

Este exemplar corresponde a redação
final da Tese defendida por Carlos Alberto
de Castro Junior e aprovada pela
Comissão Julgadora em 24/set/1985.

Assinatura

RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

99185

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CARLOS ALBERTO DE CASTRO JR.

Orientador:

André Luiz Morelato França

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia/ FEC/ UNICAMP, como
parte dos requisitos exigidos,
para obtenção do título de
MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Setembro/1985.

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

DEDICATÓRIA

A Ana Cristina

A meus pais

AGRADECIMENTOS

Desejo expressar meus agradecimentos a André Luiz Morelato França pela orientação eficiente e pela amizade e estímulo constantes, e a Ariovaldo V. Garcia, pela valiosa colaboração.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo dar uma contribuição ao desenvolvimento de funções avançadas de controle na operação automática de redes de distribuição de energia elétrica. É apresentado um algoritmo de reconfiguração de redes de distribuição primária, visando o restabelecimento automático de energia, após a ocorrência de defeitos, bem como o balanceamento de carga entre alimentadores. Em ambos os processos, as restrições elétricas impostas pela rede são levadas em conta utilizando-se um fluxo de carga desacoplado rápido apropriado para redes de distribuição. São apresentados resultados de teste do algoritmo proposto obtidos com dados de uma rede real contendo 204 pontos de carga agrupados em 37 zonas interconectadas por 62 chaves seccionadoras.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO	01
------------------	----

CAPÍTULO 2

A AUTOMAÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	02
2.1. Introdução	02
2.2. O Desenvolvimento na Área	03
2.3. Funções de Controle	05

CAPÍTULO 3

ALGORITMO PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

PRIMÁRIA	08
3.1. Introdução	08
3.2. Modelagem da Rede	08
3.3. Estrutura dos Dados	13
3.4. Descrição do Algoritmo	17
3.4.1. Localização do Defeito (LOCDEF)	19
3.4.2. Isolamento do Defeito e Religamento dos Disjuntores (ISODEF)	22
3.4.3. Restabelecimento do Serviço às Zonas Es- curas (RESERV)	22
3.4.4. Balanceamento de Carga entre Alimentado- res (BALCA)	25
3.4.5. Fluxo de Carga para Sistemas de Distri- buição (FCDR)	29

3.4.6. Entrada em Operação de Zonas Reparadas ..	33
3.4.7. Interação entre os Processos RESERV e BALCA	34

CAPÍTULO 4

TESTES E RESULTADOS	38
4.1. Introdução	38
4.2. Descrição da Rede Teste de Distribuição Primária	38
4.3. Simulações	42
4.3.1. Primeira Parte: Acompanhamento Detalhado das Simulações	42
4.3.2. Segunda Parte: Análise de Confiabilidade, Flexibilidade e Eficiência do Algoritmo .	49

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E COMENTARIOS FINAIS	58
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
APÊNDICE - Publicação Resultante do Trabalho	62

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo propor um algoritmo a ser aplicado no controle automático de redes de distribuição primária de energia elétrica.

O Capítulo 2 é dedicado aos aspectos gerais da Automação da Distribuição de Energia Elétrica. São descritas as tendências atuais na área e é definido o problema de reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica.

No Capítulo 3 é proposto um Algoritmo para Reconfiguração de Redes de Distribuição Primária. São descritos e discutidos com detalhe os modelos de rede utilizados e as diversas partes que constituem o algoritmo propriamente dito.

O Capítulo 4 contém os Testes e Resultados obtidos com a aplicação do algoritmo a situações reais. É mostrada a rede utilizada assim como os resultados obtidos nas simulações realizadas. Também é feita uma análise do desempenho do algoritmo proposto.

O Capítulo 5 destina-se aos comentários finais e conclusões sobre o trabalho, onde são analisadas as contribuições dadas pelo trabalho na área.

No fim do texto, são listadas as referências bibliográficas, seguidas de um apêndice, no qual é mostrada uma publicação resultante deste trabalho.

CAPÍTULO 2

A AUTOMAÇÃO NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica têm atingido, no Brasil, níveis de confiabilidade de operação bastante aceitáveis. Aliado aos volumosos investimentos na modernização do parque gerador e na expansão da rede de transmissão, um fator importante nesta evolução tem sido a progressiva instalação de modernos centros de controle supervisão baseados na utilização de computadores.

Por outro lado, tem-se observado que grande parte das interrupções do serviço de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais tem sua origem no próprio sistema de distribuição primária evidenciando que a confiabilidade dos sistemas de distribuição não tem acompanhado o nível dos sistemas de transmissão.

Além disso, tem-se verificado um crescimento acelerado da demanda de energia elétrica no Brasil nos dois últimos anos. Apesar da crise econômica, que reduziu acentuadamente a taxa de crescimento do consumo no início da década de 80, acentuou-se a tendência de se utilizar a energia elétrica, por ser uma forma de energia disponível internamente. As empresas concessionárias de energia elétrica têm

desenvolvido diversas políticas de incentivo à substituição das formas de energia fósseis pela energia elétrica nas indústrias, com tarifas subsidiadas. Isto exige melhor controle e flexibilidade na operação dos sistemas de distribuição.

Por estas razões, a melhoria da confiabilidade e qualidade geral do fornecimento de energia elétrica ao nível da distribuição tem se tornado uma preocupação cada vez mais importante para as empresas de energia elétrica.

Seguindo uma tendência mundial, um esforço crescente tem sido feito para se modernizarem os Centros de Operação da Distribuição, dotando-os de um sistema de supervisão computadorizada da rede. Tal procedimento tem sido indicado como uma boa estratégia para se aumentar o nível de confiabilidade, assim como melhorar as condições de operação do sistema [5], [6].

A possibilidade de automatizar a distribuição de energia elétrica tem se tornado mais atrativa com o avanço da tecnologia de controle por microprocessadores, aliado à tecnologia de telecomunicações. A utilização destas tecnologias, somada à adoção de novos conceitos de proteção, resultam na possibilidade de se instalarem Centros de Operação da Distribuição, onde a rede seria constantemente monitorada e as manobras poderiam ser realizadas de forma remota [5].

2.2. O DESENVOLVIMENTO NA ÁREA

A idéia da automação dos sistemas de distribuição tomou corpo a partir da década de 70, quando sistemas

supervisórios começaram a ser instalados nos EUA. Porém, somente nos anos 80 é que os primeiros trabalhos começaram a aparecer na literatura.

Tais trabalhos visam a definição de linhas de pesquisa na área e alguns já apresentam resultados concretos da aplicação do controle automático da distribuição.

Têm sido propostos vários esquemas organizacionais para o sistema de controle da rede, consistindo basicamente em uma formação hierárquica de computadores, instalados no Centro de Controle da Distribuição, nas subestações e junto às chaves da rede propriamente dita [7],[11],[12],[13]. Os componentes desta estrutura interagem de modo a fornecer máxima flexibilidade de operação à rede. Um exemplo de formação hierárquica é mostrado na figura 2.1.

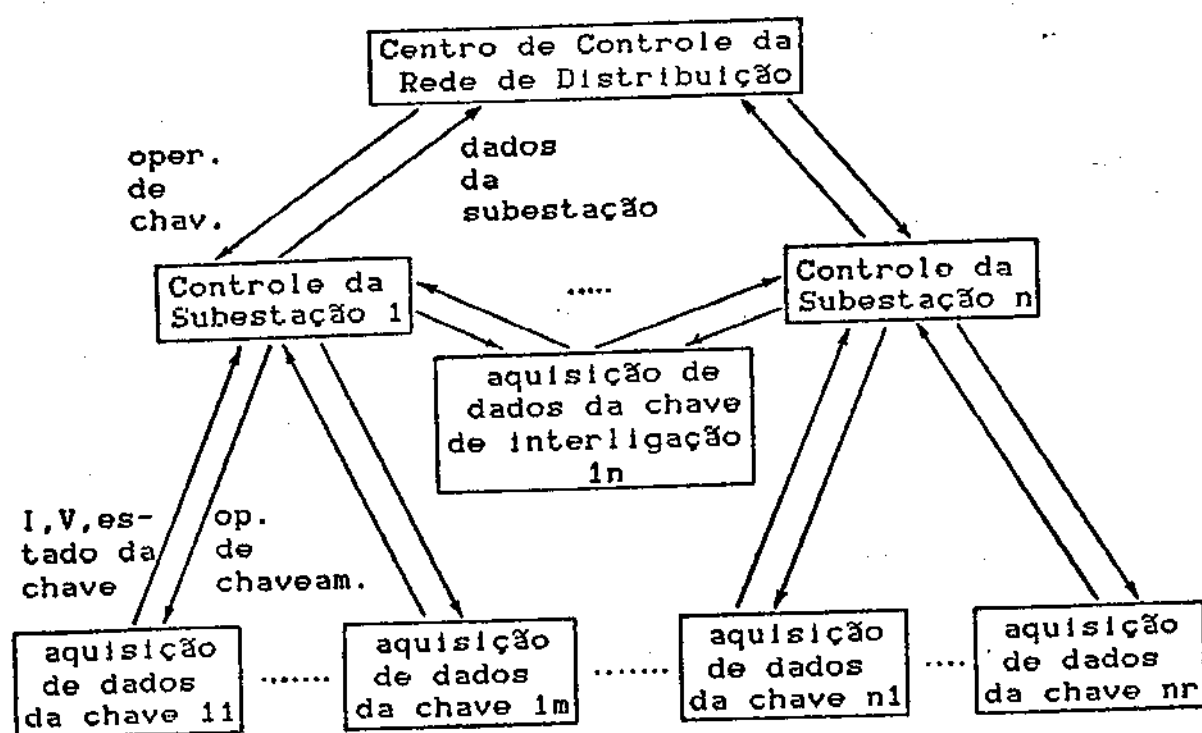


Figura 2.1. Exemplo de um esquema organizacional.

Dentre as funções que o sistema de controle da distribuição deve desempenhar, destacam-se as que se referem à detecção de defeitos na rede, ao isolamento do defeito e restabelecimento do serviço às regiões escuras (regiões desenergizadas mas em condições de operar), balanceamento de carga entre alimentadores, etc. [2],[5],[6],[7],[10],[14].

Essas estruturas de controle têm sido aplicadas a sistemas-piloto, a fim de serem analisadas suas características de confiabilidade, flexibilidade e viabilidade econômica [8],[9],[10],[13]. Os resultados até agora obtidos incentivam o emprego de um maior esforço de pesquisa na área.

No Brasil, algumas empresas concessionárias têm procurado realizar esforços e investimentos para automatizar aos poucos a distribuição. Existem sistemas-piloto em instalação e testes têm sido feitos a nível preliminar, com a principal preocupação de dotar as redes primárias de um sistema de aquisição de dados e supervisão controlado por microprocessadores.

A etapa seguinte neste processo consiste na execução de funções de controle a partir dos dados coletados, de modo que o operador disponha de informações que o auxiliem na tomada de decisões.

2.3. FUNÇÕES DE CONTROLE

O sistema de controle automático da operação de redes de distribuição deve desempenhar eficientemente fun-

ções pré-estabelecidas. A definição de tais funções depende dos critérios de operação determinados para a rede, além do nível de automatização pretendido.

As funções de controle podem ser classificadas em funções de telemedição, processamento analítico e de telecontrole. Telemedição implica na existência de um sistema de aquisição de dados e telecontrole exige dispositivos capazes de serem acionados remotamente. O processamento e análise dos dados em cada situação é essencial para auxiliar na tomada de decisões de operação.

Se o nível de automação pretendido é alto, supõe-se que as funções de controle sejam executadas em tempo real. Porém, o uso de funções executadas "off-line" podem ser extremamente úteis em um estágio preliminar.

O presente trabalho pretende dar uma contribuição na área de desenvolvimento de "software" aplicado ao controle automático de redes de distribuição, no que se refere ao processamento e análise das informações para uso "off-line". Assim, é apresentado um algoritmo de reconfiguração de redes de distribuição primária, capaz de executar funções pré-estabelecidas a partir de dados conhecidos da rede.

As funções definidas são as seguintes:

- . Localização do defeito: se ocorrer algum defeito na rede (curto), este deve ser imediatamente detectado e localizado;
- . Isolamento do defeito: a região onde ocorreu o defeito de-

ve ser isolada do restante da rede;

- . Restabelecimento do serviço às zonas escuras: deve-se reenergizar a maior parte possível da rede sem defeito, após a ocorrência de um defeito;
- . Balanceamento de carga entre alimentadores: procura-se dividir a carga total uniformemente entre os alimentadores da rede;
- . Entrada em operação de regiões reparadas: deve-se reinserir na rede as regiões que foram isoladas (devido a algum defeito, manutenção, etc.) e que estão em condições de voltar à operação normal;
- . Verificação dos limites elétricos da rede: as manobras que serão executadas na rede devem respeitar as suas características elétricas, ou seja, deve-se ter sempre respeitados os limites de corrente dos cabos, os limites de queda de tensão e outras restrições especificadas.

