.5.2;
 - . Resolução do sistema de equações nodais e cálculo do carregamento e queda de tensão da rede, que permitem verificar obediência do circuito aos critérios técnicos correspondentes;
 - . Determinação da menor potência nominal em transformador, para suprimento do circuito, que satisfaz aos critérios de carregamento máximo do transformador e queda

de tensão máxima em transformador e rede.

Se todos os circuitos atendem aos critérios técnicos, armazena-se, para o tipo de rede em questão, os valores de perdas elétricas, carga e quadrado da carga dos circuitos da área elementar, retornando-se ao passo iv.).

Se um dos circuitos da área elementar não atende aos critérios técnicos, e trata-se do ano inicial, desconsidera-se do estudo o tipo da rede em questão; em conformidade com regras pré-estabelecidas, desconsidera-se também os tipos de rede que apresentam números identificativos de bitola e configuração de rede não superiores aos números de identificação de bitola e configuração da rede em questão; retorna-se ao passo i.).

Se a rede não atende à distribuição de carga, em ano posterior ao ano inicial, tem-se que o ano anterior corresponde ao ano-limite do tipo da rede em questão; retorna-se ao passo ii.).

Uma vez executado o procedimento dos passos i.) a v.) para todos os tipos de rede considerados no estudo, tem-se determinado os anos-limite e valores anuais de perdas elétricas e carregamentos para cada tipo de rede que atende à distribuição de carga do ano inicial.

Os dados armazenados ao longo do procedimento, referentes à menor potência nominal de transformador, por tipo de rede, para cada ano do estudo, permitem a fixação das ternas de configuração / bitola / transformador a serem consideradas, ordenadas em ordem crescente de seus anos-limite.

O diagrama de blocos da figura 3.16 ilustra o procedimento utilizado para avaliação dos anos-limite das ternas, perdas e carregamentos anuais dos tipos de rede que possibilitam o atendimento da carga e seu crescimento na área elementar.

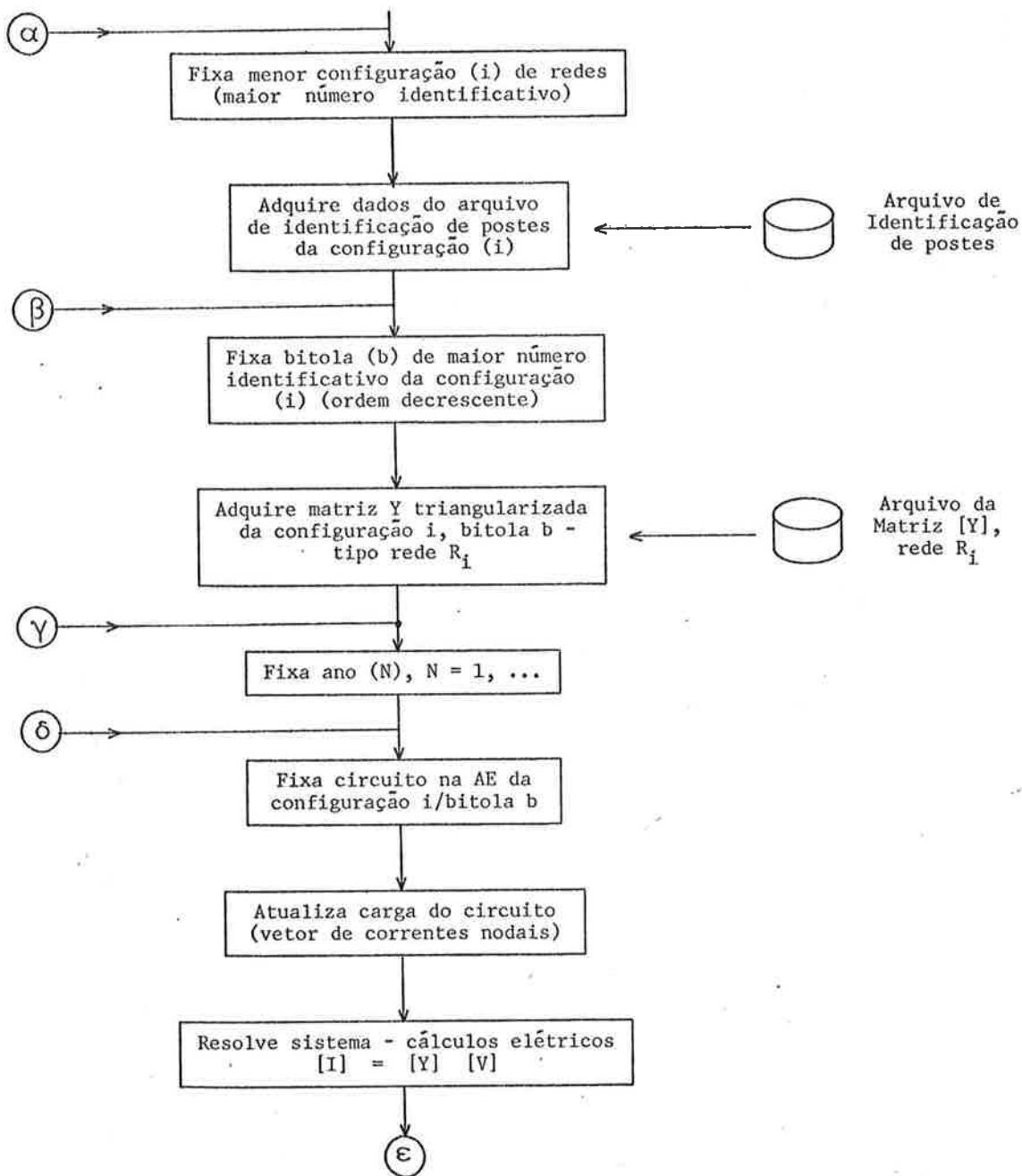


Figura 3.16 (1/2) - Diagrama de blocos - MODELO III

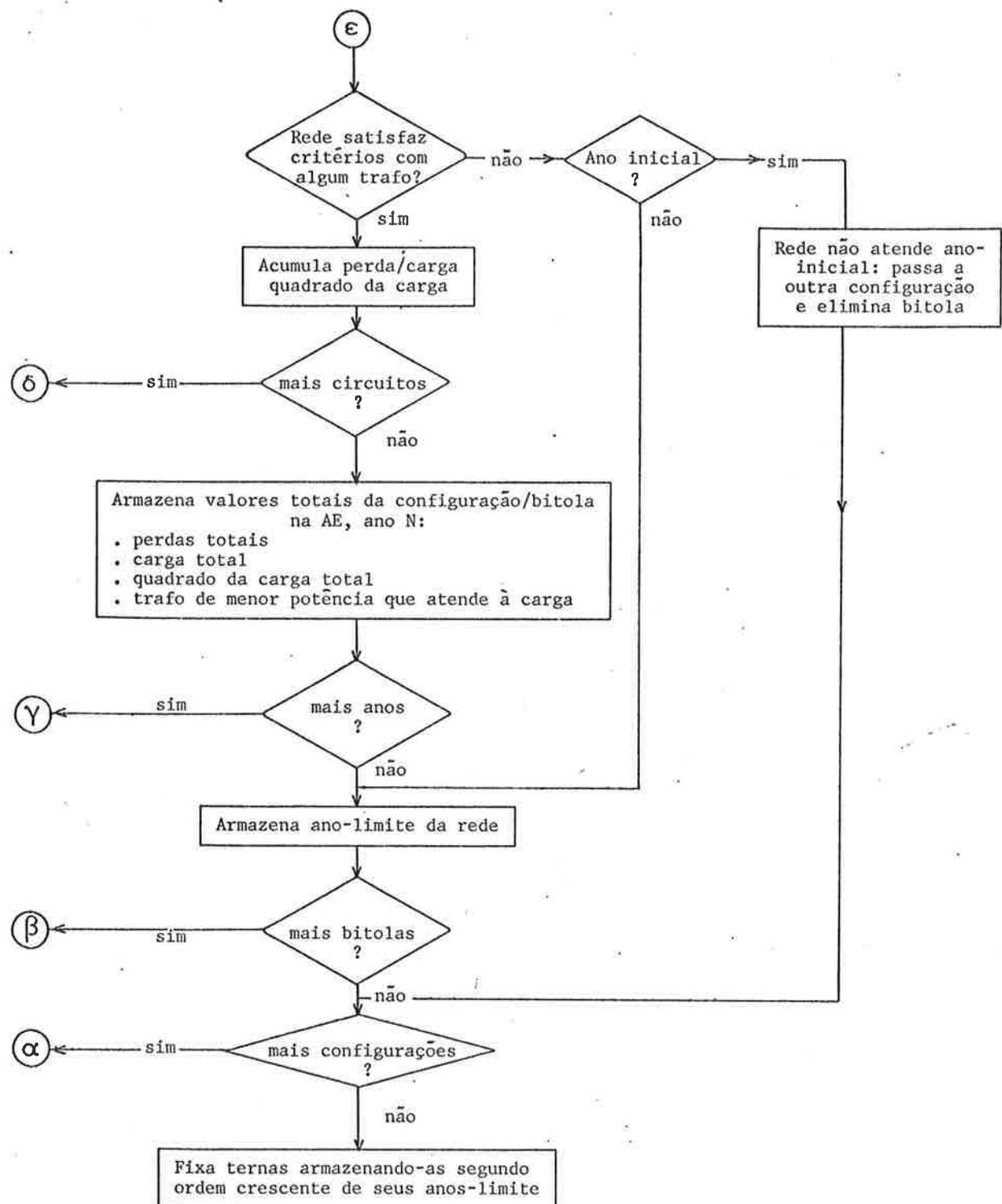


Figura 3.16 (2/2) - Diagrama de blocos - MODELO III

3.5.6 - Considerações Complementares

A metodologia utilizada para o estabelecimento da política ótima de evolução de redes e transformadores da área elementar, no período de estudo considerado, não foi apresentada detalhadamente, visto que o procedimento utilizado no MODELO III é idêntico ao apresentado no MODELO II, item 3.4.5.

Os resultados do caso, para um determinado estado de mercado aleatório com política ótima de redes e transformadores e custos operacionais correspondentes, podem ser opcionalmente armazenados em arquivos, que possibilitam:

- a.) o tratamento estatístico de vários casos, avaliando-se distribuições de custos operacionais, com valores mínimo, máximo, médio e desvio-padrão, e "redes ótimas médias" por análise das políticas ótimas de cada caso;
- b.) a apresentação de relatórios de saída para cada caso, com:
 - custos operacionais anuais de transformadores e redes;
 - tipos de rede e transformador de cada ano;
 - distribuição dos consumidores e carga por poste da área elementar, para cada ano do estudo; tais distribuições podem ser apresentadas graficamente, bastando, para tanto, fornecer o dado adicional de posição de cada poste na área elementar.

CAPÍTULO 4 - RESULTADOS DE APLICAÇÃO DO MÉTODO

4.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

Neste capítulo, apresentam-se alguns resultados referentes à utilização dos três modelos desenvolvidos para um mesmo exemplo de aplicação.

Inicialmente, são apresentados os dados básicos para o estudo e a preparação prévia, ou seja, tratamento dos dados para utilização nos modelos.

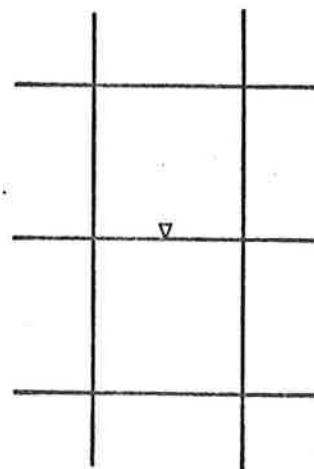
Posteriormente, os resultados são expostos de maneira a possibilitar análise comparativa dos modelos, face às diferenças básicas de metodologia.

No exemplo de aplicação, considerou-se uma área elementar, composta por 24 quadras de 200 x 100 m, ocupando uma área de dimensões (400 x 600)m. Foram considerados ainda:

- cinco tipos de configurações de rede secundária que possibilitam o suprimento da área elementar considerada;
- série padronizada de condutores, composta por quatro tipos de bitola, quais sejam, 4 AWG (tipo 01), 1/0 AWG (tipo 02), 3/0 AWG (tipo 03) e 336,4 MCM (tipo 04);
- série padronizada de transformadores trifásicos, composta por unidades de 30, 45, 75 e 150 kVA.

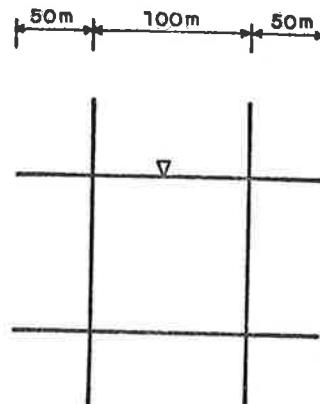
Na figura 4.1, são apresentados os cinco tipos de configuração de rede e, na figura 4.2, apresenta-se a disposição dos circuitos típicos por configuração na área elementar, enfatizando o surgimento dos transformadores de distribuição pela rede primária.

50m 100m 50m



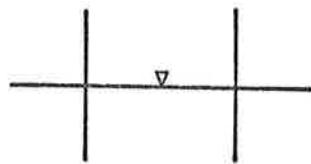
a.) tipo 01

50m 100m 50m



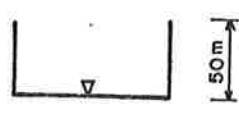
b.) tipo 02

50m 50m 50m 50m



c.) tipo 03

50m 50m



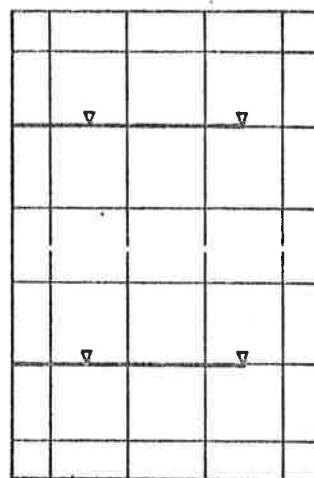
d.) tipo 04

50m 50m

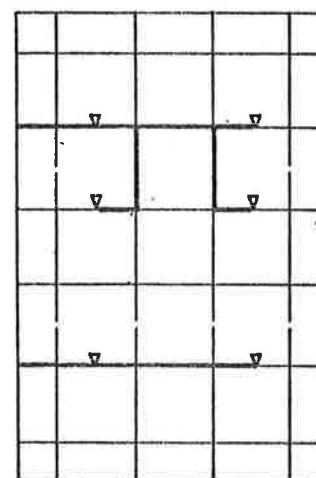


e.) tipo 05

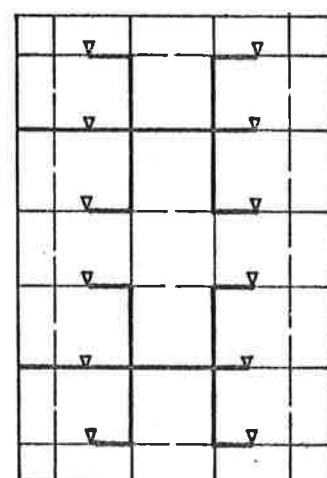
Figura 4.1 - Tipos de configuração de rede secundária
do exemplo de aplicação



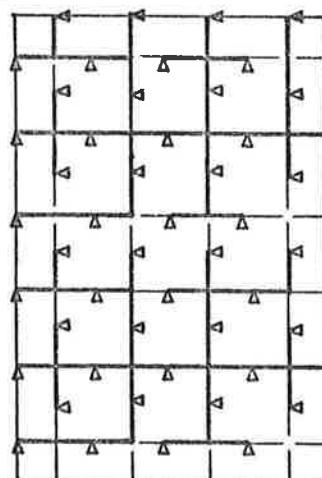
a.) Rede tipo 01
4 circuitos
600m rede primária



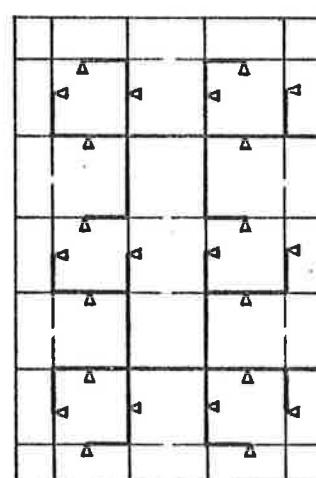
b.) Rede tipo 02
6 circuitos
900m rede primária



c.) Rede tipo 03
12 circuitos
1800m rede primária



d.) Rede tipo 04
24 circuitos
2400m rede primária



e.) Rede tipo 05
48 circuitos
3500m rede primária

— Rede primária
— Rede secundária

Figura 4.2 - Configurações de redes na área elementar

4.2 - DADOS DO EXEMPLO DE APLICAÇÃO

4.2.1 - Considerações Iniciais

Neste item, são apresentados os dados do exemplo de aplicação

considerado. Assim, nos subitens a seguir, são apresentados:

- Dados de condutores;
- Dados de transformadores;
- Custos de redes;
- Dados relativos à carga;
- Dados econômicos gerais.

Destaca-se ainda que os critérios técnicos adotados no estudo são os apresentados a seguir:

- Queda de tensão máxima no transformador e rede secundária não superior a 5%;
- Carregamento máximo de transformadores não superior a 1,4 pu (140% da potência nominal da unidade transformadora);
- Carregamento máximo de rede secundária dada pela corrente máxima admissível dos condutores.

4.2.2 - Dados de Condutores

Os trechos de rede secundária são compostos por quatro condutores, três fases e neutro. Os dados elétricos dos tipos de condutores da série padronizada são apresentados na tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Dados elétricos de condutores

Tipo Bitola		Impedância Seqüência Direta (Ω/km)		Corrente Máxima (A)
Num	AWG/MCM	Resistência	Reatância	
01	4	1,5289	0,393	134
02	1/0	0,6047	0,357	242
03	3/0	0,3810	0,340	327
04	336,4	0,1908	0,310	514

4.2.3 - Dados de Transformadores

Os dados econômicos e elétricos dos transformadores trifásicos que compõem a série padronizada definida são apresentados na tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Dados de transformadores

potência nominal (kVA)	Perda no ferro (%)	Perda no cobre (%)	Reatância de curto-círcuito (%)	Custo Trafos com acessórios (ORTN)	Custo instalação (ORTN)	Vida útil (anos)
30	0,66	1,90	2,94	169,92	5,6	30
45	0,57	1,68	3,07	192,27	5,6	30
75	0,52	1,56	3,13	249,18	5,6	30
150	0,42	1,27	3,26	298,84	5,6	30

O custo de substituição de uma unidade transformadora é de 17,16 ORTN.

4.2.4 - Dados de Custos de Redes

Os dados de custos de redes são subdivididos em custos unitários e custos compostos na área elementar.

Os custos unitários de instalação de rede secundária, incluindo-se o custo fixo (postes, cruzetas, etc.) e os custos variáveis com o tipo de bitola são apresentados na tabela 4.3. Os custos unitários de recondutoramento, desconsiderando-se o custo de sucata dos condutores retirados, são apresentados na tabela 4.4.

Tabela 4.3 - Custos de instalação de rede secundária

Tipo de Bitola		Custo de Instalação (ORTN/m)
nº	AWG/MCM	
01	4	1,292
02	1/0	1,539
03	3/0	1,757
04	336,4	1,885

Tabela 4.4 - Custos de recondutoramento da rede secundária

Tipo da Nova Bitola		Custo de Recondutoramento para nova bitola (ORTN/m)
nº	AWG/MCM	
02	1/0	0,616
03	3/0	0,835
04	336,4	0,963

Os demais custos unitários de redes são os seguintes:

- Custo de um ponto de seccionamento: 2,730 ORTN
- Custo de um ponto de conexão: 3,850 ORTN
- Custo unitário de rede primária: 0,745 ORTN/m
(sem posteação)

Os custos de instalação de rede na área elementar, para cada tipo de configuração/bitola de rede, são obtidos diretamente a partir dos custos unitários de rede primária e secundária e dos correspondentes comprimentos de rede na área elementar. Tais valores são apresentados na tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Custos de instalação de redes primária e secundária na área elementar

Tipo de Rede	0101	0102	0103	0104	0201	0202	0203	0204	0301	0302	0303	0304	0401	0402	0403	0404	0501	0502	0503	0504
Tipo de Configuração	01	01	01	01	02	02	02	02	03	03	03	03	04	04	04	04	05	05	05	05
Tipo de Bitola	01	02	03	04	01	02	03	04	01	02	03	04	01	02	03	04	01	02	03	04
Custo (kORTN)	6,65	7,83	8,88	9,50	6,88	8,06	9,11	9,72	7,55	8,73	9,78	10,39	7,99	9,17	10,22	10,84	8,81	9,99	11,04	11,66

Os custos de modificação de tipos de rede na área elementar são compostos pelas parcelas:

- Custos de seccionamento na área elementar;
- Custos de conexão na área elementar;
- Custos de instalação de transformadores pelo aumento de circuitos secundários na área elementar;
- Custos de ampliação de rede primária na área elementar;
- Custos de recondutoramento na área elementar.

Para avaliação de tais custos, são contabilizados, para as alterações de configuração possíveis na área elementar, os números de pontos de seccionamento e conexão na área elementar, o número de novas unidades transformadoras instaladas e os comprimentos de rede primária ampliadas, conforme apresentado na tabela 4.6 (a/d).

Tabela 4.6 - Operações para mudanças de configuração "i" para "j"

Conf. j \ Conf. i	02	03	04	05
01	8	16	56	48
02	-	12	48	48
03	-	-	48	48
04	-	-	-	48

a.) nº de pontos de seccionamento

Conf. j \ Conf. i	02	03	04	05
01	4	0	52	20
02	-	0	48	24
03	-	-	60	36
04	-	-	-	24

b.) nº de pontos de conexão

Conf. j \ Conf. i	02	03	04	05
01	2	8	20	44
02	-	6	18	42
03	-	-	12	36
04	-	-	-	24

c.) nº de traços instalados

Conf. j \ Conf. i	02	03	04	05
01	300	1200	1800	2900
02	-	900	1500	2600
03	-	-	600	1700
04	-	-	-	1100

d.) ampliação em rede primária (m)

A partir dos custos unitários, do comprimento total de rede secondária e dos valores contidos na tabela 4.6, pode-se avaliar a matriz de custos de modificação de tipos de rede na área elementar, conforme tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Custos, em KORTN, de mudança de tipo de rede (Configuração e Bitola) do tipo "Ri" para "Rj", globais para a área elementar

4.2.5 - Dados Relativos à Carga

Os fatores característicos da carga, assumidos no exemplo de aplicação, são os seguintes:

- fator de potência - 0,9
- fator de carga - 0,35
- fator de perdas - 0,19
- relação carga leve/pesada - 0,15

Nos MODELOS I e II, são simulados os casos com densidade de carga de 0,01; 0,03; 0,05; 0,1; 0,2; 0,3 e 0,4 kVA/m, com taxa de crescimento global de curva exponencial igual a 6,4% ao ano.

No MODELO III, são simulados casos em que se fixou carga inicial de 480 kVA na área elementar (correspondente à densidade uniforme de 0,1 kVA/m nos MODELOS I e II), com os seguintes dados adicionais:

- taxa de crescimento global : 6,4% a.a.
- taxa de crescimento vegetativo : 3,3% a.a
- taxa de crescimento de número de consumidores : 3,4% a.a.
- número de consumidores na área elementar, ano inicial : 500

4.2.6 - Dados Complementares

Para a complementação dos dados do exemplo de aplicação, tem-se, ainda, os seguintes valores utilizados:

- . Custo da energia para avaliação do custo de perdas: 0,00281 ORTN/kWh
- . Custo mensal da demanda para custo de perdas: 1,66431 ORTN/kW/mês

- . Custo da energia não suprida: 0,00674 ORTN/kWh
- . Tempo de interrupção para troca de redes: 4h
- . Tempo de interrupção para troca de traços: 4h
- . Taxa de indisponibilidade de redes: $0,1663 \times 10^{-6}$ /vão
- . Taxa de indisponibilidade de traços: $16,7808 \times 10^{-6}$ /unidade
- . Taxa de juros: 10% a.a.
- . Ano inicial do estudo: 1986
- . Ano final do estudo (horizonte): 2011
- . Tensão nominal (fase/linha) da rede secundária: 127/220 V
- . Comprimento de um vão médio de rede: 30 m

4.3 - COEFICIENTES ELÉTRICOS DE REDES

Os coeficientes elétricos, para cada tipo de configuração/bitola da rede, são de importância fundamental para a determinação de carregamento, queda de tensão e perdas elétricas nos MODELOS I e II.

Para a obtenção de tais valores, foram utilizados os dados elétricos e topológicos básicos, conforme exposto no item anterior, que serviram de entrada para o programa REDSEC, que avalia os coeficientes elétricos das redes, armazenando-os em arquivo.

Tendo-se em vista apresentar detalhadamente os resultados intermediários do programa REDSEC, considere a rede 0101 (configuração 01 e bitola 01). Como foi exposto anteriormente, os coeficientes elétricos são avaliados impondo-se uma densidade de carga uniforme, com valor de 1 kVA/m, em todos os trechos da rede secundária.