CAPÍTULO 3

ALGORITMO PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresenta-se o Algoritmo de Reconfiguração de Redes de Distribuição Primária proposto neste trabalho. Inicialmente são apresentados os modelos da rede e a estrutura de dados utilizados. Em seguida, é descrito o algoritmo propriamente dito, sendo discutidas suas partes constituintes.

3.2. MODELAGEM DA REDE

Antes de iniciar a descrição dos modelos utilizados, deve ser enfatizado que somente serão consideradas redes primárias de distribuição, ou seja, redes com níveis de tensão maiores que 600V e menores que 34,5KV.

O problema da reconfiguração da rede envolve dois aspectos distintos que têm influência direta na modelagem utilizada. O primeiro aspecto se relaciona com as características topológicas da rede. Frequentemente, é necessário realizar alguma manobra na rede, como por exemplo uma transferência de carga de um alimentador para outro, com o objetivo de se obter um ponto de operação mais adequado em fun-

ção de critérios de operação estabelecidos. Deve-se, portanto, ter informações sobre a topologia da rede, a fim de se analisar a possibilidade dessa transferência de carga.

O segundo aspecto se relaciona com as características elétricas da rede. Voltando ao exemplo anterior, se existe alguma manobra que possibilite a transferência de carga deve-se verificar também se esta operação levará, ou não, à violação dos limites elétricos da rede. Portanto, se a corrente em um trecho tiver valor maior que o máximo especificado para aquele tipo de cabo, ou se a tensão estiver fora dos limites inferior e superior especificados, a operação, embora topologicamente possível, não poderá ser executada.

Conclui-se que o problema da reconfiguração apresenta etapas distintas e, em cada etapa, a rede é analisada de um ponto de vista distinto: o topológico ou o elétrico. Assim, para cada etapa foi utilizado um modelo adequado ao tipo de análise feita.

O modelo que leva em conta as características topológicas da rede [2] é representado na figura 3.1.

Foi adotada a representação por diagrama unifilar, assumindo-se o sistema como equilibrado. Assume-se ainda, neste trabalho, que a ação dos dispositivos de proteção e telecontrole se exerce simultaneamente sobre as três fases. A análise considerando operação desequilibrada da rede é uma extensão do problema que não é abordada neste trabalho.

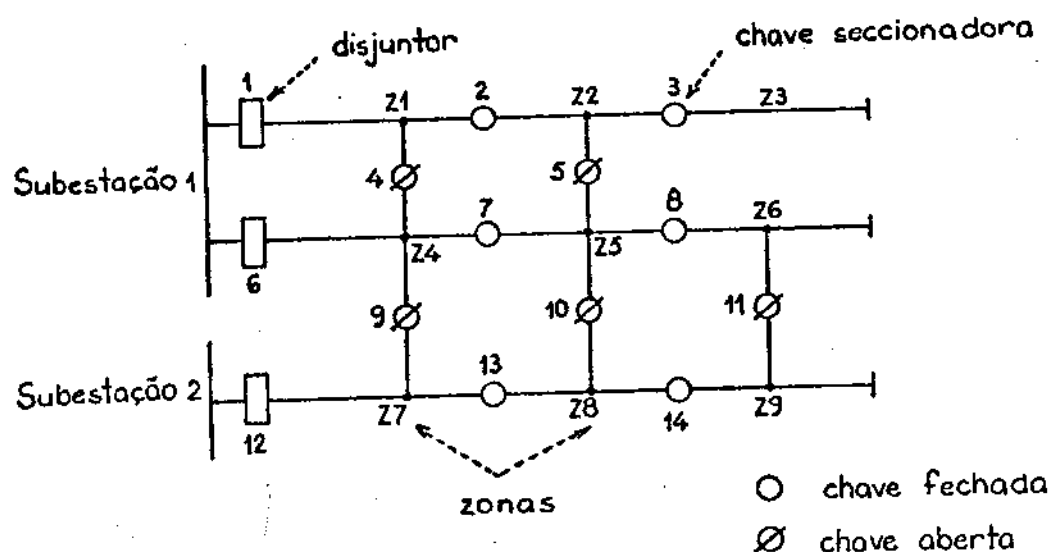


Figura 3.1. Modelo da rede de distribuição primária - Características topológicas.

Sob o ponto de vista da aplicação de controle automático, uma rede de distribuição é considerada como um conjunto de alimentadores primários conectados a uma ou várias subestações através de disjuntores. Os alimentadores são divididos em zonas de carga interconectadas por chaves seccionadoras.

O disjuntor protege a barra da subestação e abre-se automaticamente se um defeito permanente ocorre no alimentador respectivo. Seu fechamento ou abertura pode ser comandado remotamente pelo Centro de Controle.

A zona é composta por um conjunto de consumidores (pontos de carga) interligados por linhas de distribuição de energia (trechos) e delimitados por chaves e/ou disjuntores. A zona corresponde à unidade básica de carga, não podendo

ser dividida em outras zonas.

A chave seccionadora interliga duas zonas. Sua operação (abertura ou fechamento) pode ser feita sob carga e de forma remota pelo Centro de Controle. Supõe-se que a chave não opere como um religador automático, ou seja, os defeitos são considerados sempre como permanentes. Junto a cada chave seccionadora é instalado um dispositivo detector de falta. Tal dispositivo lógico é sensível à passagem de corrente de falta pela chave, supondo-se aqui um comportamento não-direcional. No caso de detecção de corrente de falta, o dispositivo tem sua saída ativada e o sinal correspondente é enviado ao Centro de Controle, que pode também rearmá-lo de forma remota.

A operação do sistema de distribuição, como normalmente ocorre, é considerada sempre radial; ou seja, uma zona só pode ser alimentada através de uma única chave.

O modelo que leva em conta as características elétricas da rede é o usualmente adotado em análise de redes para sistemas de energia elétrica, com modificações inerentes aos sistemas de distribuição. São representados os pontos de carga (barras), trechos (linhas) e chaves. A cada ponto de carga são associadas injeções líquidas de potência ativa e reativa, que são positivas quando entram no ponto de carga e negativas quando saem do ponto de carga. A mesma convenção é adotada para os elementos "shunt" dos pontos de carga. É mostrada na figura 3.2(a) a representação dos pontos de carga na qual as injeções P, Q saindo do ponto de carga significam cargas de consumidores e a susceptância b_k^{sh} re-

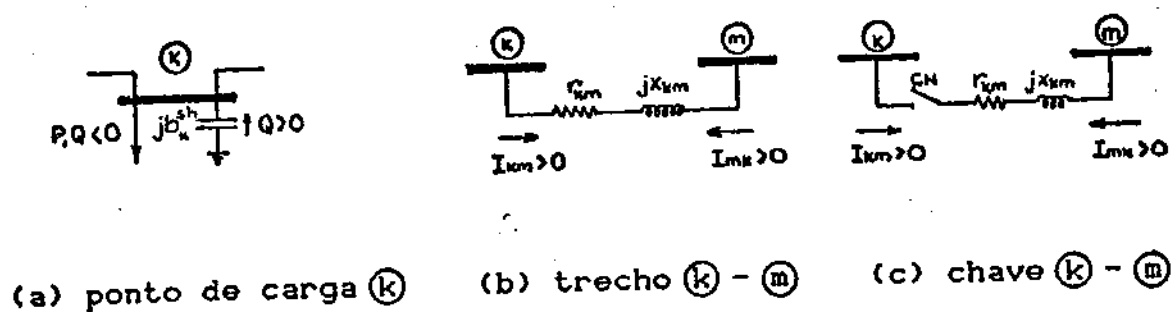


Figura 3.2. Modelo da rede de distribuição primária. Características elétricas.

apresenta um banco de capacitores eventualmente existente.

O trecho é representado pelo seu modelo equivalente π para linhas de transmissão no qual as capacitâncias para a terra são desprezadas pois os trechos são linhas curtas.

A chave é modelada como um trecho, associado a uma chave ideal. A bitola do cabo e o comprimento deste trecho são escolhidos de tal modo que a impedância associada seja muito menor que as impedâncias normais de trecho. Este procedimento facilita o tratamento das chaves sem introduzir erros significativos nos resultados.

As figuras 3.2(b) e (c) ilustram as representações dos trechos e chaves, respectivamente, onde os fluxos de corrente são considerados positivos quando saem do ponto de carga.

3.3. ESTRUTURA DOS DADOS

Os dados que descrevem a rede de distribuição são divididos em dois blocos, referentes aos modelos descritos no item 3.2.

O primeiro bloco, que fornece informações sobre a topologia da rede, é organizado na forma de uma tabela, chamada de Tabela de Chaves [2]. Essa tabela fornece as seguintes informações sobre cada chave da rede:

- . número da chave (SWNB);
- . tipo da chave (SOBRK): se SOBRK=1, trata-se de um disjuntor. Se SOBRK=0, de uma chave seccionadora;
- . estado original da chave (ORST): estado da chave no início da simulação. Se ORST=0, a chave está fechada. Se ORST=1, a chave está aberta;
- . estado dinâmico da chave (DYST): estado da chave após a ocorrência de algum evento na rede, que tenha resultado na ocorrência de operações de chaveamento. Se DYST=0, a chave está fechada. Se DYST=1, a chave está aberta. No início da simulação DYST=ORST;
- . zonas interligadas pela chave (Z1 e Z2): se Z1=0 ou Z2=0, a chave interliga uma zona ao barramento da subestação. Trata-se, portanto, de um disjuntor;
- . outras chaves conectadas à zona Z1 (S11, S12, S13): se não há chave, S11=0;
- . outras chaves conectadas à zona Z2 (S21, S22, S23): se não há chave, S21=0.

O exemplo de uma Tabela de Chaves é mostrada na figura 3.3, referindo-se à rede da figura 3.1.

***** TABELA DE CHAVES *****

SNNB	SOBRK	ORST	DYST	Z1	S11	S12	S13	Z2	S21	S22	S23
1	1	0	0	1	2	4	0	0	0	0	0
2	0	0	0	1	1	4	0	2	3	5	0
3	0	0	0	2	2	5	0	3	0	0	0
4	0	1	1	1	1	2	0	4	6	7	9
5	0	1	1	2	2	3	0	5	7	8	10
6	1	0	0	4	4	7	9	0	0	0	0
7	0	0	0	4	4	6	9	5	5	8	10
8	0	0	0	5	5	7	10	6	11	0	0
9	0	1	1	4	4	6	7	7	12	13	0
10	0	1	1	5	5	7	8	8	13	14	0
11	0	1	1	6	8	0	0	9	14	0	0
12	1	0	0	7	9	13	0	0	0	0	0
13	0	0	0	7	9	12	0	8	10	14	0
14	0	0	0	8	10	13	0	9	11	0	0

Figura 3.3. Tabela de Chaves.

Os dados fornecidos pela Tabela de Chaves são fixos, com exceção do estado dinâmico das chaves (DYST) que é atualizado sempre que ocorre uma operação de chaveamento na rede.

A modificação da Tabela de Chaves devido a alguma mudança na rede como, por exemplo, a adição de uma nova chave é feita com facilidade devido à sua estrutura.

O segundo bloco de dados fornece as características elétricas da rede. Esses dados são do tipo normalmente utilizados em programas de fluxo de carga, mais os dados sobre as chaves:

- dados de cada ponto de carga: carga (KVA), fator de potência, fator de carga e bancos de capacitores (KVAR);

- . dados de cada trecho: pontos de carga inicial e final, bitola e comprimento do cabo (para o cálculo dos parâmetros de linha);
- . dados de cada chave: pontos de carga inicial e final, número e estado (aberta ou fechada).

A ligação entre os dois blocos de dados é feita através do vetor de estado dinâmico das chaves (DYST).

Com estes dois blocos de dados é possível obter-se, rapidamente, todas as informações necessárias para resolver o problema da reconfiguração.