Na figura 4.3, é apresentada a estrutura topológica da rede, bem como os resultados de carregamento e queda de tensão na rede secundária.

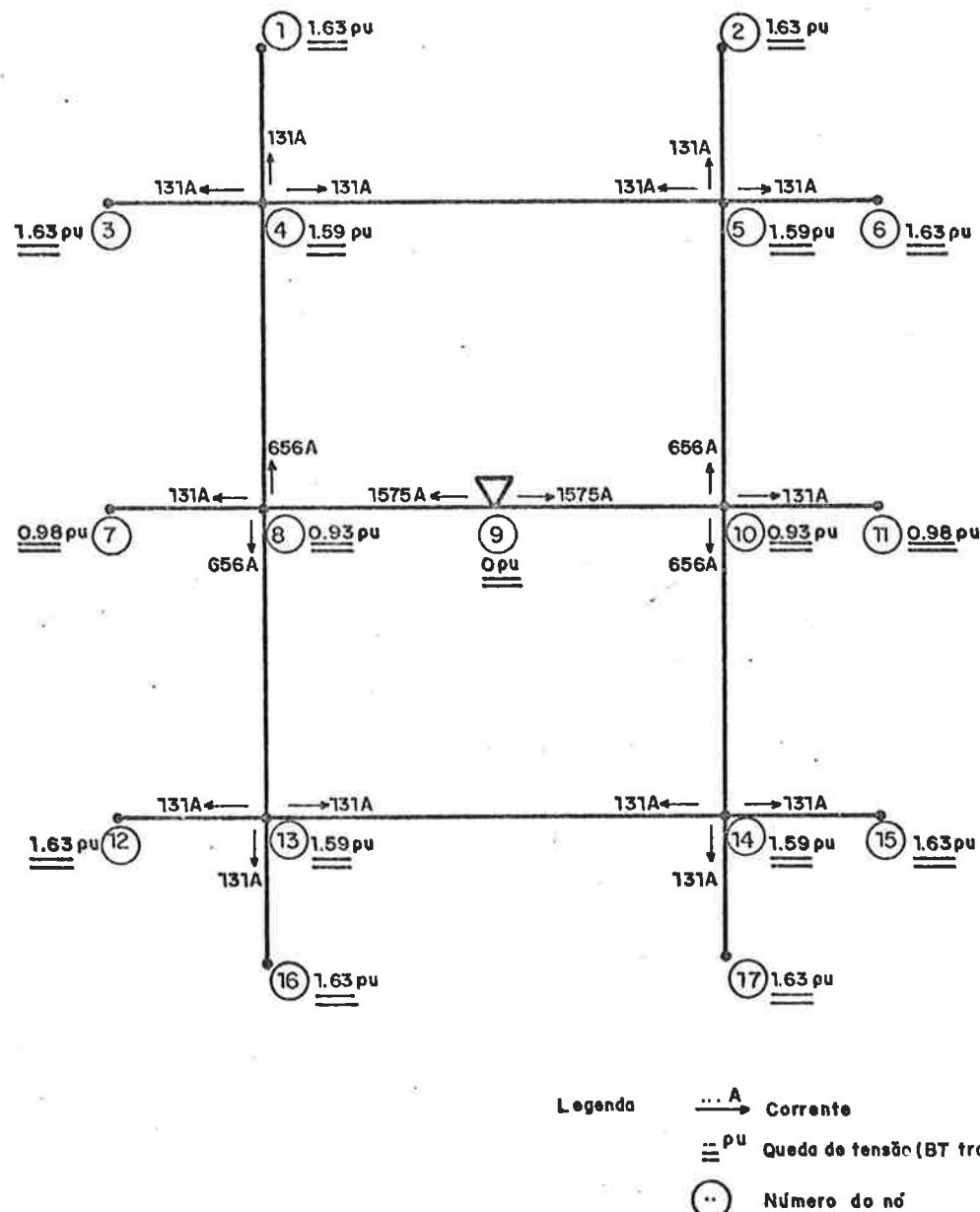


Figura 4.3 – Correntes e quedas de tensão da rede 0101

Nas tabelas 4.8 e 4.9, são apresentados os resultados detalhados de queda de tensão, carregamento e perdas elétricas nos nós e trechos da rede.

Tabela 4.8 - Quedas de tensão nodais (da barra de baixa tensão do transformador ao nó considerado)

núm. barra	quedas de tensão (pu)		
	real	imag.	módulo
1	-1,598	0,323	1,630
2	-1,598	0,323	1,630
3	-1,598	0,323	1,630
4	-1,558	0,314	1,590
5	-1,558	0,314	1,590
6	-1,598	0,323	1,630
7	-0,959	0,193	0,978
8	-0,919	0,185	0,937
9	0	0	0
10	-0,919	0,185	0,937
11	-0,959	0,193	0,978
12	-1,598	0,323	1,630
13	-1,558	0,314	1,590
14	-1,558	0,314	1,590
15	-1,598	0,323	1,630
16	-1,598	0,323	1,630
17	-1,598	0,323	1,630

Tabela 4.9 - Correntes e perdas nos trechos da rede secundária

núm. da barra p	núm. da barra q	Correntes no trecho (A)		perda ativa (kW)
		(início) p → q	(término) q → p	
1	4	0,0	131,2	1,31
2	5	0,0	131,2	1,31
3	4	0,0	131,2	1,31
4	5	131,2	131,2	2,63
5	6	131,2	0,0	1,31
7	8	0,0	131,2	1,31
8	9	1443,4	1574,6	522,53
9	10	1574,6	1443,4	522,53
10	11	131,2	0,0	1,31
12	13	0,0	131,2	1,31
13	14	131,2	131,2	2,63
14	15	131,2	0,0	1,31
13	16	131,2	0,0	1,31
14	17	131,2	0,0	1,31
4	8	393,6	656,0	128,98
5	10	393,0	656,0	128,98
8	13	656,0	393,6	128,98
10	14	656,0	393,6	128,98
TOTAL				1579,44

Assim sendo, os coeficientes da rede 0101 são os seguintes:

- Coeficiente de queda de tensão máxima (C_{DV}) :

$$\text{Máxima Queda} = 1,63 \text{ pu} \rightarrow C_{DV} = 1,63 \text{ pu}/(1 \text{ kVA/m}) \\ (0101)$$

- Coeficiente de Carregamento total (C_{sto}) :

$$\text{Corrente total da rede} = 3149 \text{ A}$$

$$\text{Potência total absorvida} = 1200 \text{ kVA} = 1,2 \text{ pu} \text{ (na base 1 MVA)}$$

logo

$$C_{sto} = 1,2 \text{ pu}/(1 \text{ kVA/m}) \\ (0101)$$

- Coeficiente - Carregamento Máximo da Rede (C_{sma}) :

$$\text{Carreg. máx.} = 11,75 * \text{Corrente Admissível} \quad (\text{trechos 8-9 e} \\ 9-10)$$

logo

$$C_{sma} = \frac{1,2}{11,75} \text{ pu} = 0,1021 \text{ pu} \\ (0101)$$

- Coeficiente de perdas (C_{per}) :

$$\text{Perda total da rede} = 1579,44 \text{ kW} = 1,5794 \text{ pu} \text{ (base 1 MVA)}$$

logo

$$C_{per} = 1,5794 \text{ pu} \\ (0101)$$

Os coeficientes elétricos dos demais tipos de redes são apresentados na tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Coeficientes elétricos dos tipos de redes considerados no exemplo de aplicação

Conf.	Topologia	Bit.	Coeficientes Elétricos (para 1 kVA/m)						
			Carregamento Total		Carregamento Máximo		Queda Máx. de Tensão (p.u.)	Perda Total	
			Amperes	p.u. (base 1 MVA)	Amperes	p.u. (base 1 MVA)		p.u. (base 1 MVA)	kW
1		1	3149	1,2	268	0,102	1,631	1,5794	1579,4
			3149	1,2	484	0,184	0,725	0,6274	624,7
			3149	1,2	654	0,249	0,528	0,3936	393,6
			3149	1,2	1028	0,392	0,376	0,1971	197,1
2		1	2100	0,8	268	0,102	1,305	0,7160	716,0
			2100	0,8	484	0,184	0,580	0,2832	283,2
			2100	0,8	654	0,249	0,422	0,1784	178,4
			2100	0,8	1028	0,392	0,301	0,0894	89,4
3		1	1050	0,4	268	0,102	0,326	0,1053	105,3
			1050	0,4	484	0,184	0,145	0,0416	41,6
			1050	0,4	654	0,249	0,106	0,0262	26,2
			1050	0,4	1028	0,392	0,075	0,0131	13,1
4		1	525	0,2	268	0,102	0,163	0,0211	21,1
			525	0,2	484	0,184	0,078	0,0083	8,3
			525	0,2	654	0,249	0,053	0,0052	5,2
			525	0,2	1028	0,392	0,038	0,0026	2,6
5		1	262	0,1	268	0,102	0,041	0,0026	2,6
			262	0,1	484	0,184	0,018	0,0010	1,0
			262	0,1	654	0,249	0,013	0,0007	0,7
			262	0,1	1028	0,392	0,009	0,0003	0,3

4.4 - RESULTADOS - MODELO I

4.4.1 - Considerações Gerais

Neste item, são apresentados os resultados obtidos nas simulações utilizando o MODELO I, que conta com as premissas básicas de se assumir a densidade de carga uniforme na área elementar e se proceder à determinação da política ótima de transformadores e redes em dois passos distintos e subsequentes.

Inicialmente, apresentam-se detalhadamente os resultados obtidos para a simulação de um caso, com os dados básicos apresentados

nos subitens anteriores, e com densidade inicial de carga de valor 0,1 kVA/m.

Posteriormente, são apresentados os resultados da política ótima e custos operacionais, para o período de estudo, correspondentes à variação da densidade inicial de carga entre 0,01 e 0,4 kVA/m.

4.4.2 - Relatórios de Saída - MODELO I

Tendo-se em vista a apresentação dos resultados obtidos no MODELO I, com maior nível de detalhamento, fixou-se a densidade de carga no valor de 0,1 kVA/m.

Nos relatórios de saída, apresentados a seguir, pode-se destaca:

- Impressão dos dados gerais do caso;
- Impressão dos dados de transformadores;
- Avaliação dos anos-limite das redes, com transformador de maior potência nominal instalado, detalhando-se:
 - . Redes que não atendem à carga do ano inicial, com correspondentes valores de queda de tensão e carregamento da rede;
 - . Redes que não atendem à carga do ano-horizonte de estudo, com correspondentes valores de queda de tensão e carregamento da rede no ano posterior ao ano-limite;
 - . Anos-limite de cada uma das redes que atende à carga do ano inicial;
- Políticas ótimas de transformador, por tipo de rede, do ano inicial ao seu ano-limite, com informações sobre:
 - . Custos operacionais de transformadores, acumulados até o ano-limite do transformador em tela, referente à alterna

- tiva ótima para a rede;
- Carregamento dos transformadores em seus anos-limite;
 - Queda de tensão máxima (transformador e rede secundária) nos anos-limite de transformadores;
- Relatório detalhado da solução obtida, apresentando:
- Tipos de redes e transformadores da alternativa escolhida, para cada ano do período de estudo;
 - Custos operacionais de transformadores, individualizando as parcelas de custos de instalação, amortização, perdas e substituição de transformadores, em cada ano e globais, para o período de estudo;
 - Custos operacionais de redes, enfocando-se as parcelas de custos de instalação e trocas de tipos de redes, custos de perdas e custos de energia não suprida (en. int.); em cada ano e globais, para o período de estudo;
 - Custos anuais e global da alternativa ótima obtida pelo MQ DELO I.

D E P A R T A M E N T O D E E L E T R I C I D A D E
A R E A D E S I S T . P O T.

MODELO I

*** DADOS GERAIS ***

nome do arquivo de configuracoes	:	coe220.dat
nome do arq. de custos	:	custo.dat
potencia de base (mva)	:	1
tensao nominal (kv)	:	.22
queda de tensao maxima (pu)	:	.05
fator de potencia	:	.9
fator de perdas	:	.19
fator de carga leve	:	.15
fator de carga	:	.35
tipo da rede monof - m / trif - t	:	t
ano inicial para estudo	:	1986
ano de horizonte de estudo	:	2011
taxa de juros (%)	:	10
custo da energia (ortn/kwh)	:	.00281
custo da demanda (ortn/kw/mes)	:	1.66431
c. da energia p/ inter.(ortn/kwh)	:	.00674
custo da subst. de trafos (ortn)	:	17.16
taxa de indispon. de trafos	:	1.67808E-05
taxa de indispon. de rede sec.	:	1.663E-07
tempo para troca de trafos (h)	:	4
tempo para troca de redes (h)	:	4
comprimento medio do vao (m)	:	30

*** DADOS DE TRAFOS ***

pot.nom. (kva)	per. ferro (pu)	resist. (pu)	reatan. (pu)	pot.adm. (pu)	custos amortiz.	instal.
30.00000	0.00020	0.63333	0.98000	0.03000	18.02499	5.60000
45.00000	0.00026	0.37333	0.68222	0.04500	20.39586	5.60000
75.00000	0.00039	0.20800	0.41733	0.07500	26.43283	5.60000
150.00000	0.00063	0.08467	0.21733	0.15000	31.70072	5.60000

*** DADOS PARA ANALISE DE SENSIBILIDADE ***

TENSÃO NOMINAL DO CASO (kv)	:	.22
CARREGAMENTO DE TRAFOS (pu)	:	1.4
QUEDA DE TENSÃO MÁXIMA (pu)	:	.05
DENSIDADE INICIAL DA CARGA (KVA/M)	:	.1
DENSIDADE FINAL DA CARGA (KVA/M)	:	.4715642

*** REDES QUE NAO ATENDEM A CARGA DO ANO INICIAL ***

rede num.	queda tens.	carga	carga admi.
101	0.18359	0.12000	0.10212
102	0.09306	0.12000	0.18443
103	0.07326	0.12000	0.24921
104	0.05812	0.12000	0.39172
201	0.14414	0.08000	0.10212
202	0.07171	0.08000	0.18443
203	0.05588	0.08000	0.24921

*** REDES QUE NAO ATENDEM A CARGA DO HORIZONTE ***

rede num.	queda tens.	carga	carga admi.
204	0.05271	0.09636	0.39172
301	0.05056	0.05127	0.10212
302	0.05087	0.09533	0.18443
401	0.05002	0.05072	0.10212
303	0.05311	0.12218	0.24921
304	0.05283	0.14718	0.39172
402	0.05033	0.09431	0.18443

*** ANOS LIMITE PARA AS REDES ***

ano	limite	redes que atendem
1988	204	
1989	301	
1999	302	
2000	401	
2003	303	
2006	304	
2010	402	
2011	403 404 501 502 503 504	

*** POLITICAS DE TRAFOS POR REDES ***

rede	ano	trafo	custo	car.tr.	dv.tr.	dv.red.	dv.tot.
	lim	(kva)	(ortn)	(kva)	(pu)	(pu)	(pu)
204	1988	150.000	192.114	90.568	0.015	0.034	0.050
301	1986	150.000	63.153	40.000	0.007	0.033	0.039
	1989	150.000	207.974	48.182	0.008	0.039	0.048
302	1989	45.000	162.596	48.182	0.031	0.017	0.048
	1994	75.000	332.266	65.704	0.024	0.024	0.048
	1999	150.000	456.630	89.599	0.015	0.032	0.048
401	1991	45.000	165.920	27.273	0.017	0.022	0.040
	1994	45.000	222.886	32.852	0.021	0.027	0.048
	1998	75.000	299.227	42.105	0.016	0.034	0.050
	2000	150.000	336.546	47.666	0.008	0.039	0.047
303	1991	45.000	230.802	54.547	0.035	0.014	0.049
	1996	75.000	381.363	74.383	0.027	0.020	0.047
	2003	150.000	521.349	114.833	0.020	0.030	0.050
304	1986	45.000	48.085	40.000	0.025	0.008	0.033
	1992	45.000	263.043	58.038	0.037	0.011	0.048
	1999	150.000	449.726	89.599	0.015	0.017	0.032
	2006	150.000	561.083	138.322	0.024	0.026	0.050
402	1995	45.000	239.494	34.955	0.022	0.013	0.035
	2000	45.000	309.664	47.666	0.030	0.017	0.047
	2005	75.000	368.801	65.001	0.024	0.024	0.048
	2010	150.000	412.234	88.640	0.015	0.032	0.047
403	1997	45.000	269.847	39.572	0.025	0.010	0.036
	2002	45.000	333.343	53.963	0.034	0.014	0.048
	2008	75.000	394.167	78.297	0.029	0.021	0.050
	2011	150.000	417.268	94.313	0.016	0.025	0.041
404	1997	45.000	269.847	39.572	0.025	0.007	0.033
	2003	45.000	344.525	57.417	0.036	0.011	0.047
	2010	150.000	409.744	88.640	0.015	0.017	0.032
	2011	150.000	416.318	94.313	0.016	0.018	0.034
501	2006	30.000	278.225	34.581	0.034	0.014	0.049
	2011	45.000	304.982	47.156	0.030	0.019	0.049
502	2009	30.000	295.267	41.654	0.042	0.008	0.049
	2011	45.000	306.022	47.156	0.030	0.009	0.038
503	2009	30.000	295.267	41.654	0.042	0.005	0.047
	2011	45.000	306.022	47.156	0.030	0.006	0.036
504	2009	30.000	295.267	41.654	0.042	0.004	0.045
	2011	45.000	306.022	47.156	0.030	0.004	0.034

DEPARTAMENTO DE ELETROESTRUT.

AREA DE SIST. PGT.

MODELO I

*** CUSTOS DA POLITICA OTIMA (kortm) ***

ano	rede	trafo (kva)	* custo inst.	* custo transformador	* custo amort.	* perda	* troca	* inst.	* custo perda	* rede	* custo enint.	* custo total
			0.069	0.223	0.285	0.279	0.273	0.264	0.267	0.261	0.260	0.264
1986	304	45	0.069	0.223	0.285	0.279	0.273	0.264	0.267	0.261	0.260	0.264
1987	304	45	0.000	0.202	0.279	0.000	0.000	0.000	0.000	0.037	0.000	0.517
1988	304	45	0.000	0.184	0.273	0.000	0.000	0.000	0.000	0.037	0.000	0.495
1989	304	45	0.000	0.167	0.269	0.000	0.000	0.000	0.000	0.039	0.000	0.475
1990	304	45	0.000	0.152	0.265	0.000	0.000	0.000	0.000	0.040	0.000	0.457
1991	304	45	0.000	0.138	0.263	0.000	0.000	0.000	0.000	0.041	0.000	0.442
1992	304	45	0.000	0.126	0.261	0.000	0.000	0.000	0.000	0.042	0.000	0.429
1993	304	150	0.000	0.177	0.202	0.107	0.000	0.000	0.043	0.000	0.000	0.530
1994	304	150	0.000	0.161	0.189	0.000	0.000	0.000	0.044	0.000	0.000	0.395
1995	304	150	0.000	0.147	0.177	0.000	0.000	0.000	0.046	0.000	0.000	0.370
1996	304	150	0.000	0.133	0.167	0.000	0.000	0.000	0.047	0.000	0.000	0.347
1997	304	150	0.000	0.121	0.157	0.000	0.000	0.000	0.048	0.000	0.000	0.327
1998	304	150	0.000	0.110	0.149	0.000	0.000	0.000	0.050	0.000	0.000	0.309
1999	304	150	0.000	0.100	0.142	0.000	0.000	0.000	0.051	0.000	0.000	0.293
2000	304	150	0.000	0.091	0.135	0.000	0.000	0.000	0.053	0.000	0.000	0.279
2001	304	150	0.000	0.083	0.129	0.000	0.000	0.000	0.054	0.000	0.000	0.267
2002	304	150	0.000	0.075	0.124	0.000	0.000	0.000	0.056	0.000	0.000	0.256
2003	304	150	0.000	0.068	0.120	0.000	0.000	0.000	0.058	0.000	0.000	0.246
2004	304	150	0.000	0.062	0.116	0.000	0.000	0.000	0.059	0.000	0.000	0.238
2005	304	150	0.000	0.057	0.113	0.000	0.000	0.000	0.061	0.000	0.000	0.231
2006	304	150	0.000	0.051	0.110	0.000	0.000	0.000	0.063	0.000	0.000	0.225
2007	404	150	0.000	0.093	0.116	0.000	0.000	0.129	0.026	0.001	0.001	0.365
2008	404	150	0.000	0.085	0.110	0.000	0.000	0.000	0.027	0.000	0.000	0.221
2009	404	150	0.000	0.077	0.104	0.000	0.000	0.000	0.027	0.000	0.000	0.208
2010	404	150	0.000	0.070	0.099	0.000	0.000	0.000	0.028	0.000	0.000	0.197
2011	404	150	0.000	0.064	0.094	0.000	0.000	0.000	0.029	0.000	0.000	0.187

* TOTAL *

0.069 3.019 4.449 0.107 10.520 1.141 0.001 19.307

4.4.3 - Políticas Ótimas de Redes

As alternativas de evolução de redes e transformadores, de mínimo custo operacional, dentro das hipóteses adotadas no MODELO I, são apresentadas, para cada valor de densidade inicial de carga, na tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Políticas ótimas de redes - MODELO I

Densidade Inicial (kVA/a)	ANOS	POLÍTICAS ÓTIMAS																															
		1986	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	88	81	82	83	84	85	86	87	88	18	2011							
0.81	REDE	8181																				8381											
	TRAFO	38				45				75				150				38				38											
0.82	REDE	8182																				8382											
	TRAFO	45				75				150				38				38				45											
0.83	REDE	8182								8382																							
	TRAFO	75				150				38				45				45				75											
0.84	REDE	8184												8284				8384					8484										
	TRAFO	75				150				150				38				75				75											
0.85	REDE	8382																					8482										
	TRAFO	45				150				38				75				150				45											
0.10	REDE	8384																8484					8484										
	TRAFO	45				150				150				38				150				45											
0.20	REDE	8384								8484														8584									
	TRAFO	150																150					150										
0.30	REDE	8384				8484				8484				8584				8584				8584											
	TRAFO	150																150					150										
0.40	REDE	8484												8584				8584					8584										
	TRAFO	150																150					150										

Dos resultados obtidos observa-se que, em nenhum dos casos analisados, o modelo optou por alternativas que incluíssem operações de recondutoramento de rede secundária, mostrando que, para o exemplo de aplicação considerado, as operações de mudança no tipo de configuração são mais vantajosas sob o aspecto técnico-econômico.

4.4.4 - Custos Operacionais das Alternativas Ótimas

As parcelas de contribuição do custo operacional para o período de estudo considerado, referentes às políticas ótimas de redes e transformadores obtidas através do MODELO I, são apresentadas na tabela 4.12.

Analizando-se os resultados de custos operacionais das políticas de evolução de redes e transformadores, nota-se que:

- As parcelas de custo, que contribuem quase na totalidade do custo global das alternativas ótimas obtidas, são aquelas referentes às perdas em redes e transformadores, amortização de transformadores e instalação de redes;
- Para densidades iniciais baixas, tem-se que o custo de instalação de redes corresponde a valores superiores a 70% do custo global, enquanto os custos de amortização de transformadores e instalação de redes se mantêm, ambos, em torno de 10%;
- À medida que aumentam os valores das densidades iniciais de carga, a parcela de custos de instalação diminui sua contribuição, enquanto que as parcelas de custos de amortização e perdas elétricas aumentam seus valores percentuais com base no custo global. Para a densidade de 0,4 kVA/m, os custos das perdas alcançam valores em torno de 48% do custo total, restando 28% para o custo de instalação de redes e 24% para o custo de amortização de transformadores.

Tabela 4.12 - Custos operacionais das políticas ótimas obtidas pelo MODELO I

Densidade Inicial (kVA/m)	Custo Transformador (kORTN)				Custo Rede (kORTN)			Custo Total (kORTN)
	inst.	amort.	perdas	troca	inst./troca	perda	en.int.	
0,01	0,023	0,881	0,637	0,106	6,855	0,353	0,000	8,853
0,02	0,023	0,995	1,043	0,114	8,058	0,530	0,000	10,762
0,03	0,023	1,375	1,562	0,174	8,231	0,845	0,000	12,210
0,04	0,023	1,334	1,756	0,077	9,733	0,649	0,001	13,573
0,05	0,068	2,405	2,498	0,119	8,815	1,033	0,000	14,939
0,1	0,069	3,019	4,449	0,107	10,520	1,141	0,001	19,307
0,2	0,071	5,169	7,742	0,000	10,975	2,591	0,005	26,552
0,3	0,073	7,389	11,570	0,000	11,457	3,364	0,009	33,863
0,4	0,142	9,558	15,499	0,000	11,402	3,735	0,006	40,342

4.5 - RESULTADOS - MODELO II

4.5.1 - Considerações Gerais

Neste item, são apresentados os resultados obtidos nas simulações relativas ao exemplo de aplicação considerado, utilizando-se o MODELO II.