Utilizando os dados da Tabela de Chaves e conhecendo-se a carga de cada zona (que é considerada como sendo a soma das cargas de cada ponto de carga pertencente à zona), gera-se uma nova tabela chamada de Mapa do Circuito [2]. Essa tabela apresenta os dados por zona, como é descrito a seguir:

- . número da zona (ZONB);
- . estado da zona (ZOST): energizada (ZOST= número do disjuntor do alimentador correspondente); defeituosa (ZOST=-1); ou escura, mas em condições de entrar em operação a qualquer momento (ZOST=-2);
- . carga da zona (ZOLD): carga própria da zona mais a soma das cargas das zonas alimentadas por ela (carga acumulada);
- . zona que a alimenta (FEZO): se FEZO=0, a zona é alimentada diretamente pela barra da subestação;

- . chave que a alimenta (FESW);
- . outras chaves conectadas à zona (CS1, CS2, CS3): se não há chave, CSi=0;
- . zonas alimentadas por ela (FZ1, FZ2, FZ3): se não há zona, FZi=0.

Um exemplo da tabela Mapa do Circuito é mostrado na figura 3.4, referente à rede da figura 3.1. É assumida uma carga de 10 KVA associada a cada zona.

***** MAPA DO CIRCUITO *****										
ZONB	ZOST	ZOLD	FEZO	FESW	FZ1	FZ2	FZ3	CS1	CS2	CS3
1	1	30.0	0	1	2	0	0	2	4	0
2	1	20.0	1	2	3	0	0	3	5	0
3	1	10.0	2	3	0	0	0	0	0	0
4	6	30.0	0	6	0	5	0	4	7	9
5	6	20.0	4	7	0	6	0	5	8	10
6	6	10.0	5	8	0	0	0	11	0	0
7	12	30.0	0	12	0	0	0	9	13	0
8	12	20.0	7	13	0	9	0	10	14	0
9	12	10.0	8	14	0	0	0	11	0	0

Figura 3.4. Mapa do Circuito.

As duas tabelas, de Chaves e Mapa do Circuito, contêm basicamente os mesmos dados da rede, porém, com forma de apresentação diferentes. Portanto, seria possível trabalhar com apenas uma delas. No entanto, a utilização de duas tabelas facilita a manipulação dos dados durante o processo de reconfiguração, isto é, alguns tipos de dados são mais rápida e facilmente obtidos através de uma tabela que em outra. Deste modo, optou-se por tornar o algoritmo mais rápido

com a utilização de um pouco mais de memória.

3.4. DESCRIÇÃO DO ALGORITMO

O objetivo do algoritmo proposto é executar a supervisão e o controle da operação de uma rede de distribuição, determinando as manobras necessárias para que a rede opere da melhor forma possível, de acordo com critérios pré-estabelecidos. Um diagrama de blocos geral para o algoritmo é mostrado na figura 3.5.

Supõe-se que a rede é constantemente monitorada pelo Centro de Controle no qual reside um computador central com a finalidade de controlar a rede tanto em estado normal de operação quanto em estado de emergência. Se há a ocorrência de defeitos (como por exemplo um curto-circuito), as zonas defeituosas são localizadas (LOCDEF) e isoladas do restante do circuito (ISODEF). Em seguida, os disjuntores que foram abertos devido à ocorrência dos defeitos são religados, se possível.

Depois deste processo, verifica-se a existência de zonas escuras na rede, ou seja, zonas não defeituosas e que estão desenergizadas pois a zona que a alimenta está desligada. Tenta-se então reenergizá-las, executando-se uma rotina que consiste de dois processos: restabelecimento do serviço (RESERV) e balanceamento de cargas (BALCA). O processo RESERV se preocupa em iluminar as zonas escuras procurando novos caminhos de alimentação e informando as manobras de chaveamento necessárias para isso. O processo

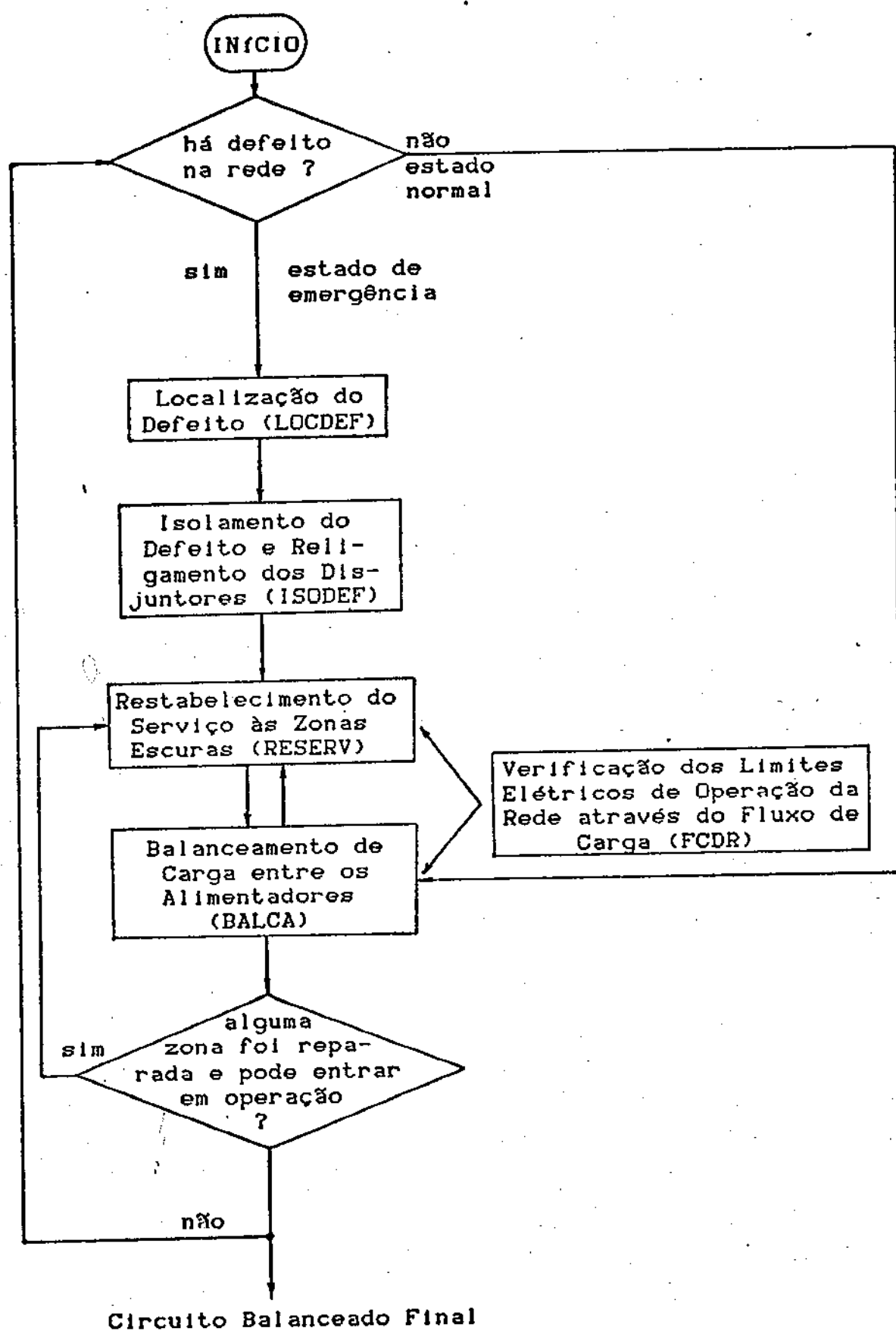


Figura 3.5. Diagrama de blocos para o algoritmo proposto.

BALCA se preocupa em redistribuir as zonas pelos alimentadores de forma a balancear a carga total entre eles.

Os processos RESERV e BALCA podem interagir de várias formas que serão discutidas, com detalhe, posteriormente. Além disso, durante ambos os processos, é feita a verificação do estado da rede com relação aos seus limites elétricos através de um fluxo de carga apropriado para redes de distribuição primária.

Se o estado de operação é normal, ou seja, não há ocorrência de defeitos, o algoritmo executa somente o processo BALCA.

3.4.1. LOCALIZAÇÃO DO DEFEITO (LOCDEF)

Como já foi observado, o Centro de Controle recebe periodicamente informações sobre o estado da rede. Para a função LOCDEF as informações importantes são: o estado dos disjuntores e chaves (abertos ou fechados) e o estado dos dispositivos lógicos de detecção de corrente de falta, localizados junto a cada chave (ativo ou inativo).

No caso da ocorrência de defeitos na rede, os disjuntores dos alimentadores correspondentes às zonas defeituosas se abrem. Além disso, os detectores de falta localizados entre os disjuntores e as zonas defeituosas são ativados.

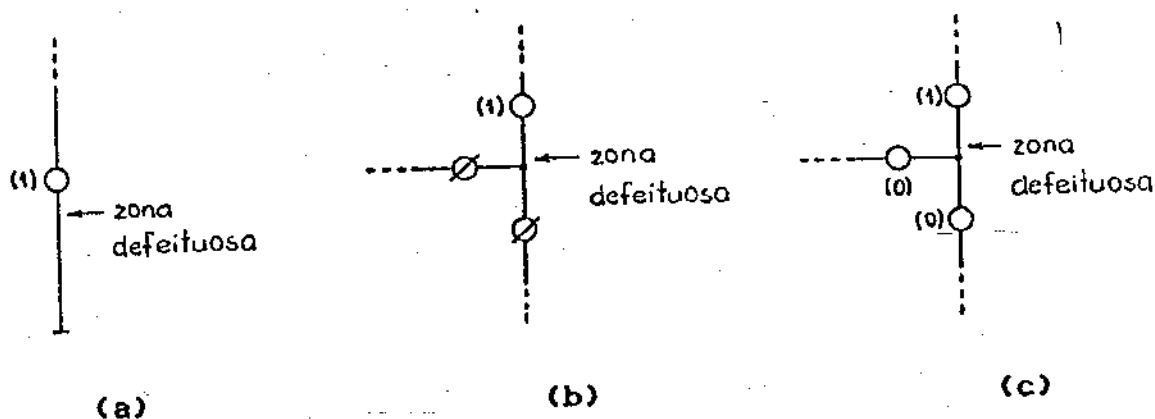
Com relação à rede utilizada como exemplo na figura 3.1, se ocorre um defeito na zona 8, o disjuntor 12 se abre, e o detector de falta localizado junto à chave 13 é

ativado.

Utilizando os dados da Tabela de Chaves e Mapa do Circuito, a subrotina LOCDEF realiza uma busca na rede para a obtenção das zonas defeituosas, começando no disjuntor aberto e percorrendo as chaves do alimentador cujos detectores estão ativados. Encontrada uma chave com detector ativado, uma zona que esta chave alimenta será considerada defeituosa se uma das três hipóteses ocorrer:

- . não houver chave alguma ligando esta zona a outra. Trata-se, portanto, de uma zona terminal (entende-se por zona terminal aquela que não alimenta nenhuma outra);
- . todas as chaves conectadas a ela estão abertas;
- . os detectores de falta de todas as demais chaves fechadas conectadas a ela estão inativos.

A figura 3.6 ilustra as três situações descritas.



(1) detector de falta ativado

(0) detector de falta inativo

Figura 3.6. Localização da zona defeituosa.

Como saída do processo LOCDEF, tem-se uma lista das zonas defeituosas.

Em LOCDEF, pode-se determinar zonas defeituosas pertencentes a alimentadores diferentes, ou mesmo pertencentes a ramos distintos do mesmo alimentador. Porém, não se pode determinar mais de uma zona defeituosa pertencente a um mesmo alimentador. Na figura 3.7(a) consegue-se localizar as duas zonas defeituosas. Na figura 3.7(b), o defeito da zona B é localizado, mas o da zona A não o é, pois o detector de falta localizado junto à chave que liga as zonas A e B está ativo.

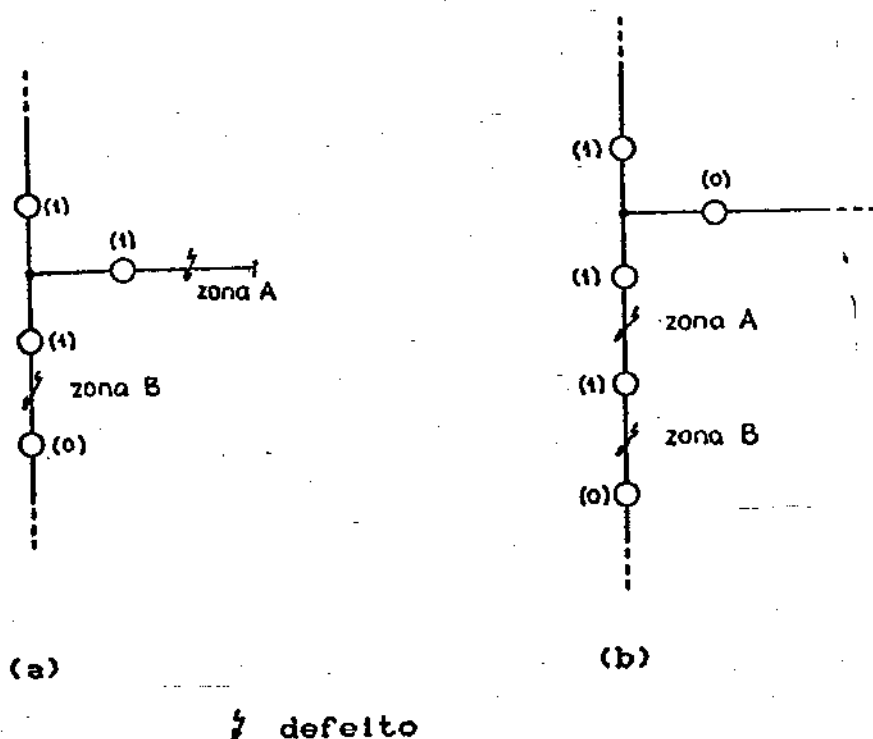


Figura 3.7. Situações em que as zonas defeituosas são (a) ou não (b) localizadas.

3.4.2. ISOLAMENTO DO DEFEITO E RELIGAMENTO DOS DISJUNTORES (ISODEF)

Conhecidas as zonas defeituosas, deve-se determinar as operações de chaveamento necessárias para isolá-las do restante da rede, eliminando, portanto, os defeitos. O processo é bastante simples e consiste em abrir todas as chaves que são conectadas às zonas defeituosas. Se na rede da figura 3.1, é localizado um defeito na zona 8, deve-se então isolá-la abrindo as chaves 13 e 14 (a chave 10 já está aberta).

Em seguida, tenta-se religar os disjuntores que foram abertos pelo sistema de proteção quando da ocorrência de defeitos na rede. Se ocorre um defeito na zona 8 da rede - exemplo, o disjuntor 12 será automaticamente aberto, mas depois que a zona defeituosa é isolada, pode ser religado. O mesmo não ocorre se o defeito é localizado na zona 7.

Assim, tem-se como saída do processo ISODEF uma lista de chaves seccionadoras que devem ser abertas e uma lista dos disjuntores que podem ser religados.

3.4.3. RESTABELECIMENTO DO SERVIÇO AS ZONAS ESCURAS (RESERV)

Depois que as zonas defeituosas são localizadas e isoladas do restante da rede e os disjuntores são religados restam, frequentemente, zonas escuras cuja operação deve ser restabelecida.

Tomando, como exemplo, a ocorrência de um defeito

na zona 4 da rede da figura 3.1, depois dos processos LOCDEF e ISODEF, observa-se que as zonas 5 e 6 ficam escuras. Para reenergizá-las, dispõe-se de três opções: fechar a chave 5, ou a 10 ou a 11. A decisão sobre qual operação de chaveamento será escolhida dependerá dos critérios estabelecidos no processo de restabelecimento.

Os critérios estabelecidos neste trabalho para o processo de restabelecimento do serviço (RESERV) são:

- . tentar reenergizar o maior número possível de zonas escuras, respeitando-se os limites elétricos da rede (tensões e correntes), ou seja, esses limites não devem ser violados quando as operações de chaveamento forem realizadas. Portanto, a carga total atendida deve ser a maior possível;
- . dar preferência de reenergização às zonas de maior carga;
- . no caso de se terem várias opções de operações de chaveamento para reenergizar uma zona escura (como no exemplo dado anteriormente), escolher aquela que liga a zona escura ao alimentador menos carregado.

Estes critérios podem ser alterados, dependendo da escala de prioridades que se utiliza. Por exemplo, o segundo critério poderia ser outro, associando-se um grau de prioridade a cada zona independentemente de sua carga. Logo, poderia ser dada preferência de restabelecimento do serviço a um hospital, mesmo que sua carga fosse menor que a de uma indústria que também estivesse escura.

A seguir, é feita a apresentação do algoritmo proposto para o processo de restabelecimento do serviço.

- (a) obter uma lista das zonas escuras e ordená-la em ordem decrescente de carga (LISTA 1);
- (b) tomar a primeira zona escura de LISTA 1;
 - (b.1) obter uma lista de chaves conectadas à zona escura (LISTA 2);
 - (b.2) ordenar a LISTA 2, de forma que a primeira chave da lista seja aquela que, se fechada, conectará a zona escura ao alimentador menos carregado, e assim por diante;
 - (b.3) tomar a primeira chave de LISTA 2;
 - (b.3.1) simular o fechamento da chave e obter o estado da rede com relação aos limites elétricos através da execução de um fluxo de carga;
 - (b.3.2) se os limites elétricos não são violados, executar a operação de chaveamento. Atualizar a Tabela de Chaves e o Mapa do Circuito. Atualizar LISTA 1 e voltar ao passo (b);
 - (b.3.3) se algum limite elétrico é violado, a operação de chaveamento não pode ser executada. Tomar a próxima chave de LISTA 2 e voltar para o passo (b.3.1). Se todas as chaves de LISTA 2 já foram testadas, significa que não há meios de se iluminar a

zona escura em questão. Tomar a zona seguinte de LISTA 1 e voltar para (b.1);

(c) se não há mais zonas escuras na rede ou se é impossível reinseri-las na rede, devido a restrições elétricas ou topológicas, então o processo de restabelecimento é encerrado.

O diagrama de blocos mostrado na figura 3.8 ilustra a sequência descrita.

3.4.4. BALANCEAMENTO DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES (BALCA)

O objetivo deste processo é a obtenção de operações de chaveamento que, transferindo zonas de um alimentador a outro, conduzam a uma melhor distribuição de carga entre os alimentadores. No algoritmo de reconfiguração proposto neste trabalho, o processo BALCA pode ser aplicado em duas situações distintas, como pode ser observado no diagrama de blocos da figura 3.5. Como um processo independente, pode realizar o balanceamento de carga da rede a partir de seu estado normal. Além disso, pode ser aplicado de forma conjunta com o processo de restabelecimento do serviço, quando ocorrem defeitos na rede (estado de emergência).

A vantagem de se ter uma rede com cargas balanceadas entre os alimentadores consiste na utilização econômica dos equipamentos e a melhor preparação da rede para atender a possíveis situações de emergência.

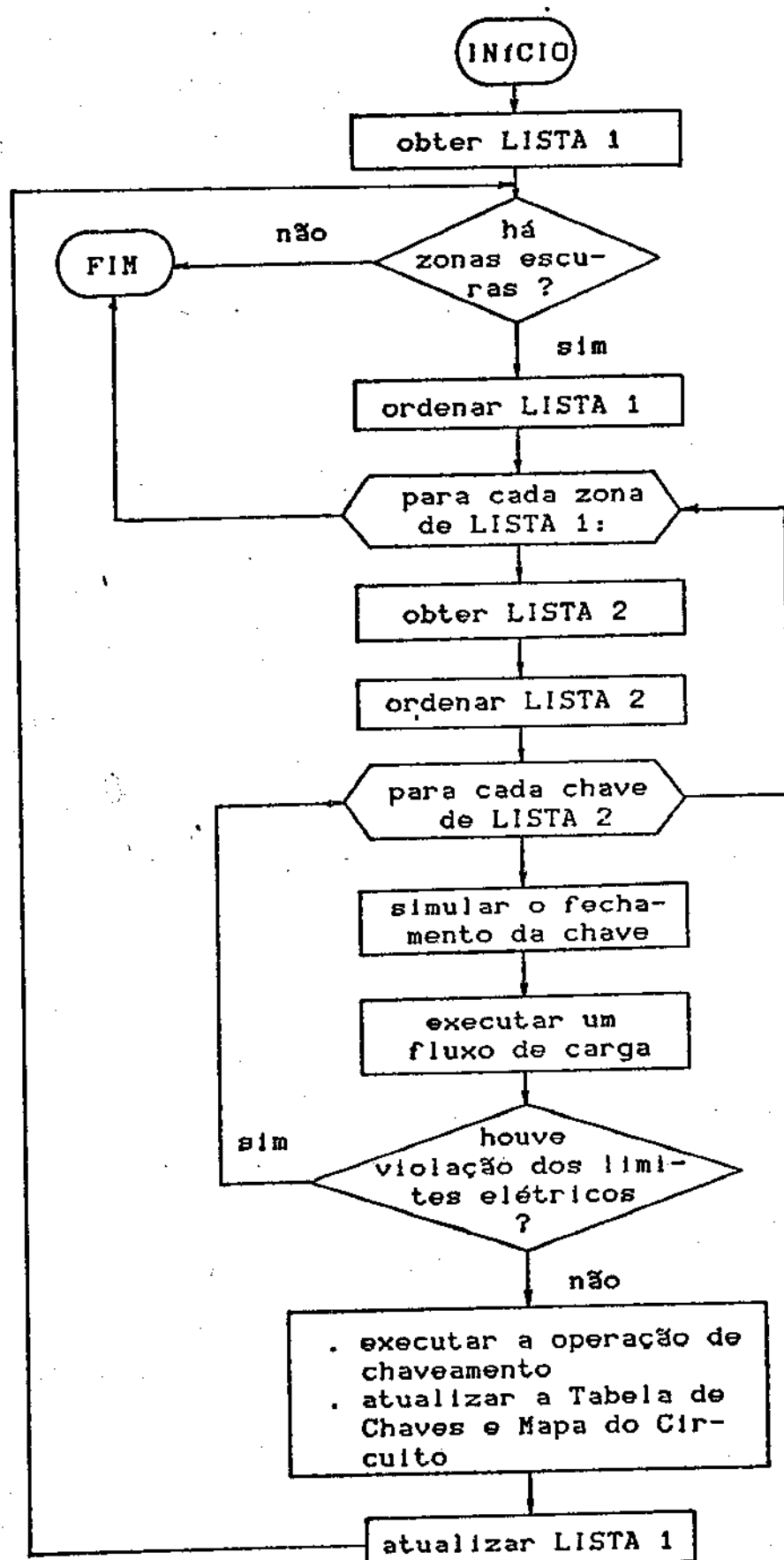


Figura 3.8. Diagrama de blocos para o processo RESERV.

O balanceamento pode ser feito através da minimização de um parâmetro D , definido como a diferença entre as cargas dos alimentadores mais e menos carregados, ou seja:

$$D = ZOLD(i) - ZOLD(j)$$

onde:

$ZOLD$ é a carga acumulada das zonas;

i refere-se ao alimentador mais carregado; e

j refere-se ao alimentador menos carregado.

A minimização de D é realizada por um processo de busca exaustiva, baseada na análise da rede. É evidente que se houver uma transferência de carga do alimentador mais carregado para um outro, o parâmetro D diminuirá. Portanto, o processo de balanceamento de carga (BALCA) busca sempre aliviar os alimentadores mais carregados.

A seguir, é descrito o algoritmo proposto para o processo de balanceamento de carga.

- (a) calcular o valor de D para a rede original;
- (b) obter uma lista das zonas terminais do alimentador mais carregado;
- (c) colocar a lista em ordem decrescente de carga. Esta ordenação, assegurando que as maiores cargas tenham prioridade para serem transferidas, é realizada com base no fato de que a transferência de uma carga maior resulta

em maior variação de D;

(d) tomar a primeira zona da lista;

(d.1) simular a transferência da zona a outro alimentador e calcular o novo valor de D;

(d.2) se o novo valor de D for menor que o anterior, armazenar as informações a respeito da operação de chaveamento simulada (chaves que devem ser abertas e fechadas). Atualizar a Tabela de Chaves e o Mapa do Circuito e voltar ao passo (b);

(d.3) se o novo valor de D for igual ou maior que o anterior, tomar a zona seguinte da lista e voltar ao passo (d.1). Se todas as zonas da lista já foram testadas, isto é, as possibilidades de simulação de transferências estão esgotadas, fazer uma atualização da lista de zonas. Cada zona da lista é substituída pela zona que a alimenta. Voltar ao passo (c);

(e) se todas as tentativas de transferência de zonas do alimentador considerado foram testadas, tomar o alimentador com carga imediatamente inferior e voltar ao passo (b);

(f) se todos os alimentadores da rede já foram testados, isto é, se não há mais operação de chaveamento alguma a ser simulada, fazer a verificação dos limites elétricos da rede balanceada, executando um fluxo de carga. Se os limites elétricos são observados, o processo de balan-

ceamento de carga é encerrado. Portanto, a rede terá a melhor distribuição de carga possível, observando seus limites elétricos;

(g) se algum limite elétrico é violado, cada operação de chaveamento armazenada durante o processo é eliminada, na ordem inversa em que ocorreu. Por exemplo, a última operação de chaveamento armazenada durante o processo será a primeira a ser eliminada. Depois de cada eliminação um fluxo de carga é executado. A sequência de eliminações termina quando os limites elétricos forem observados, e tem-se, então, a melhor distribuição de carga permitida pelas características elétricas da rede.