Os mesmos casos analisados através do MODELO I são simulados com o MODELO II, que tem como diferenciação básica, em relação ao MODELO I, o fato da seleção da alternativa ótima de evolução de redes e transformadores ser executada num único procedimento de programação dinâmica; assim, o modelo possibilita a análise de um número extremamente elevado de alternativas de evolução de tipos de redes (configuração e bitola) e transformadores.

Tendo-se em vista minimizar os tempos de processamento e dispendios em área de memória de computador, bem como apresentar as

facilidades adicionais do modelo, procedeu-se à busca da evolução ótima simulando-se, para cada densidade inicial de carga, casos com número restrito de tipos de bitolas a serem considerados pelo algoritmo de programação dinâmica. Este tipo de análise é sobremodo eficiente, principalmente quando se tem conhecimento, a priori, que as subalternativas que envolvem operações de recondutoramento serão descartadas pelo algoritmo, face ao seu custo elevado em comparação com as demais operações. No exemplo de aplicação em questão, a simples análise da Tabela 4.7, referente aos custos de modificação de redes, mostra a desvantagem sob o aspecto econômico das operações de recondutoramento sobre as demais operações para mudança de configuração de redes. Destaca-se ainda que este fato foi repetidamente comprovado em estudos anteriores, utilizando-se a metodologia exposta, referências [9] e [10].

Nos subitens subseqüentes, são apresentados os resultados detalhados obtidos na simulação de um caso com densidade inicial de carga de valor 0,1 kVA/m, bem como as políticas ótimas e custos operacionais globais para a densidade inicial de carga variando no intervalo entre 0,01 e 0,4 kVA/m.

4.5.2 - Relatórios de Saída - MODELO II

Os relatórios de saída do MODELO II, para o exemplo de aplicação com densidade inicial de carga de 0,1 kVA/m, a ser apresentado a seguir, contam com as seguintes informações:

- Dados gerais do caso;
- Dados de transformadores;
- Anos-limite de cada uma das ternas (tipo de configuração/bitola/transformador), englobando-se:

- Ternas que não atendem à carga do ano inicial, por desrespeito a um dos critérios estabelecidos;
 - Ternas que não atendem à carga do ano-horizonte, com correspondentes valores de queda de tensão e carregamento no ano posterior ao ano-limite;
 - Anos-limite de cada uma das ternas que atendem à carga inicial;
- Relatório detalhado da política ótima, com valores anuais e globais das parcelas de custos operacionais de redes e transformadores.

D E P A R T A M E N T O D E E L E T R I C I D A D E
A R E A D E S I S T . P O T .

MODELO II

*** DADOS GERAIS ***

nome do arquivo de configuracoes : COE220.DAT
 nome do arq. de custos : CUSTO.DAT
 potencia de base (mva) : 1
 tensao nominal (kv) : .22
 queda de tensao maxima (pu) : .05
 fator de potencia : .9
 fator de perdas : .19
 fator de carga leve : .15
 fator de carga : .35
 tipo da rede monof - m / trif - t : t
 ano inicial para estudo : 1986
 ano de horizonte de estudo : 2011
 taxa de juros (%) : 10
 custo da energia (ortn/kwh) : .00281
 custo da demanda (ortn/kw/mes) : 1.66431
 c. da energia p/ inter.(ortn/kwh) : .00674
 custo da subst. de trafos (ortn) : 17.16
 taxa de indispon. de trafos : 1.67808E-05
 taxa de indispon. de rede sec. : 1.663E-07
 tempo para troca de trafos (h) : 4
 tempo para troca de redes (h) : 4
 comprimento medio do vao (m) : 30
 numeros das bitolas utilizaveis : 3 4

*** DADOS DE TRAFOS ***

Pot.nom. (kva)	Per. ferro (pu)	resist. (pu)	reatan. (pu)	pot.adm. (pu)	c u s t o s (ortn) amortiz.	instal.
30.00000	0.00020	0.63333	0.98000	0.03000	18.02499	5.60000
45.00000	0.00026	0.37333	0.68222	0.04500	20.39586	5.60000
75.00000	0.00039	0.20800	0.41733	0.07500	26.43283	5.60000
150.00000	0.00063	0.08467	0.21733	0.15000	31.70072	5.60000

D E P A R T A M E N T O D E E L E T R I C I D A D E
A R E A D E S I S T . P O T .

M O D E L O II

*** D A D O S P A R A A N A L I S E D E S E N S I B I L I D A D E ***

TENSÃO NOMINAL DO CASO (kV)	:	.22				
CARREGAMENTO DE TRAFOS (pu)	:	1.4				
TIPO DE CURVA - PARAMETROS (1-2-3)	:	EXPO	.1	-	.064	-
DENSIDADE INICIAL DA CARGA (kVA/m)	:	.1				
DENSIDADE FINAL DA CARGA (kVA/m)	:	.4715642				

*** R E D E S Q U E N A O A T E N D E M A C A R G A D O A N O I N I C I A L ***

rede	queda	carga	carga
num.	tens.		admi.
103 30	0.17241	0.12000	0.24921
103 45	0.12876	0.12000	0.24921
103 75	0.09705	0.12000	0.24921
103 150	0.07326	0.12000	0.24921
104 30	0.15727	0.12000	0.39172
104 45	0.11361	0.12000	0.39172
104 75	0.08190	0.12000	0.39172
104 150	0.05812	0.12000	0.39172
203 30	0.12198	0.08000	0.24921
203 45	0.09287	0.08000	0.24921
203 75	0.07173	0.08000	0.24921
203 150	0.05588	0.08000	0.24921
204 30	0.10986	0.08000	0.39172
204 45	0.08075	0.08000	0.39172
204 75	0.05961	0.08000	0.39172
303 30	0.05044	0.04000	0.24921

*** R E D E S Q U E N A O A T E N D E M A C A R G A D O H O R I Z O N T E ***

rede	trafo	queda	carga	carga
num.	(kVA)	tens.		admi.
304 30		0.05044	0.04256	0.39172
204 150		0.05271	0.09636	0.39172
303 45		0.05207	0.05804	0.24921
304 45		0.05072	0.06175	0.39172
303 75		0.05009	0.07914	0.24921
403 30		0.05309	0.04210	0.24921
404 30		0.04990	0.04210	0.39172
304 75		0.05311	0.09533	0.39172
403 45		0.05151	0.05742	0.24921
303 150		0.05311	0.12218	0.24921
404 45		0.05018	0.06109	0.39172
304 150		0.05283	0.14718	0.39172
403 75		0.05272	0.08331	0.24921
503 30		0.05004	0.04432	0.24921
504 30		0.04836	0.04432	0.39170
404 75		0.05254	0.09431	0.39172

D E P A R T A M E N T O D E E L E T R I C I D A D E
A R E A D E S I S T. P O T.

M O D E L O I I

ano	limite	ANOS LIMITE PARA AS REDES		redes/trafos que atendem	
1986		304/	30		
1988		204/	150		
1991		303/	45		
1992		304/	45		
1996		303/	75		
1997		403/	30	404/	30
1999		304/	75		
2002		403/	45		
2003		303/	150	404/	45
2006		304/	150		
2008		403/	75		
2009		503/	30	504/	30
2010		404/	75		
2011		403/	150	503/	45
		504/	45	504/	75
				504/	150

DEPARTAMENTO DE ELETROST. POT.

ÁREA DE SIST.

MODELO II

*** CUSTOS DA POLÍTICA ÓTIMA (kortn) ***

ano	rede trafo (kva)	custo transformador			inst.	custo rede	perda enint.	custo total
		inst.	amort.	perda				
1986	204	150	0.036	0.173	0.226	0.000	9.720	0.120
1987	204	150	0.000	0.157	0.214	0.000	0.124	0.000
1988	204	150	0.000	0.143	0.204	0.000	0.127	0.000
1989	304	75	0.000	0.217	0.240	0.156	0.582	0.0474
1990	304	75	0.000	0.197	0.230	0.000	0.039	0.002
1991	304	75	0.000	0.179	0.221	0.000	0.040	0.000
1992	304	75	0.000	0.163	0.213	0.000	0.041	0.000
1993	304	75	0.000	0.148	0.207	0.000	0.042	0.000
1994	304	75	0.000	0.135	0.201	0.000	0.043	0.000
1995	304	75	0.000	0.122	0.196	0.000	0.044	0.000
1996	304	75	0.000	0.111	0.192	0.000	0.045	0.000
1997	304	75	0.000	0.101	0.189	0.000	0.046	0.000
1998	304	75	0.000	0.092	0.187	0.000	0.047	0.000
1999	304	75	0.000	0.084	0.185	0.000	0.048	0.000
2000	304	150	0.000	0.091	0.135	0.055	0.050	0.351
2001	304	150	0.000	0.083	0.129	0.000	0.051	0.335
2002	304	150	0.000	0.075	0.124	0.000	0.052	0.339
2003	304	150	0.000	0.068	0.120	0.000	0.053	0.329
2004	304	150	0.000	0.062	0.116	0.000	0.054	0.320
2005	304	150	0.000	0.057	0.113	0.000	0.055	0.315
2006	304	150	0.000	0.051	0.110	0.000	0.056	0.315
2007	404	150	0.000	0.073	0.116	0.000	0.058	0.267
2008	404	150	0.000	0.085	0.110	0.000	0.059	0.261
2009	404	150	0.000	0.077	0.104	0.000	0.061	0.238
2010	404	150	0.000	0.070	0.099	0.000	0.063	0.231
2011	404	150	0.000	0.064	0.094	0.000	0.065	0.225
* TOTAL *		0.036	2.898	4.277	0.212	10.432	1.403	19.260

4.5.3 - Políticas Ótimas de Redes

Conforme mencionado anteriormente, a busca da solução ótima, para cada valor de densidade inicial de carga, foi executada dividindo-se "sub-casos" com diferentes bitolas utilizáveis pelo modelo. Na tabela 4.13, são apresentados tais "sub-casos" por densidade de carga.

Tabela 4.13 - "Sub-casos" analisados por densidade inicial de carga

Densidade Inicial de Carga (kVA/m)	Sub-Casos - Bitolas Utilizáveis			
	A	B	C	D
0,01	1	2	3	4
0,02	1	2	3	4
0,03	1	2	3	4
0,05	1 e 2	2 e 3	2 e 4	3 e 4
0,1	1 e 2	2 e 3	3 e 4	-
0,2	1 e 2	2 e 3	3 e 4	-
0,3	1 e 2	2 e 3	3 e 4	-
0,4	1 e 2	2 e 3	3 e 4	1, 2, 3 e 4

Para o exemplo de aplicação considerado, no qual sabe-se, a priori, que os custos de recondutoramento são elevados de modo a inviabilizar economicamente este tipo de operação na rede, a condição necessária e suficiente para a alternativa ótima, em cada densidade de carga, estar contida no conjunto de sub-casos analisados consiste na seguinte afirmação:

"O conjunto união dos tipos de bitolas dos sub-casos de uma dada densidade de carga deve coincidir com o conjunto formado pelos tipos de bitolas da série padronizada".

As políticas ótimas de evolução de redes e transformadores, para cada um dos sub-casos analisados, são apresentadas na tabela 4.14. Destaca-se que os sub-casos A e B referentes à densidade inicial de carga com valor 0,4 kVA/m não foram apresentados, visto que as redes com tipos de bitola de números identificativos 1, 2 e 3 não atendem à carga do horizonte de estudo sem desrespeito aos critérios técnicos.

4.5.4 - Custos Operacionais das Alternativas Ótimas

Os custos operacionais, em termos de valores globais e suas parcelas de contribuição, referentes às políticas de evolução de redes e transformadores, obtidos nos casos simulados pelo MODELO II, são apresentados na tabela 4.15.

Comparando-se os resultados alcançados no MODELO II em relação àqueles avaliados no MODELO I, para o exemplo de aplicação, nota-se que:

- Os custos operacionais das alternativas ótimas de evolução de rede do MODELO II sofreram uma diminuição máxima de 3% em seus valores globais;
- Nas densidades superiores a 0,1 kVA/m, as políticas ótimas de evolução de redes e transformadores e correspondentes custos operacionais coincidiram para os dois modelos; tal fato ocorre em função da alta densidade de carga que impõe um número reduzido de redes atendendo à carga na área elementar, ou seja, um número praticamente igual de alternativas sendo analisadas pelos dois modelos;
- As políticas ótimas de evolução de redes e transformadores dos dois modelos, apesar de resultarem em custos globais pra-

Tabela 4.14 (2/1) - Políticas ótimas - MODELO II

Densidade Inicial (kVA/m)	Cabos	POLÍTICAS ÓTIMAS																									
		1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
0.01	1*	B101/30										B101/45	B101/75	B201/75										B301/30			
	2	B102/30										B102/45										B102/75		B102/150			
	3	B103/30										B103/45										B103/75					
	4	B104/30										B104/45										B104/75					
0.02	1	B101/75		B201/75		B301/30										B301/45		B301/75									
	2*	B102/45		B102/75		B102/150		B202/150		B302/45		B302/75		B302/150		B303/45		B303/75									
	3	B103/45		B103/75		B103/150		B203/150		B303/150		B303/45		B303/75		B304/45		B304/75									
	4	B104/45		B104/75		B104/150		B204/150		B304/150		B304/45		B304/75		B304/150		B304/45									
0.03	1	B301/30										B301/45		B401/45		B401/75		B402/45									
	2*	B102/75		B102/150		B202/150		B302/45		B302/75		B302/150		B302/45		B302/75		B302/150		B402/45							
	3	B103/45		B103/75		B103/150		B203/150		B303/150		B303/45		B303/75		B304/45		B304/75									
	4	B104/45		B104/75		B104/150		B204/150		B304/150		B304/45		B304/75		B304/150		B304/45									
0.05	1;2	B202/75		B302/45										B302/75		B302/150		B402/45									
	2	B202/75		B302/45										B302/75		B302/150		B402/45									
	2;4*	B104/150		B204/150		B304/150		B304/45		B304/75		B304/150		B304/45		B304/75		B304/150									
	3;4*	B104/150		B204/150		B304/150		B304/45		B304/75		B304/150		B304/45		B304/75		B304/150									
0.10	1;2	B302/45		B302/75		B302/150		B402/75		B402/45		B502/45		B502/75		B403/150		B404/150									
	2;3	B303/45		B303/75		B303/150		B403/150		B403/45		B403/75		B404/150		B404/45		B404/75									
	3;4*	B204/150		B304/75		B304/150		B304/45		B304/75		B304/150		B404/150		B404/45		B404/75									

Obs.1: * - o tipo de bitola grifado corresponde àquele que impõe mínimo custo operacional

.2: o número da rede (4 dígitos) é seguido da potência nominal do trafo (rede/trafo)

Tabela 4.14 (2/2) - Políticas ótimas - MODELO II

Densidade Inicial (kVA/m)	Cabos	POLITICAS ÓTIMAS																			
		1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
0.20	1;2	8482/45			8482/75											8502/45					8502/150
	2;3		8383/150													8483/150					8503/150
	3;4*			8384/150												8484/150					8504/150
0.30	1;2			8502/45														8502/150			
	2;3				8483/150												8503/150				
	3;4	8384/150				8484/150												8504/150			
0.40	3;4*			8484/150														8504/150			
	1;2;				8484/150													8504/150			
	3;4*																	8504/150			

Obs.1: * - o tipo de bitola grifado corresponde àquele que impõe mínimo custo operacional
 .2: o número da rede (4 dígitos) é seguido da potência nominal do trafo (rede/trafo)

Tabela 4.15 - Custos parciais e globais dos sub-casos por densidade inicial de carga do MODELO II

δ_0 (kVA/m)	Bitolas Utilizadas	Custos Transformador (kORTN)				Custos Rede (kORTN)			Custo Total
		inst.	amort.	perdas	trocas	inst./troca	perda	en. inter.	
0,01	1 (*)	0,023	0,874	0,632	0,082	6,845	0,361	0,000	8,817(*)
0,01	2	0,023	0,693	0,580	0,032	7,833	0,213	0,000	9,374
0,01	3	0,023	0,679	0,588	0,021	8,882	0,134	0,000	10,327
0,01	4	0,023	0,672	0,595	0,018	9,497	0,067	0,000	10,872
0,02	1	0,023	1,537	1,219	0,148	7,209	0,748	0,001	10,883
0,02	2 (*)	0,023	0,986	1,007	0,078	7,999	0,620	0,000	10,713(*)
0,02	3	0,023	0,886	0,967	0,059	8,996	0,472	0,000	11,403
0,02	4	0,023	0,828	0,960	0,033	9,526	0,260	0,000	11,630
0,03	1	0,068	2,267	1,773	0,055	7,716	0,744	0,000	12,623
0,03	2 (*)	0,023	1,372	1,490	0,115	8,147	0,979	0,001	12,126(*)
0,03	3	0,023	1,121	1,426	0,129	9,097	0,769	0,001	12,566
0,03	4	0,023	0,994	1,406	0,084	9,648	0,462	0,001	12,617
0,05	1, 2	0,035	2,191	2,430	0,275	8,727	1,240	0,001	14,899
0,05	2, 3	0,035	2,191	2,430	0,275	8,727	1,240	0,001	14,899
0,05	2, 4 (*)	0,023	1,610	2,150	0,074	9,822	0,840	0,001	14,522(*)
0,05	3, 4 (*)	0,023	1,610	2,150	0,074	9,822	0,840	0,001	14,522(*)
0,1	1, 2	0,069	3,570	4,697	0,464	9,176	2,464	0,002	20,443
0,1	2, 3	0,069	3,124	4,520	0,191	9,948	2,060	0,001	19,913
0,1	3, 4 (*)	0,036	2,898	4,277	0,212	10,432	1,403	0,003	19,260(*)
0,2	1, 2	0,138	6,957	9,718	0,774	9,738	3,068	0,003	30,396
0,2	2, 3	0,071	6,043	8,060	0,000	10,554	4,137	0,005	28,870
0,2	3, 4 (*)	0,071	5,169	7,742	0,000	10,975	2,591	0,005	26,552(*)
0,3	1, 2	0,275	10,242	13,977	0,266	9,994	3,842	0,000	38,597
0,3	2, 3	0,140	8,990	12,143	0,000	10,690	4,850	0,004	36,826
0,3	3, 4 (*)	0,073	7,389	11,570	0,000	11,457	3,364	0,009	33,863(*)
0,4	3, 4 (*)	0,142	9,558	15,499	0,000	11,402	3,735	0,006	40,342(*)
0,4	1,2,3,4(*)	0,142	9,558	15,499	0,000	11,402	3,735	0,006	40,342(*)

Obs.: - (*) - Alternativas de mínimo custo para cada densidade inicial

ticamente iguais, apresentam algumas diferenças. É fácil notar que as soluções encontradas pelo MODELO II são mais harmônicas, principalmente quando se analisam variações de potência instalada nos transformadores da área elementar quando de mudanças de tipo de configuração da rede secundária.

4.6 - RESULTADOS - MODELO III

4.6.1 - Considerações Preliminares

A simulação de casos, utilizando-se o MODELO III, envolve alguns preparativos preliminares ao método, conforme exposto anteriormente (item 3.5.2).

Em virtude da distribuição aleatória dos consumidores e da carga nos postes da área elementar, faz-se necessário, para o exemplo de aplicação, proceder à:

- Numeração dos postes da área elementar (figura 4.4);
- Fixação de dados topológicos e elétricos dos circuitos típicos das configurações de rede; a identificação dos nós topológicos é estabelecida por numeração seqüencial (figura 4.5);
- Montagem da matriz de admitâncias nodais e sua triangularização, para cada um dos tipos de configuração/bitola de rede; as matrizes são posteriormente armazenadas em arquivos;
- Definição dos conjuntos de postes que compõem cada um dos circuitos de dado tipo de configuração de rede (montagem da matriz Pos [], onde o elemento Pos [k, j, i] representa o número do poste associado ao nó topológico "k", circuito "j" e configuração "i"). À figura 4.4 e à tabela 4.16, apresenta-se um exemplo para a configuração tipo 03;

- Definição dos fatores de divisão da carga, $f_{div}[k, j, i]$, de cada nó "k", circuito "j" e configuração "i" da rede (vide figura 4.3);
- Gravação das matrizes $Pos []$ e $f_{div} []$ em arquivos.

O programa auxiliar PREPES conta com facilidades para a elaboração destas etapas preliminares do método, possibilitando a manipulação e armazenamento das informações nos arquivos.

Nos subitens subseqüentes, são apresentados os resultados alcançados na simulação do exemplo de aplicação utilizando o MODELO III. A carga global inicial da área elementar foi fixada em 480 kVA, que corresponderia, na hipótese de distribuição uniforme de carga, a uma densidade inicial de 0,1 kVA/m; tal correspondência permite a comparação entre o MODELO III e os anteriores.

Foram geradas, aleatoriamente, para o mesmo mercado global na área elementar, dez situações de distribuição da carga e sua evolução na área elementar considerada. A partir dos resultados obtidos em cada caso, possibilitou-se a elaboração de um tratamento estatístico elementar, obtendo-se, desta forma, valores médios e de desvio-padrão dos custos operacionais da alternativa ótima de evolução de redes e transformadores de distribuição.

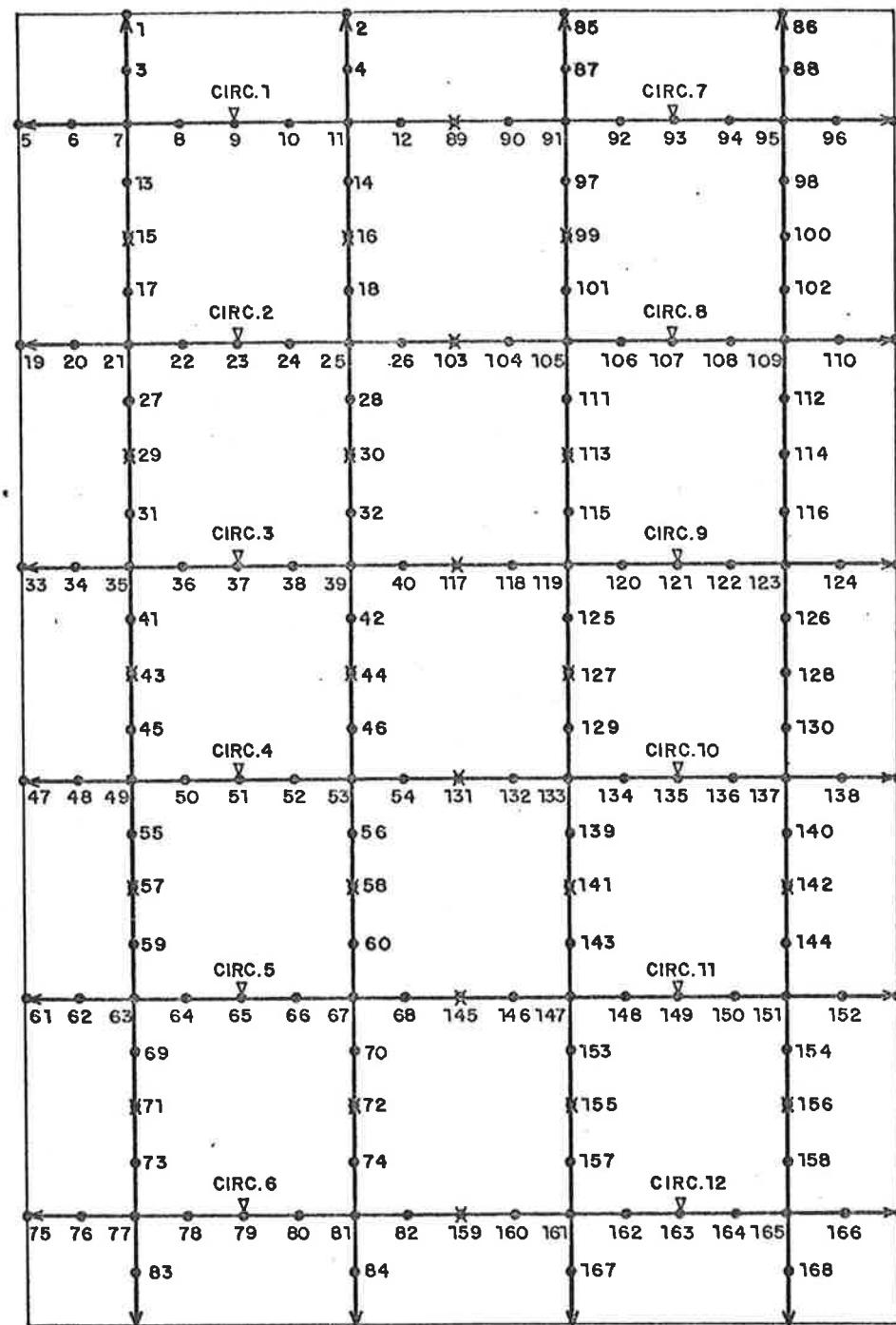
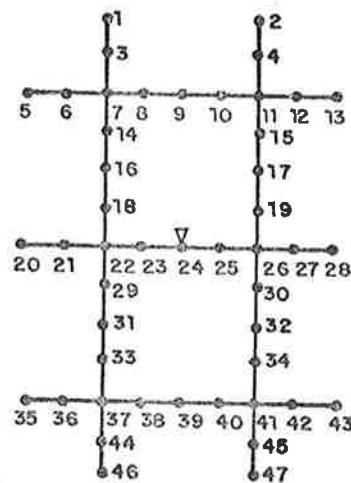


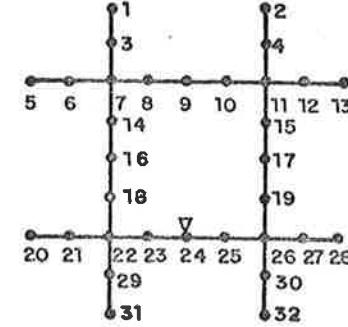
Figura 4.4 - Numeração dos nós da área elementar

Obs.: - i.) Rede tipo 3 na A.E.