A figura 3.9 mostra um diagrama de blocos para o processo de balanceamento de carga.

3.4.5. FLUXO DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO (FCDR)

As decisões a respeito das operações de chaveamento nos processos de restabelecimento do serviço às zonas escuras e de balanceamento de carga são influenciadas pelo comportamento da rede em termos de suas características elétricas, além das características topológicas.

Com a finalidade de verificar a observância dos limites elétricos da rede (tensões e correntes), utiliza-se um algoritmo de fluxo de carga, que possibilita a adoção de modelos de rede mais reais. As vantagens de se utilizar um

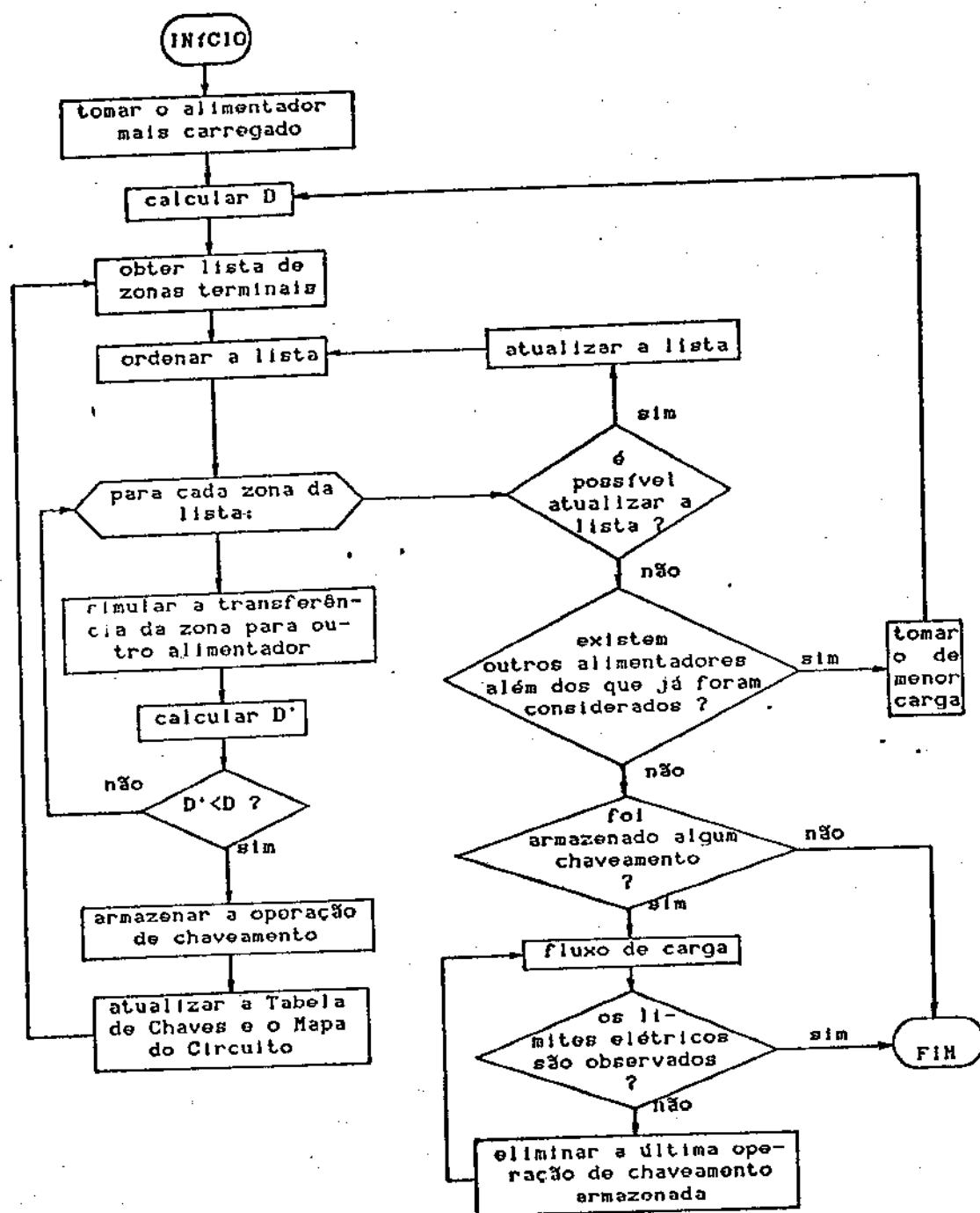


Figura 3.9. Diagrama de blocos para o processo BALCA.

fluxo de carga são:

- . os cálculos realizados não são aproximados;
- . pode-se representar o fator de potência e fator de carga dos consumidores individualmente;
- . bancos de capacitores e reguladores de tensão podem ser incluídos;
- . a operação da rede em anel é possível;

O método escolhido e aplicado no algoritmo de reconfiguração foi o Fluxo de Carga Desacoplado Rápido [3], devido à sua grande eficiência computacional e alta confiabilidade de resultados.

Em sistemas de distribuição, os trechos de linha têm, em geral, uma baixa relação entre os seus parâmetros de reatância e resistência (relação X/R) apresentando, tipicamente, um valor menor que 3.0. Este fato enfraquece a hipótese de desacoplamento entre potência ativa - ângulo/potência reativa - tensão, em que se baseia o Método Desacoplado Rápido. Isto acaba trazendo problemas de convergência para o método, quando aplicado a redes de distribuição.

Felizmente, esta dificuldade pode ser superada, resgatando-se a excelente convergência e rapidez do método. Para isto, se utiliza uma técnica, chamada de rotação de eixos [4], que consiste basicamente em aumentar artificialmente a relação X/R dos trechos.

Seja um trecho de linha de impedância Z , representada graficamente na figura 3.10. A relação entre reatân-

cia e resistência do trecho é X/R .

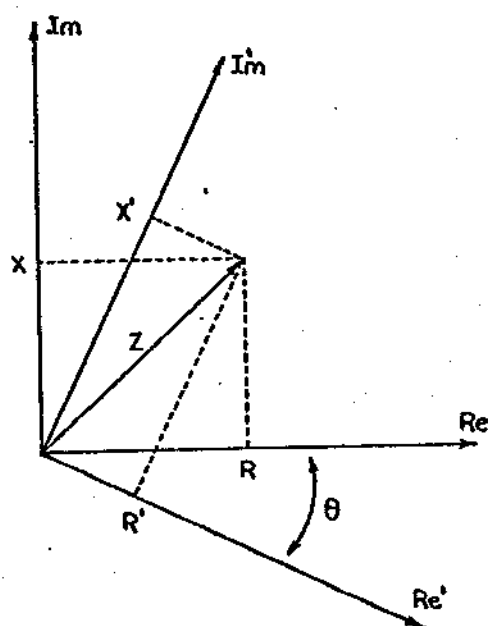
Realizando-se uma rotação de eixos de um ângulo θ , a impedância será representada por:

$$Z' = R' + jX'$$

onde: $|Z'| = |Z|$

$$R' = R \cos \theta - X \sin \theta$$

$$X' = R \sin \theta + X \cos \theta$$



$$Z = R + jX$$

Figura 3.10. Representação gráfica da impedância Z .

A relação agora é X'/R' , maior que X/R . A relação entre Z e Z' é:

$$Z' = Z e^{j\theta}$$

Em um sistema de energia elétrica, a relação en-

tre a potência aparente S , a tensão complexa E e a impedância Z é dada por:

$$S = P + jQ = EI^* = E(E/Z)^* = EE^*/Z^* \longrightarrow S = |E|^2/Z^*$$

onde: P - potência ativa

Q - potência reativa

I - corrente complexa

Se é feita uma rotação de eixos ($Z \rightarrow Z'$) e deseja-se obter o mesmo valor de E (o mesmo estado para a rede), deve-se ter S' tal que:

$$S' = |E|^2/Z'^* = |E|^2/(Z e^{j\theta})^* = (|E|^2/Z^*) e^{j\theta} \longrightarrow S' = S e^{j\theta}$$

Portanto, para se obter o mesmo valor final de tensão E , deve-se aplicar a mesma rotação de eixos também à potência aparente S . De forma análoga ao que se obteve para a impedância, deve-se ter:

$$S' = P' + jQ'$$

$$\text{onde: } P' = P \cos \theta - Q \sin \theta$$

$$Q' = P \sin \theta + Q \cos \theta$$

3.4.6. ENTRADA EM OPERAÇÃO DE ZONAS REPARADAS

Se uma zona defeituosa é reparada, então ela está pronta para ser reinserida na rede. Para isto, basta considerá-la como uma nova zona escura ($ZOST=-2$). A Tabela de

Chaves e o Mapa do Circuito são atualizados e são aplicados normalmente os processos de restabelecimento do serviço às zonas escuras (RESERV) e balanceamento de carga (BALCA).

3.4.7. INTERAÇÃO ENTRE OS PROCESSOS RESERV E BALCA

Os processos de restabelecimento do serviço às zonas escuras (RESERV) e balanceamento de carga entre alimentadores (BALCA) são independentes, e podem ser combinados de diversas formas em função do tipo de resultado que se quer obter. O algoritmo de reconfiguração prevê que ambos os processos podem ter saídas de resultados. Por exemplo, se ocorre um defeito na rede (estado de emergência), pode-se aplicar somente o processo RESERV, e ter-se-á como saída uma lista de chaveamentos de emergência. Neste caso, não há preocupação com o carregamento balanceado dos alimentadores, mas sim em conseguir a reenergização das zonas escuras no menor tempo possível, e com os limites elétricos da rede observados.

Por outro lado, se a rede está em estado normal, o processo BALCA pode ser chamado diretamente sem passar por uma fase de restabelecimento.

No entanto, durante o desenvolvimento do algoritmo geral, percebeu-se que ocorre um melhor aproveitamento das potencialidades dos processos quando os mesmos interagem de forma conveniente. Observou-se que o processo RESERV realiza melhor sua finalidade de restabelecer o serviço ao maior número de zonas escuras quando os processos RESERV e

BALCA são alternadamente chamados.

O modo de interação entre RESERV e BALCA proposto é descrito a seguir:

(a) aplicar RESERV;

(b) se foi executada alguma operação de chaveamento, ir para o passo (d);

(c) se não foi executada operação de chaveamento alguma, mas:

(c.1) RESERV foi aplicado pela primeira vez, ir para o passo (d);

(c.2) RESERV foi aplicado mais de uma vez, ir para o passo (f);

(d) aplicar BALCA;

(e) se foi executada alguma operação de chaveamento, voltar ao passo (a). Caso contrário, ir para o passo (f);

(f) sequência do processo.

A figura 3.11 mostra um diagrama de blocos para o processo de interação entre RESERV e BALCA.