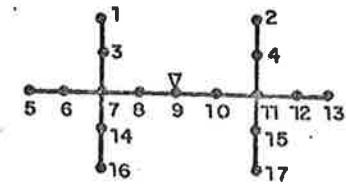
ii.) * símbolo de poste com seccionamento e fator de divisão da carga igual a 2; os demais postes têm fator de divisão da carga unitário



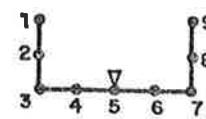
a.) Tipo 1



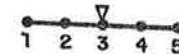
b.) Tipo 2



c.) Tipo 3



d.) Tipo 4



e.) Tipo 5

Figura 4.5 – Numeração dos nós topológicos por tipo de configuração de rede

Tabela 4.16 - Conjuntos de postes por circuito da configuração tipo 03,
associados aos nós topológicos de um circuito típico

nº do circuito \ Nô topológico	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	001	002	003	004	005	006	007	008	009	010	011	012	089	013	014	015	016
2	015	016	017	018	019	020	021	022	023	024	025	026	103	027	028	029	030
3	029	030	031	032	033	034	035	036	037	038	039	040	117	041	042	043	044
4	043	044	045	046	047	048	049	050	051	052	053	054	131	055	056	057	058
5	057	058	059	060	061	062	063	064	065	066	067	068	145	069	070	071	072
6	071	072	073	074	075	076	077	078	079	080	081	082	159	083	084	001	002
7	085	086	087	088	089	090	091	092	093	094	095	096	005	097	098	099	100
8	099	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	019	111	112	113	114
9	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	033	125	126	127	128
10	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	047	140	141	142
11	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	061	153	154	155	156
12	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	075	167	168	085	086

4.6.2 - Relatórios de Saída - MODELO III

Os relatórios de resultados emitidos pelo MODELO III, para uma determinada situação de mercado aleatório (distribuição da carga por poste no período de estudo), são basicamente os mesmos emitidos no MODELO II. Desta forma, são apresentados os anos-limite das ternas que atendem à carga do ano inicial, e relatórios resumidos e detalhados da política ótima e custos operacionais correspondentes.

A título de exemplo, a seguir, são apresentados os relatórios de saída de um ensaio realizado.

O MODELO III permite, opcionalmente, a impressão da distribuição de consumidores e carga ao longo dos postes da área elementar. São apresentados ainda:

- O número total de consumidores no ano-horizonte;
- A demanda global no ano-horizonte;
- O número máximo de consumidores por postes;
- A máxima demanda por poste.

A seguir, apresentam-se as distribuições em demanda e consumidores para o referido ensaio.

DEPARTAMENTO DE ELETRICIDADE
AREA DE SIST. POT.

MODELO III

***	ANOS LIMITE PARA AS REDES	***
ano limite	redes/trafos que atendem	
1989	304/ 45	
1993	404/ 30	
1995	304/ 75	
1999	404/ 45	
2002	504/ 30	
2003	304/ 150	
2005	404/ 75	
2010	504/ 45	
2011	404/ 150 504/ 75 504/ 150	

DEPARTAMENTO DE ELETROTECNICA
AREA DE SIST.

MODELO III

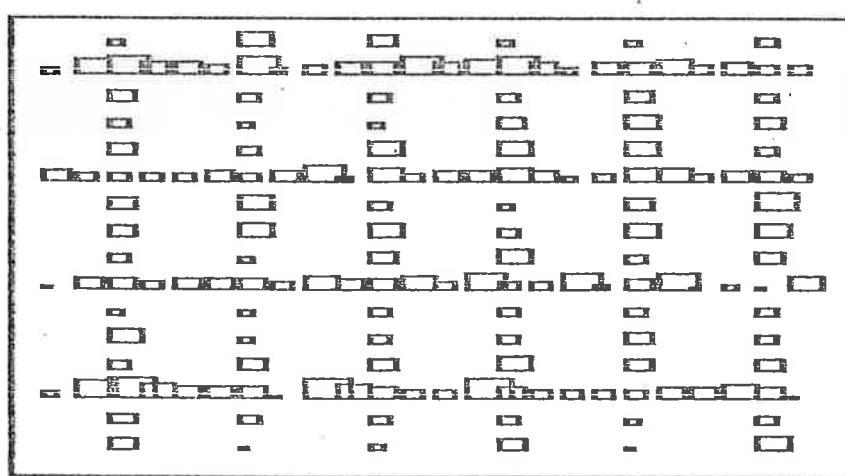
*** CUSTOS DA POLITICA OTIMA (kortn) ***

ano	rede	trafo	(kva)	* custo	transformador	* custo	inst.	* custo	troca	* custo	rede	* custo	total
				inst.	amort.	perda	troca	inst.	perda	enint.	custo		
1986	304	45	0.069	0.223	0.289	0.000	10.391	0.037	0.000	11.009	0.000	0.000	11.009
1987	304	45	0.000	0.202	0.282	0.000	0.000	0.038	0.000	0.000	0.522	0.000	0.522
1988	304	45	0.000	0.184	0.277	0.000	0.000	0.039	0.000	0.000	0.499	0.000	0.499
1989	304	45	0.000	0.167	0.272	0.000	0.000	0.040	0.000	0.000	0.479	0.000	0.479
1990	304	75	0.000	0.197	0.232	0.142	0.000	0.041	0.000	0.000	0.612	0.000	0.612
1991	304	75	0.000	0.179	0.223	0.000	0.000	0.042	0.000	0.000	0.444	0.000	0.444
1992	304	75	0.000	0.163	0.215	0.000	0.000	0.043	0.000	0.000	0.421	0.000	0.421
1993	304	75	0.000	0.148	0.209	0.000	0.000	0.044	0.000	0.000	0.401	0.000	0.401
1994	304	75	0.000	0.135	0.203	0.000	0.000	0.046	0.000	0.000	0.384	0.000	0.384
1995	304	75	0.000	0.122	0.198	0.000	0.000	0.047	0.000	0.000	0.368	0.000	0.368
1996	304	150	0.000	0.133	0.168	0.081	0.000	0.048	0.000	0.000	0.430	0.000	0.430
1997	304	150	0.000	0.121	0.158	0.000	0.000	0.050	0.000	0.000	0.329	0.000	0.329
1998	304	150	0.000	0.110	0.150	0.000	0.000	0.051	0.000	0.000	0.311	0.000	0.311
1999	304	150	0.000	0.100	0.143	0.000	0.000	0.053	0.000	0.000	0.295	0.000	0.295
2000	304	150	0.000	0.091	0.136	0.000	0.000	0.054	0.000	0.000	0.281	0.000	0.281
2001	304	150	0.000	0.083	0.130	0.000	0.000	0.056	0.000	0.000	0.269	0.000	0.269
2002	304	150	0.000	0.075	0.125	0.000	0.000	0.057	0.000	0.000	0.259	0.000	0.259
2003	304	150	0.000	0.068	0.121	0.000	0.000	0.059	0.000	0.000	0.248	0.000	0.248
2004	404	150	0.000	0.124	0.141	0.000	0.000	0.171	0.000	0.000	0.462	0.000	0.462
2005	404	150	0.000	0.113	0.132	0.000	0.000	0.024	0.000	0.000	0.269	0.000	0.269
2006	404	150	0.000	0.103	0.124	0.000	0.000	0.025	0.000	0.000	0.251	0.000	0.251
2007	404	150	0.000	0.093	0.117	0.000	0.000	0.025	0.000	0.000	0.235	0.000	0.235
2008	404	150	0.000	0.085	0.110	0.000	0.000	0.026	0.000	0.000	0.221	0.000	0.221
2009	404	150	0.000	0.077	0.104	0.000	0.000	0.027	0.000	0.000	0.208	0.000	0.208
2010	404	150	0.000	0.070	0.099	0.000	0.000	0.028	0.000	0.000	0.197	0.000	0.197
2011	404	150	0.000	0.064	0.094	0.000	0.000	0.028	0.000	0.000	0.187	0.000	0.187
* TOTAL *			0.069	3.232	4.453	0.223	10.563	1.050	0.001	19.591			

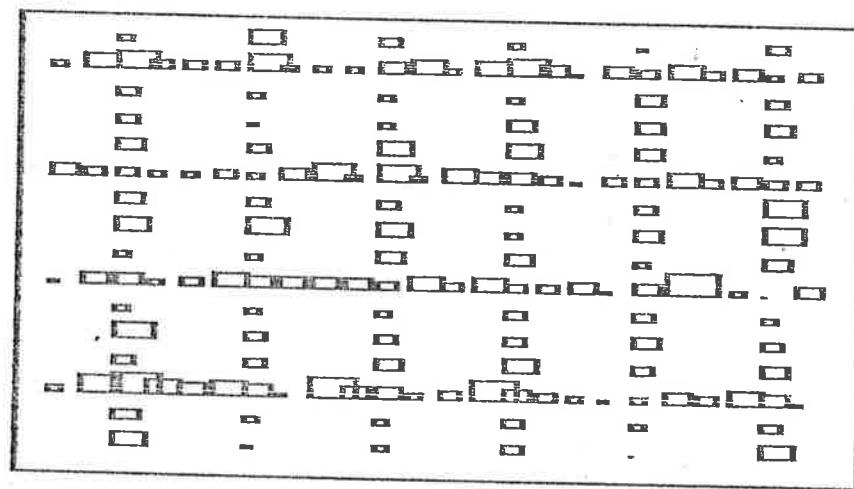
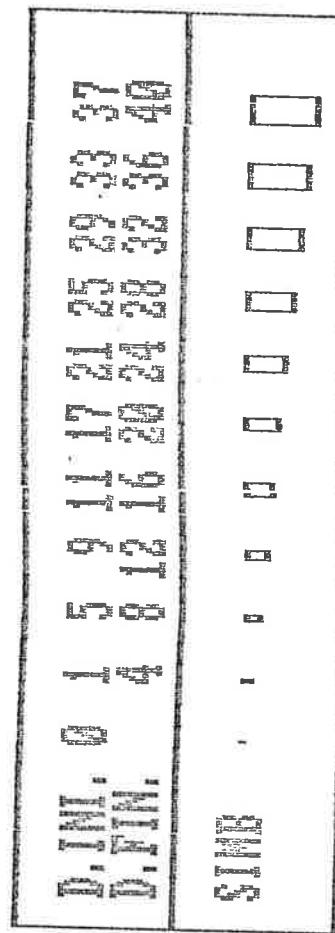
DISTRIBUCIÓN DE CONSUMIDORES POR POSTE EN A.E. P/ HORIZONTE

CONSUMIDORES	TOTAL
EN POSTE	164
EN TERRITORIO	3663.500
EN VIAL	136.1985
EN TOTAL	38663.500

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



DISCUSSION OF THE POSSIBLE EVIDENCE



4.6.3 - Políticas Ótimas de Redes

O MODELO III obtém, como resultado, uma política ótima de evolução de redes para cada um dos ensaios, ou seja, para cada situação de mercado aleatório.

Na tabela 4.17, são apresentadas as políticas ótimas de evolução para os dez ensaios simulados no MODELO III e a política ótima obtida pelo MODELO II, na densidade inicial de carga de valor 0,1 kVA/m.