Este modo de interação cobre todas as possibilidades de eventos que possam ocorrer na rede durante o processo. Por exemplo, supondo a ocorrência de um defeito na

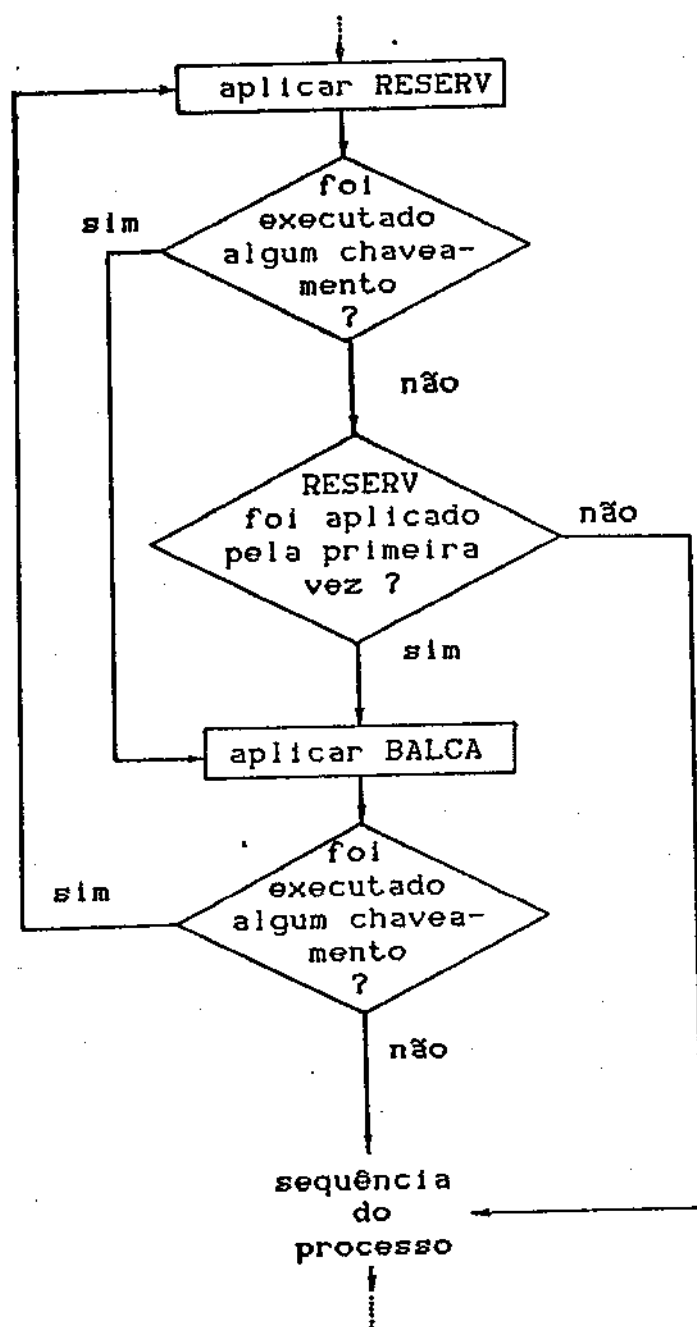


Figura 3.11. Interação entre RESERV e BALCA.

rede, é possível que o processo RESERV determine operações de chaveamento mas, mesmo assim, ainda restem algumas zonas escuras. Tais zonas não são reenergizadas pois as operações de chaveamento determinadas para esse fim provocam a violação de algum limite elétrico.

Porém, se é aplicado o processo BALCA e depois o RESERV novamente, a reenergização das zonas escuras pode

agora ser possível, pois o processo BALCA, ao fazer o balanceamento de carga, coloca a rede em uma situação de maior folga em relação aos limites elétricos.

CAPÍTULO 4

TESTES E RESULTADOS

4.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos durante o teste do algoritmo proposto. É feita uma descrição da rede de distribuição primária utilizada e das simulações. Os resultados obtidos são comentados e o algoritmo é avaliado em termos de sua potencialidade, flexibilidade e eficiência.

4.2. DESCRIÇÃO DA REDE TESTE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMARIA

A rede utilizada nas simulações é uma versão reduzida de um sistema urbano de distribuição real. Contém 3 alimentadores, 204 pontos de carga agrupados em 37 zonas, 153 trechos e 65 chaves seccionadoras (incluindo disjuntores).

O diagrama unifilar da rede é apresentado na figura 4.1.

A Tabela de Chaves e o Mapa do Circuito referentes à rede em questão são apresentados nas tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente.

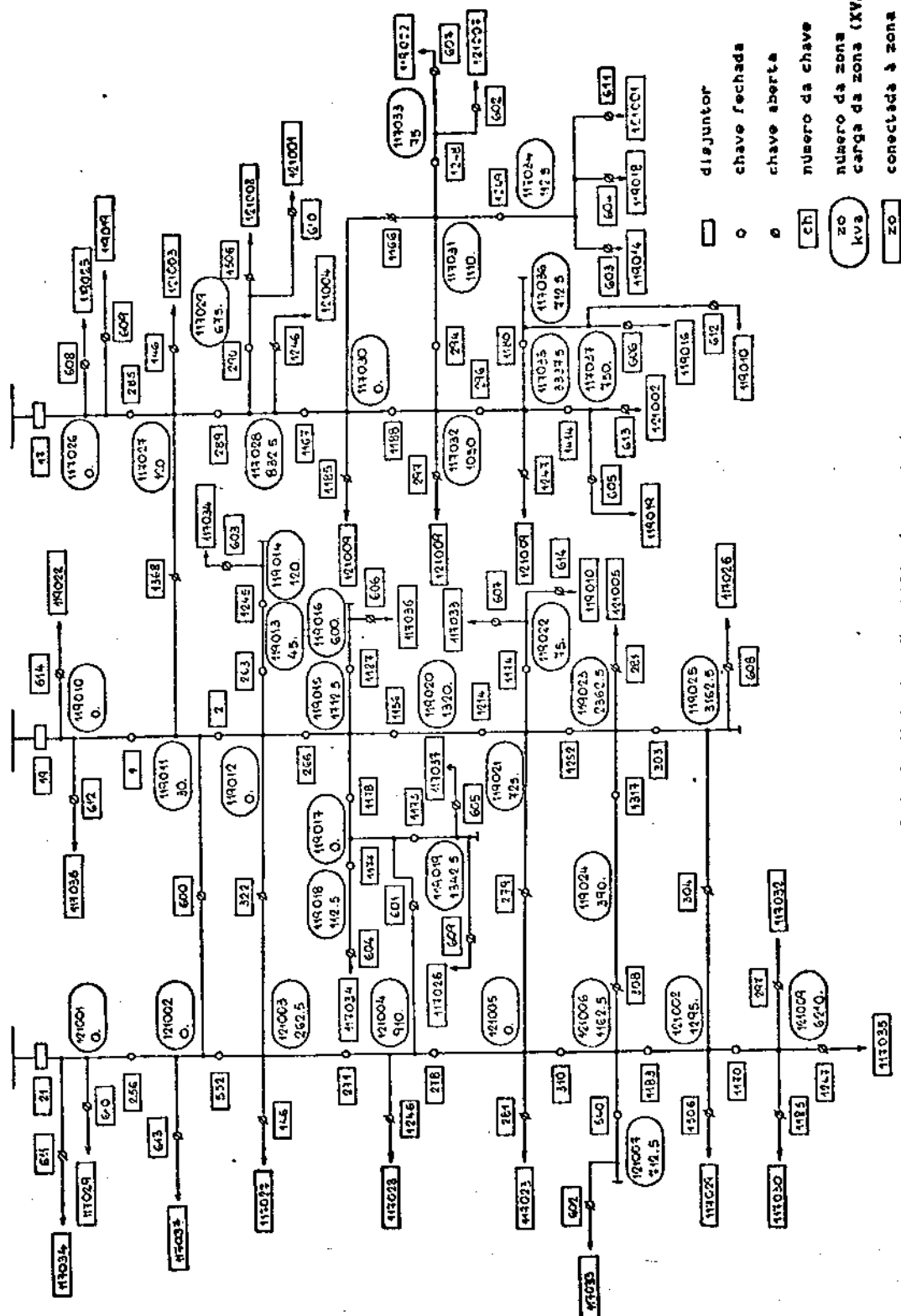


Figura 4.1. Rede de distribuição utilizada nos testes.

TABELA DE CHAVES

SNMB	SOBRK	ORST	DYST	Z1	S11	S12	S13	Z2	S21	S22	S23
21	1	0	0	121001	256	610	611	0	0	0	0
256	0	0	0	121001	21	610	611	121002	552	600	613
552	0	0	0	121002	256	600	613	121003	271	146	322
271	0	0	0	121003	552	146	322	121004	278	1246	601
278	0	0	0	121004	271	1246	601	121005	310	281	279
310	0	0	0	121005	278	281	279	121006	1183	308	540
1183	0	0	0	121006	310	308	540	121008	1170	1506	304
1170	0	0	0	121008	1183	1506	304	121009	1185	297	1247
146	0	1	1	121003	552	271	322	117027	1368	285	289
322	0	1	1	121003	552	271	146	119012	2	266	263
1246	0	1	1	121004	271	278	601	117028	289	290	1167
281	0	1	1	121005	278	310	279	119023	1252	303	1317
279	0	1	1	121005	278	310	281	119021	1214	1252	1174
308	0	1	1	121006	310	1183	540	119024	1317	0	0
540	0	0	0	121006	310	1183	308	121007	602	0	0
1506	0	1	1	121008	1183	1170	304	117029	290	610	0
304	0	1	1	121008	1183	1170	1506	119025	303	608	0
1185	0	1	1	121009	1170	297	1247	117030	1167	1166	1188
297	0	1	1	121009	1170	1185	1247	117032	1188	294	296
1247	0	1	1	121009	1170	1185	297	117035	296	1180	1414
19	1	0	0	119010	1	612	614	0	0	0	0
1	0	0	0	119010	19	612	614	119011	2	1368	600
2	0	0	0	119011	1	1368	600	119012	322	266	263
266	0	0	0	119012	322	2	263	119015	1156	1178	1187
1156	0	0	0	119015	266	1178	1187	119020	1214	0	0
1214	0	0	0	119020	1156	0	0	119021	279	1252	1174
1252	0	0	0	119021	279	1214	1174	119023	281	303	1317
303	0	0	0	119023	281	1252	1317	119025	304	608	0
1368	0	1	1	119011	1	2	600	117027	146	285	289
263	0	0	0	119012	322	2	266	119013	1245	0	0
1245	0	0	0	119013	263	0	0	119014	603	0	0
1178	0	0	0	119015	266	1156	1187	119017	1177	1175	601
1177	0	0	0	119017	1178	1175	601	119018	604	0	0
1175	0	0	0	119017	1178	1177	601	119019	605	609	0
1187	0	0	0	119015	266	1156	1178	119016	606	0	0
1174	0	0	0	119021	279	1214	1252	119022	607	614	0
17	1	0	0	117026	285	608	609	0	0	0	0
285	0	0	0	117026	17	608	609	117027	146	1368	289
289	0	0	0	117027	146	1368	285	117028	1246	290	1167
290	0	0	0	117028	1246	289	1167	117029	1506	610	0
1167	0	0	0	117028	1246	289	290	117030	1185	1166	1188
1166	0	1	1	117030	1185	1167	1188	117031	294	1249	1248
1188	0	0	0	117030	1185	1167	1166	117032	297	294	296
294	0	0	0	117032	297	1188	296	117031	1166	1249	1248
1249	0	0	0	117031	1166	294	1248	117034	603	604	611
1248	0	0	0	117031	1166	294	1249	117033	602	607	0
296	0	0	0	117032	297	1188	294	117035	1247	1180	1414
1180	0	0	0	117035	1247	296	1414	117036	606	612	0
1414	0	0	0	117035	1247	296	1180	117037	605	613	0
1317	0	0	0	119023	281	1252	303	119024	308	0	0
600	0	1	1	121002	256	552	613	119011	1	2	1368
601	0	1	1	121004	271	278	1246	119017	1175	1177	1178
602	0	1	1	121007	540	0	0	117033	1248	607	0
603	0	1	1	119014	1245	0	0	117034	1249	604	611
604	0	1	1	119018	1177	0	0	117034	1249	603	611
605	0	1	1	119019	1175	609	0	117037	1414	613	0
606	0	1	1	119016	1187	0	0	117036	1180	612	0
607	0	1	1	119022	1174	614	0	117033	1248	602	0
608	0	1	1	119025	303	304	0	117026	17	285	609
609	0	1	1	119019	1175	605	0	117026	17	285	608
610	0	1	1	117029	290	1506	0	121001	21	256	611
611	0	1	1	117034	1249	603	604	121001	21	256	610
612	0	1	1	117036	1180	606	0	119018	19	1	614
613	0	1	1	117037	1414	605	0	121002	256	552	600
614	0	1	1	119022	1174	607	0	119018	19	1	612

Tabela 4.1. Tabela de Chaves.

***** MAPA DO CIRCUITO *****

ZONB	ZOST	ZOLD	FEZO	FESW	FZ1	FZ2	FZ3	CS1	CS2	CS3
121001	21	10552.5	0	21	121002	0	0	256	610	611
121002	21	10552.5	121001	256	121003	0	0	552	600	613
121003	21	10552.5	121002	552	121004	0	0	271	146	322
121004	21	10290.0	121003	271	121005	0	0	278	1246	601
121005	21	9380.0	121004	278	121006	0	0	310	281	279
121006	21	9380.0	121005	310	121008	0	121007	1183	308	540
121007	21	712.5	121006	540	0	0	0	602	0	0
121008	21	7505.0	121006	1183	121009	0	0	1170	1506	304
121009	21	6210.0	121008	1170	0	0	0	1185	297	1247
119010	19	11997.5	0	19	119011	0	0	1	612	614
119011	19	11997.5	119010	1	119012	0	0	2	1368	600
119012	19	11967.5	119011	2	0	119015	119013	322	266	263
119013	19	165.0	119012	263	119014	0	0	1245	0	0
119014	19	120.0	119013	1245	0	0	0	603	0	0
119015	19	11802.5	119012	266	119020	119017	119016	1156	1178	1187
119016	19	600.0	119015	1187	0	0	0	606	0	0
119017	19	1455.0	119015	1178	119018	119019	0	1177	1175	601
119018	19	112.5	119017	1177	0	0	0	604	0	0
119019	19	1342.5	119017	1175	0	0	0	605	609	0
119020	19	8035.0	119015	1156	119021	0	0	1214	0	0
119021	19	6715.0	119020	1214	0	119023	119022	279	1252	1174
119022	19	75.0	119021	1174	0	0	0	607	614	0
119023	19	5915.0	119021	1252	0	119025	119024	281	303	1317
119024	19	390.0	119023	1317	0	0	0	308	0	0
119025	19	3162.5	119023	303	0	0	0	304	608	0
117026	17	8775.0	0	17	117027	0	0	285	606	609
117027	17	8775.0	117026	285	0	0	117028	146	1368	289
117028	17	8655.0	117027	289	0	117029	117030	1246	290	1167
117029	17	675.0	117028	290	0	0	0	1506	610	0
117030	17	7147.5	117028	1167	0	0	117032	1185	1166	1188
117031	17	1297.5	117032	294	0	117034	117033	1166	1249	1248
117032	17	7147.5	117030	1188	0	117031	117035	297	294	296
117033	17	75.0	117031	1248	0	0	0	602	607	0
117034	17	112.5	117031	1249	0	0	0	603	604	611
117035	17	4800.0	117032	296	0	117036	117037	1247	1180	1414
117036	17	712.5	117035	1180	0	0	0	606	612	0
117037	17	750.0	117035	1414	0	0	0	605	613	0

Tabela 4.2. Mapa do Circuito.

4.3. SIMULAÇÕES

A apresentação dos resultados obtidos nas simulações será dividida em duas partes. Na primeira, será dado destaque ao detalhamento das operações que são realizadas em cada etapa do algoritmo, sendo feito um acompanhamento passo a passo da simulação.

Na segunda parte, será dada ênfase aos aspectos de confiabilidade, flexibilidade e eficiência do algoritmo.

4.3.1. PRIMEIRA PARTE: ACOMPANHAMENTO DETALHADO DAS SIMULAÇÕES

São apresentadas as sequências de eventos ocorridos durante a aplicação do algoritmo, com o objetivo de mostrar detalhadamente os passos que são seguidos.

A tabela 4.3 se refere à simulação de um defeito na zona 121009 (zona 9 do alimentador 21 da subestação 1).

Seguem-se dados complementares sobre a simulação realizada:

- . o fator de potência de todas as cargas vale 90%;
- . o fator de carga é de 60%;
- . a faixa permitida de tensões nos pontos de carga é de -7.5% a +5% da tensão nominal (13.8KV);
- . o limite de corrente nos trechos é igual à máxima corrente especificada para sua bitola de cabo;
- . os cálculos de fluxos de carga foram executados conside-

PASSO	OPERAÇÕES DE CHAVEAMENTO	CARGA DOS ALIM. (KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D (KVA)	TENT. DE CHAV. CHAV. COM SUCESSO VIOL. DOS LIM. EL.	Nº DE FC	OBS.
circ. original		8775. 11997.5 10552.5	3222.5			
LOCDEF						falta detectada na zona 121009
ISODEF e relig. dos disjuntores	AB:1170 FE:21	8775. 11997.5 1242.5	7655.			zonas ocultas: nenhuma
RESERV	nenhuma					
BALCA	AB:303,1414,1177,1174,263 FE:304,613,603,604,607	8377.5 8482.5 8255.	227.5	152 5 0	1	
RESERV	nenhuma					
entrada em ope- ração de zonas reparadas						a zona 121009 está pronta a entrar em operação
RESERV	FE:1170	8377.5 8482.5 14465.	6087.5	1 1 0	1	
BALCA	AB:304,1180,613,604,1248,603 FE:608,606,605,1177,1174,263	10400. 10372.5 10552.5	180.	124 6 0	1	
RESERV	nenhuma					

Tabela 4.3. Sequência de eventos durante a simulação.
Falta na zona 121009.

rando-se uma tolerância de 0.1% em potência, ou seja, uma carga de 1 KVA;

. o ângulo de rotação de eixos é de 45° ;

O número de tentativas de chaveamento indica, no caso do processo BALCA, o número total de tentativas de transferência de zonas de um alimentador a outro. No caso do processo RESERV, indica o número total de tentativas de energização de zonas escuras.

O número de chaveamentos com sucesso corresponde ao número de tentativas em que os limites elétricos foram observados. No caso do processo BALCA, indica também que o parâmetro D diminuiu.

O número de violações dos limites elétricos indica as tentativas de chaveamento que foram invalidadas devido à não observância de algum daqueles limites (tensão ou corrente).

Observa-se na tabela 4.3 que o número de tentativas de chaveamento é grande (total de 277 tentativas, sendo 276 para BALCA e 1 para RESERV). Este fato é uma consequência do método de busca exaustiva em que se baseia o processo BALCA. Porém, essas tentativas exigem um tempo de computação muito pequeno, pois envolvem operações muito simples. Já as tentativas de chaveamento para o processo RESERV demandam um tempo de computação maior, pois cada tentativa corresponde à execução de um fluxo de carga. Felizmente o número de tentativas em RESERV, normalmente, é muito menor que em BALCA, como é mostrado neste exemplo e será confirma-

do em exemplos que serão apresentados posteriormente.

Em vários testes realizados, observou-se que, se for aplicado o processo de balanceamento de carga ao circuito original, as condições de balanceamento durante todo o processo melhoram significativamente. Este fato é mostrado na tabela 4.4, que descreve os passos para o mesmo defeito já referido (defeito na zona 121009).

Nota-se que o parâmetro D ao longo da simulação é quase sempre menor que o correspondente na tabela 4.3, indicando que, a cada passo do processo, a rede apresenta suas cargas melhor distribuídas. Além disso, o número de tentativas de chaveamento total da simulação diminuiu. Esses resultados são resumidos na tabela 4.5.

	D final (KVA)	nº tent. chav.
sem balanceamento inicial	180.	277
com balanceamento inicial	67.5	235

Tabela 4.5. Comparação entre as tabelas 4.3 e 4.4.

Com o intuito de mostrar com clareza a importância da interação dos processos RESERV e BALCA, foi feita a simulação de defeitos múltiplos nas zonas 121003, 119011 e 117027, que é um defeito bastante severo. A sequência de eventos ocorridos durante a simulação é mostrada na tabela 4.6. Após a aplicação do processo de restabelecimento do serviço (RESERV) ainda se tem zonas escuras. Se, em seguida, o circuito é balanceado (BALCA) e um segundo RESERV é apli-

PASSO	OPERAÇÕES DE CHAVEAMENTO	CARGA DOS ALIM. (KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D (KVA)	TENT. DE CHAV. CHAV. COM SUCESSO VIOL. DOS LIM. EL.	Nº DE FC	OBS.
circ. original		8775. 11997.5 10552.5	3222.5			
BALCA	AB:303,1414,1180,1249 FE:608,605,606,603	10362.5 10410. 10552.5	190.	80 4 0	1	
LOCDEF						falta detectada na zona 121009
ISODEF e relig. dos disjuntores	AB:1170 FE:21	10362.5 10410. 4342.5	6067.5			zonas escuras: nenhuma
RESERV	nenhuma					
BALCA	AB:605,296,1175 FE:613,1414,609	8367.5 8317.5 8430.	112.5	41 3 0	1	
RESERV	nenhuma					
entrada em ope- ração de zonas reparadas						a zona 121009 está pronta a entrar em operação
RESERV	FE:1185	14577.5 8317.5 8430.	6260.	1 1 0	1	
BALCA	AB:608,606,603,1245,1178 FE:303,1180,605,1249,604	10417.5 10422.5 10485.	67.5	113 5 0	1	
RESERV	nenhuma					

Tabela 4.4. Sequência de eventos durante a simulação.
Falta na zona 121009, com balanceamento
de carga da rede original.

PASSO	OPERAÇÕES DE CHAVEAMENTO	CARGA DOS ALIM. (KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D (KVA)	TENT. DE CHAV. CHAV. COM SUCESSO VIOL. DOS LIM. EL.	Nº DE FC	OBS.
circ. original		8875. 11997.5 10552.5	3272.5			
BALCA	AB:303,1414,1180,1249 FE:608,605,606,603	10362.5 10410. 10552.5	190.	80 4 0	1	
LOCDEF						Faltas detectadas nas zonas 121003, 119011 e 117027
ISODEF e relig. dos disjuntores	AB:552,271,1,2,285,289 FE:21,19,17	3162.5 0. 0.	3162.5			zonas escuras: todas, exceto 121001, 121002, 119010, 119025 e 117026
RESERV	FE:303,610	13542.5 0. 7080.	13542.5	22 2 20	22	zonas escuras: 121004, 121005, 121006, 121007, 121008 e 121009
BALCA	AB:1175,605,1248,1174,1253,294 FE:1414,612,609,607,614,1249	7257.5 6720. 6645.	612.5	63 6 0	1	
RESERV	FE:601	7257.5 17010. 6645.	10365.	2 1 1	2	zonas escuras: nenhuma
BALCA	AB:1170,296,1317 FE:1185,605,308	10955. 11190. 8767.5	2422.5	29 3 1	2	
RESERV	nenhuma					
entrada em ope- ração de zonas reparadas						as zonas 121003, 119011 e 117027 estão prontas a entrar em operação
RESERV	FE:552,600,146	10955. 11190. 9180.	2010.	3 3 0	3	
BALCA	nenhuma			81 0 5	6	

Tabela 4.6. Sequência de eventos durante a simulação. Faltas nas zonas 121003, 119011 e 117027, com balançamento de carga da rede original.

cado, então se eliminam as zonas escuras.

Observa-se ainda que nas tabelas 4.3, 4.4 e 4.6 os resultados finais (carregamento dos alimentadores) são diferentes, apesar da rede ser a mesma. Os carregamentos finais de cada alimentador variam para cada simulação, assim como o valor final do parâmetro D. Portanto, o ponto de operação final da rede depende de sua configuração antes da execução dos processos RESERV e BALCA.

Para evidenciar este fato foram feitas simulações em que se assumiu valores uniformes para as cargas das zonas. Os resultados finais mostram uma rede melhor balanceada, embora os carregamentos dos alimentadores ainda sejam diferentes tendo em vista o caráter discreto do problema. Este fato é mostrado na tabela 4.7, em que foi atribuída uma carga de 10 KVA a cada zona.

defeito na zona	carga final dos alimentadores (KVA)	D (KVA)
	AL 17 AL 19 AL 21	
121009	120. 120. 130.	10.
117033	130. 120. 120.	10.

Tabela 4.7. Simulações com carga de 10KVA por zona.

Foram atribuídas cargas pequenas para que as tentativas de chaveamento nunca fossem impedidas devido a

violações dos limites elétricos; as cargas foram assumidas como sendo de mesmo valor para mostrar claramente a tendência de se minimizar D (nos dois casos, D é o menor possível).

Portanto, o ponto de operação final da rede depende:

- . do estado da rede antes da execução dos processos RESERV e BALCA;
- . das tentativas de chaveamento sem sucesso, devido à violação dos limites elétricos;
- . da faixa de variação dos valores de carga das zonas (na rede real de teste tem-se uma faixa de 0 a 6210 KVA).

4.3.2. SEGUNDA PARTE: ANÁLISE DE CONFIABILIDADE, FLEXIBILIDADE E EFICIÊNCIA DO ALGORITMO

Foram realizadas várias simulações a fim de serem analisados os aspectos de confiabilidade, flexibilidade e eficiência do algoritmo.

Todas as simulações foram realizadas utilizando um sistema DEC/10 com "time-sharing", e, portanto, os tempos de CPU devem ser entendidos apenas como uma ordem de grandeza.

Cada defeito foi simulado quatro vezes. Os passos seguidos pelo programa reconfigurador até o isolamento do defeito e religamento dos disjuntores (ISODEF) foram os

mesmos para as quatro simulações. Mas, em cada caso, foi definido um tipo diferente de saída:

- . TIPO 1 (RESERV): depois de ISODEF, executa-se apenas o processo de restabelecimento do serviço às zonas escuras (RESERV). Neste tipo de saída tem-se como objetivo primordial a reenergização das zonas escuras no menor tempo possível, sem a preocupação de se balancear as cargas dos alimentadores;
- . TIPO 2 (RESERV+BALCA): neste caso, executa-se também o balanceamento de carga entre os alimentadores (BALCA);
- . TIPO 3 (RESERV $\rightleftharpoons$ BALCA): há a interação dos dois processos. Como pode ser visto na tabela 4.6, a interação conveniente entre RESERV e BALCA resultam no melhor aproveitamento das potencialidades dos dois processos;
- . TIPO 4 (inclusão das zonas reparadas): depois de ocorrido o defeito e serem seguidos todos os passos do programa reconfigurador, reinsere-se no circuito a zona defeituosa, considerando-a como reparada. Portanto, ocorre novamente a interação dos processos RESERV e BALCA.