Analizando-se a tabela obtida, observa-se que os anos-limite de redes e transformadores de distribuição são distintos de um ensaio para o outro, visto que o período de obediência aos critérios técnicos é função, também, da distribuição de carga, obtida aleatoriamente para cada ensaio. Assim, para o exemplo de aplicação, tem-se que:

- A rede 0304 tem seu ano-limite variando do ano 2000 ao ano 2003, com valor médio 2001,8 e desvio-padrão 1,14;
- A rede 0404 atende à carga do horizonte em todos os ensaios simulados, a menos de um, no qual se comissiona a rede 0504 por um ano;
- O transformador de 75 kVA tem seu ano-limite variando no intervalo de 1992 a 1996, com valor médio 1994,6 e desvio-padrão 1,35;
- O transformador de 45 kVA é utilizado em 60% dos ensaios, com ano-limite entre 1989 e 1990.

Comparando-se os resultados das políticas ótimas obtidas no MODELO II e no MODELO III, em termos médios, observa-se que os anos-limite de redes e transformadores são antecipados em decorrência

Tabela 4.17 - Políticas ótimas - MODELOS III e II

Caso Simulado		POLITICAS OTIMAS																										
		ANOS	1986	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	2011
Ensaio 01	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 02	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 03	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 04	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 05	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 06	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 07	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 08	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 09	REDE																											
	TRAFO																											
Ensaio 10	REDE																											
	TRAFO																											
Modelo II (1 kVA/p)	REDE	0284																										
	TRAFO	150																										

Obs.- Potencia nominal dos trafos em kVA

da distribuição aleatória da carga na área elementar. No entanto, as políticas ótimas, no que se refere ao conjunto de ternas de redes que compõem a alternativa ótima, são praticamente as mesmas nos dois modelos. Assim, para o exemplo de aplicação, tem-se:

- Uma diminuição média de 4 anos nos anos-limite da rede 0404 e do transformador de 75 kVA no MODELO III;
- A utilização, no MODELO II, da terna composta pela rede 0204 e transformador de 150 kVA, nos três primeiros anos do período de estudo.

4.6.4 - Custos Operacionais de Redes

Os custos operacionais de redes secundárias e transformadores de distribuição são avaliados para cada um dos ensaios simulados pelo MODELO III. Na tabela 4.18 são apresentados:

- Os custos operacionais parciais e globais em cada um dos ensaios do MODELO III;
- Os valores médios e de desvio-padrão dos custos das políticas ótimas obtidas nos ensaios do MODELO III;
- Os custos operacionais obtidos pelo MODELO II.

Analisando-se os resultados obtidos, nota-se que:

- O custo operacional global das alternativas ótimas apresenta dispersão extremamente baixa (desvio-padrão de 0,8% em relação ao valor médio);
- O valor médio de custo global, bem como os valores de custo global por ensaio do MODELO III, são sempre pouco superiores ao valor de custo global obtido pelo MODELO II (cerca de 2,5%).

O aumento de custo operacional global nos ensaios do MODELO

III, em relação ao MODELO II, é facilmente justificado pela diminuição dos anos-limite e correspondente antecipação dos investimentos que, obviamente, onera o custo global, a valor presente.

Tabela 4.18 - Custos operacionais. - MODELOS II e III

Caso	Custo Transformador (kORTN)				Custo Rede (kORTN)			Custo Total (kORTN)
	inst.	amort.	perda	troca	inst./troca	perdas	en.int.	
Ensaios 01	0,069	3,210	4,476	0,216	10,563	1,055	0,001	19,590
Ensaios 02	0,069	3,769	4,454	0,107	10,619	0,939	0,001	19,959
Ensaios 03	0,069	3,255	4,505	0,210	10,580	0,979	0,001	19,600
Ensaios 04	0,069	3,165	4,515	0,203	10,563	1,031	0,001	19,547
Ensaios 05	0,069	3,300	4,474	0,223	10,580	1,025	0,001	19,672
Ensaios 06	0,069	3,739	4,459	0,098	10,619	0,983	0,001	19,969
Ensaios 07	0,069	3,554	4,383	0,089	10,580	1,014	0,001	19,690
Ensaios 08	0,069	3,630	4,426	0,089	10,599	0,987	0,001	19,800
Ensaios 09	0,069	3,364	4,524	0,223	10,702	1,002	0,002	19,887
Ensaios 10	0,069	3,232	4,453	0,223	10,563	1,050	0,001	19,591
Valor Médio MODELO III	0,069	3,422	4,467	0,168	10,597	1,006	0,001	19,730
Desvio Padrão MODELO III	0	0,230 6,7%	0,043 0,9%	0,063 37,5%	0,043 0,4%	0,036 3,6%	0,000 0%	0,161 0,8%
MODELO II	0,036	2,898	4,277	0,212	10,432	1,403	0,003	19,260

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES

5.1 - CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O MÉTODO

No trabalho, foram apresentados três modelos para o Planejamento de Redes de Distribuição Secundária. Os modelos são diferenciados, basicamente, pela eliminação progressiva de hipóteses simplificativas. Os MODELOS I e II admitem, por hipótese, a carga uniformemente distribuída na área elementar, enquanto o MODELO III pressupõe uma distribuição aleatória de consumidores e cargas na área elementar.

Comparando-se os MODELOS I e II sob o aspecto de metodologia, nota-se que o segundo modelo é mais completo, visto que são analisadas, sob o aspecto técnico-econômico, no procedimento de programação dinâmica, todas as alternativas possíveis de evolução de redes e transformadores, atingindo-se uma solução ótima global. No exemplo de aplicação, apesar dos custos globais dos modelos resultarem próximos, foi possível notar que as políticas ótimas obtidas no MODELO II são mais harmoniosas e práticas.

Sob o ponto de vista de área de memória utilizada, precauções adicionais devem ser tomadas quando da utilização do MODELO II. No trabalho, mostrou-se a relação de aumento de área de memória necessária com o aumento de possíveis ternas (tipos de configuração/bomba/transformador). Tal problema, que desaparece quando da utilização de computadores de grande porte ou micro-computadores de área de memória elevada, pode ser alternativamente manobrado por utilização de técnicas apresentadas no exemplo de aplicação (definição de sub-casos para análise).

A influência da distribuição não uniforme e aleatória das cargas na área elementar (MODELO III) traz como consequência a antecipação dos anos-limite, ou seja, diminuição do período de tempo que redes e transformadores atendem à carga da área elementar sem desrespeito aos critérios técnicos pré-estabelecidos. Como consequência, os investimentos no sistema de Distribuição Secundária devem ser antecipados, o que provoca elevação nos custos operacionais globais em relação aos modelos que pressupõem distribuição uniforme de carga na rede. No entanto, resultados obtidos no exemplo de aplicação mostraram uma variação muito pequena de custos globais do MODELO III em relação aos MODELOS I e II.

Assim, conclui-se que o MODELO II, que assume como premissa uniformidade da distribuição de carga, é bastante indicado para estudos comparativos, nos quais o julgamento de alternativas é estabelecido a nível de custo global; a utilização deste modelo leva a resultados satisfatórios com tempos totais de processamento reduzidos. O MODELO III é indicado para estudos em que se deseja maior definição das políticas ótimas e anos-limite das redes e transformadores, de modo a serem obtidos resultados mais realistas para o Planejamento da Rede Secundária. É óbvio que os dispêndios em preparação de dados e os tempos de processamento do MODELO III são extremamente mais elevados em relação aos MODELOS I e II.

5.2 - APLICAÇÕES DO MÉTODO

O método proposto neste trabalho pode ser aplicado a uma série de estudos relacionados ao Sistema de Distribuição Secundária. A seguir, são relacionadas algumas das possíveis aplicações:

- Definição de padrões de configuração de rede secundária. Os modelos desenvolvidos permitem o estabelecimento de qualquer conjunto de tipos de configuração de rede. Assim, pode-se proceder a estudos comparativos em áreas elementares, possibilitando a definição de conjunto a ser padronizado com máxima eficiência sob os aspectos técnico-econômicos vislumbrados no modelo e na padronização;
- Definição de séries padronizadas de condutores e transformadores de distribuição. A partir da utilização do modelo proposto, pode-se avaliar os conjuntos de tipos de bitolas e potências nominais de transformadores a serem mantidos nas respectivas séries padronizadas;
- Estudos de carregamento ótimo de transformadores de distribuição e condutores da rede secundária; para tanto, procede-se à análise de sensibilidade, através do modelo proposto, da variação de custo operacional em função da variação dos limites máximos de carregamento dos transformadores e condutores;
- Estudos de Planejamento da Rede Secundária em Áreas Novas ou Áreas com Redes de Distribuição existentes;
- Estabelecimento de Estudos Comparativos, sob os aspectos técnico e econômico, referentes à definição de tensão nominal de redes secundárias [ref. 10] e à definição de esquemas de fornecimento de energia elétrica para as redes secundárias [ref. 11].

5.3 - TÓPICOS PARA ULTERIOR DESENVOLVIMENTO

Com o desenvolvimento dos modelos para o Planejamento de Rede Secundária, foi possível verificar a influência, nos resultados ob-

tidos, da distribuição não uniforme e aleatória das cargas na área em estudo. No entanto, foi assumido que as cargas estejam sempre equilibradas nas três fases da rede secundária. Como um dos itens para desenvolvimentos futuros, propõe-se a introdução de cargas de sequilibradas no modelo. Quando do estabelecimento do mercado aleatório no MODELO III, além da extração de número aleatório para estabelecimento da localização de cada novo consumidor na área elementar, devem ser estabelecidos, também, por processo aleatório análogo, as fases de sua instalação.

Tendo-se em vista a aplicação do modelo para suporte ao Projeto e Planejamento integrados do Sistema de Distribuição Secundária, propõe-se o desenvolvimento de sofisticações nos procedimentos de entrada e saída do modelo, automatizando e facilitando a utilização do modelo pelo planejador. Desta forma, necessita-se:

- Desenvolver e implantar interfaces de entrada/saída do modelo com arquivos de dados topológicos, elétricos e econômicos da Rede Secundária;
- Utilizar recursos gráficos para o Planejamento de redes secundárias em áreas novas ou existentes, de modo a:
 - . Visualizar a representação gráfica da rede secundária;
 - . Possibilitar a proposição, pelo planejador, de possíveis seccionamentos e conexões na rede secundária, criando-se automaticamente o conjunto de configurações possíveis para o modelo;
 - . Possibilitar a proposição de possíveis alterações em bitolas (recondutoramento) em trechos da rede;
 - . Automatizar a montagem das matrizes de custos a partir dos dados fornecidos;

- Apresentar, por representação gráfica, os resultados obti-
dos pelo modelo, referentes às políticas ótimas de redes,
e correspondentes custos operacionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANDERSON, A.S. & THIEMAN, V.A. Distribution secondary conductor economics. AIEE Trans. - part 3, New York, 78:1839-43, Feb. 1960.
- [2] LAWRENCE, R.F.; REPS, D.N. & PATTON, A.D. Distribution systems planning through optimized design: part I - distribution transformers and secondaries. AIEE Trans. - part 3, New York, 79:199-204, Jun. 1960.
- [3] BURANDT, R.P. et alii. Present-worth approach for optimizing distribution transformer and secondary designs for serving growing loads. AIEE Trans. - part 3, New York, 80:345-55, Aug. 1961.
- [4] WEBLER, R.M. et alii. Secondary system distribution planning for load growth. IEEE Trans. Power Appar. & Syst., New York, 82:908-27, Dec. 1963.
- [5] WAKAMATSU Secondary distribution system planning for non-regular lay out. In: POWER SYSTEMS COMPUTER CONFERENCE, 1966.
- [6] CENTRAIS Elétricas de Minas Gerais S/A. Otimização do dimensionamento de redes de distribuição aéreas secundárias. Belo Horizonte, 1979 (Documento interno).
- [7] KIRN, W.G. & ADLER, R.B. A distribution system cost model and its application to optimal conductor size. IEEE Trans. Power Appar. & Syst., New York, 101(2):271-5, Feb. 1982.
- [8] GOUVÉA, M.R. Um método para o planejamento de redes radiais de distribuição secundária. São Paulo, 1979. (Dissertação mestrado - EPUSP).

- [9] E.J. ROBBA Consultoria. Estudo de padronização das tensões secundárias de utilização: análise técnico-econômica das alternativas. São Paulo, 1987. (Relatório para o DNAEE-MME)
- [10] E.J. ROBBA Consultoria. Estudo de padronização dos esquemas de transformadores de distribuição da Eletropaulo. São Paulo, 1987. (Relatório para a ELETROPAULO)
- [11] ELETROBRÁS. Comitê de Distribuição. Metodologia para avaliação de custos das perdas baseada em custos marginais. Rio de Janeiro. (Relatório CODI-ELETROBRÁS)
- [12] GONEN, T. Bibliography of power distribution system planning. IEEE Trans. Power Appar. & Syst., New York, 102(6): 1778-85, Jun. 1983.