As tabelas que se seguem fornecem as seguintes informações:

- . tipo de saída (TS);
- . carregamento final dos alimentadores (CARG(KVA));
- . parâmetro D (D(KVA));
- . número de fluxos de carga realizados (NFC);

- . tempo de CPU da simulação em segundos (CPU(seg));
- . relação de zonas escuras (ZESC).

A tabela 4.8 mostra os resultados obtidos para simulação de defeito na zona 121009, para fator de potência 90% e fator de carga 60%. A zona 121009 é uma zona terminal de carga bastante grande (6210 KVA).

TS	CARG(KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D(KVA)	NFC	CPU(seg)	ZESC
1	10362.5 10410. 4342.5	6067.5	1	22	-
2	8367.5 8317.5 8430.	112.5	2	32	-
3	8367.5 8317.5 8430.	112.5	2	30	-
4	10417.5 10422.5 10485.	67.5	4	49	-

Tabela 4.8. Defeito na zona 121009, FP=90%, FC=60%.

Pode-se observar que a saída tipo 2 oferece um carregamento mais equilibrado que em 1, devido à aplicação de BALCA. A saída tipo 3 apresenta o mesmo resultado de 2, pois o defeito simulado não provoca o aparecimento de zonas escuras.

A tabela 4.9 mostra os resultados da simulação de um defeito na zona 117033, que também é uma zona terminal, mas com carga relativamente pequena (75 KVA).

TS	CARG(KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D(KVA)	NFC	CPU(seg)	ZESC
1	10287.5 10410. 10552.5	265.	1	23	-
2	10400. 10297.5 10552.5	255.	2	38	-
3	10400. 10297.5 10552.5	255.	2	33	-
4	10400. 10372.5 10552.5	180.	4	52	-

Tabela 4.9. Defeito na zona 117033, FP=90%, FC=60%.

Como a carga da zona é menor, as variações de D são menores que na tabela 4.8. Apesar disso, o número de fluxos de carga e tempo de CPU são da mesma ordem de grandeza.

A tabela 4.10 se refere à simulação de um defeito na zona 117032, que é uma zona situada aproximadamente no meio do alimentador 17, e possui uma carga de valor intermediário (1050 KVA).

As variações de carga são maiores neste caso. Além disso, nota-se um aumento do número de fluxos de carga e tempo de CPU.

A tabela 4.11 apresenta os resultados obtidos da simulação de um defeito múltiplo nas zonas 121006, 119021 e 117028, que são zonas intermediárias em seus alimentadores correspondentes.

TS	CARG(KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D(KVA)	NFC	CPU(seg)	ZESC
1	5975. 13747.5 10552.5	7772.5	3	30	-
2	9487.5 10800. 9987.5	1312.5	4	46	-
3	9487.5 10800. 9987.5	1312.5	4	54	-
4	10275. 10800. 10250.	550.	6	71	-

Tabela 4.10. Defeito na zona 117032, FP=90%, FC=60%.

TS	CARG(KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D(KVA)	NFC	CPU(seg)	ZESC
1	17072.5 6932.5 4600.	12472.5	7	45	-
2	10667.5 9130. 8807.5	1860.	8	57	-
3	10667.5 9130. 8807.5	1860.	8	51	-
4	10667.5 9855. 10802.5	812.5	12	69	-

Tabela 4.11. Defeito simultâneo nas zonas 121006, 119021 e 117028, FP=90%, FC=60%.

As tabelas 4.12 e 4.13 mostram os resultados de defeitos ocorridos nas zonas 121003, 119011 e 117027. Na primeira, usou-se fator de carga FC=60%, enquanto na segunda usou-se FC=100%, significando uma situação em que o sistema está bem mais carregado. Este defeito é dos mais severos que podem ocorrer na rede.

As cargas dos alimentadores não são bem distribuídas como nos casos anteriores.

O número de fluxos de carga aumenta bastante, assim como o tempo de CPU.

Na tabela 4.13, para simulação do defeito com FC=100%, mesmo a interação entre RESERV e BALCA não faz com que o serviço seja restabelecido às zonas escuras.

TS	CARG (KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D (KVA)	NFC	CPU(seg)	ZESC
1	13542.5 0. 7080.	13542.5	23	101	121004, 121005, 121006, 121007, 121008, 121009
2	7257.5 6720. 6645.	612.5	24	121	121004, 121005, 121006, 121007, 121008, 121009
3	10955. 11190. 8767.5	2422.5	28	123	-
4	10955. 11190. 9180.	2010.	37	167	-

Tabela 4.12. Defeito simultâneo nas zonas 121003, 119011 e 117027, FP=90%, FC=60%.

TS	CARG(KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D(KVA)	NFC	CPU(seg)	ZESC
1	3162.5 10380. 7080.	7217.5	26	115	121004, 121005, 121006, 121007, 121008, 121009
2	6155. 7822.5 6645.	1667.5	27	152	121004, 121005, 121006, 121007, 121008, 121009
3	6155. 7822.5 6645.	1167.5	38	156	121004, 121005, 121006, 121007, 121008, 121009
4	16857.5 7822.5 6645.	10212.5	53	238	-

Tabela 4.13. Defeito simultâneo nas zonas 121003, 119011 e 117027, FP=90%, FC=100%.

Finalmente, a tabela 4.14 mostra os resultados da simulação de defeitos nas zonas 121001 e 119010, ou seja, só o alimentador 17 continua operando.

TS	CARG(KVA) AL 17 AL 19 AL 21	D(KVA)	NFC	CPU(seg)	ZESC
1	31325. 0. 0.	31325.	14	60	-
2	31325. 0. 0.	31325.	14	61	-
3	31325. 0. 0.	31325.	14	66	-
4	10565. 10152.5 10607.5	455.	15	124	-

Tabela 4.14. Defeito simultâneo nas zonas 121001 e 119010, FP=90%, FC=60%.

Naturalmente, o estado do circuito não se altera até que as zonas defeituosas sejam reparadas e reinseridas no circuito, desde que só há um alimentador operando.

Os resultados obtidos nas simulações tipo 4 são úteis para mostrar o comportamento do algoritmo quando se insere uma zona reparada na rede. Porém, o tempo de CPU associado não tem significado importante, pois uma zona defeituosa não é reparada imediatamente após o defeito.

Portanto, considerando-se apenas os tipos de saída 1, 2 e 3, observa-se nas tabelas mostradas que, dada a ocorrência de um defeito na rede, o processo de reconfiguração será completado em menos de 160 segundos (2:40 min).

O processo que exige um maior esforço computacional é o da verificação dos limites elétricos de operação da rede, através da execução de um fluxo de carga. Para os resultados apresentados neste capítulo, obteve-se uma média de 3.5 iterações por execução.

Considerando que, para a verificação dos limites elétricos, é necessário o conhecimento do valor de tensão para cada ponto de carga, e que este valor é próximo de 1. pu, examinou-se a possibilidade de se fixar o número de iterações do processo. Este procedimento, que é equivalente a se diminuir a precisão do processo iterativo, tende a diminuir o tempo total de simulação.

Através de vários testes realizados, em que se fixou o número de iterações até o mínimo de uma iteração (uma P e uma Q), observou-se que o resultado final não é alte-

rado, e o esforço computacional diminui de até 30%. Para uma iteração, a precisão obtida foi menor que 1%, ou seja, menor que 10 KVA.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS FINAIS

A finalidade deste trabalho foi apresentar um algoritmo que faz parte de uma estratégia de controle automático de redes de distribuição primária. O algoritmo tem a função de localizar e isolar as zonas defeituosas, restabelecer o serviço às zonas escuras e balancear a carga entre os alimentadores, além de permitir a reinserção na rede de zonas reparadas.

Propôs-se a aplicação, sempre que necessário, de um fluxo de carga apropriado para a determinação do estado da rede, a fim de que as operações de chaveamento não resultem em violação dos seus limites elétricos (tensão e corrente).

Foi proposto também um método de interação entre os processos de restabelecimento do serviço (RESERV) e balanceamento de carga (BALCA), com a finalidade de melhor utilizar suas potencialidades.

As contribuições dadas por este trabalho na área do controle automático de redes de distribuição são comentadas a seguir. Tais contribuições são discutidas em função das conclusões extraídas de testes do algoritmo proposto.

- 1) anteriormente, a consideração das restrições elétricas no problema da reconfiguração de redes era ignorada ou feita

de forma muito simplificada [2],[10],[13]. A verificação das restrições elétricas através de um método de fluxo de carga desacoplado rápido adaptado para redes de distribuição mostrou ser uma excelente forma de se levar em conta tais limites, pois é um método geral, preciso e eficiente;

- 2) a idéia de se combinar os processos de restabelecimento do serviço e balanceamento de carga através de um método de interação conveniente torna o algoritmo mais poderoso pois reduz ao mínimo o número de zonas escuras remanescentes. Além disso, introduz uma desejável flexibilidade na escolha da função a ser desempenhada pelo algoritmo;
- 3) o critério de balanceamento de carga proposto, ou seja, minimizar o parâmetro D , apesar de sua enorme simplicidade, apresentou bons resultados;
- 4) a solução do problema de reconfiguração incluindo as restrições elétricas mostrou-se possível de realizar, dispensando-se um tempo de computação inteiramente compatível com o problema.

O algoritmo proposto mostrou ser bastante confiável, flexível e não requerer grande esforço computacional sendo, portanto, um meio viável de controle da operação de redes de distribuição primária. Pode ser uma ferramenta importante tanto no planejamento como no controle automático da operação de redes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Monticelli, A.J., Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Ed. Edgard Blucher Ltda., 1983.
- [2] Castro, C.H., Bunch, J.B., Topka, T.M., Generalized Algorithms for Distribution Feeder Deployment and Sectionalizing, IEEE Trans., vol. PAS-99, p.549/557, 1980.
- [3] Stott, B., Alsac, O., Fast Decoupled Load Flow, IEEE Trans., vol. PAS-93, p.859/869, 1974.
- [4] Monticelli, A.J., Garcia, A.V., França, A.L.M., Tanaka, M.R., Murari, C.A.F., Automação da Distribuição: Simulação utilizando o Fluxo de Carga Desacoplado Rápido, 5º Congresso Brasileiro de Automática e 1º Congresso Latino-Americano, vol.1, p.256/261, 1984.
- [5] IEEE Transmission and Distribution Committee, The Distribution System of the Year 2000, IEEE Trans., vol. PAS-101, p.2485/2490, 1982.
- [6] Redmon, J.R., Gentz, C.H., Affect of Distribution Automation and Control on Future System Configuration, IEEE Trans., vol. PAS-100, p.1923/1931, 1981.
- [7] McConnell, B.W. e outros, Distribution Energy Control Center Experiment, IEEE Trans., vol. PAS-102, p.1582/1589, 1983.
- [8] Bunch, J.B., Stalder, H.I., Tengdin, J.T., Reliability Considerations for Distribution Automation Equipment, IEEE Trans., vol. PAS-102, p.2656/2664, 1983.
- [9] McCall, L.V., A Distribution Automation Demonstration Project, IEEE Trans., vol. PAS-100, p.1744/1751, 1981.

- [10] McCall, L.V., Chambers, B.J., Defining a Distribution System for Computer-Controlled Distribution Automation, IEEE Trans., vol. PAS-102, p.2665/2669, 1983.
- [11] Fernandes, R.A. e outros, Evaluation of a Conceptual Distribution Automation System, IEEE Trans., vol. PAS-101, p.2024/2031, 1982.
- [12] Lyons, P.C., Thomas, S.A., Microprocessor-Based Control of Distribution Systems, IEEE Trans., vol. PAS-100, p.4893/4900, 1981.
- [13] Stadlin, W.O., McKee, A.D., Computational Techniques for an Electrical Distribution and Information Control System, IEEE Trans., vol. PAS-101, p.356/362, 1982.
- [14] Ross, D.W. e outros, New Methods for Evaluating Distribution Automation and Control (DAC) System Benefits, IEEE Trans., vol. PAS-100, p.2978/2986, 1981.
- [15] Castro Jr., C.A., França, A.L.M., Automatic Reconfiguration Algorithm Including Operating Constraints, Proceedings of IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, p.181/186, Rio de Janeiro, Julho, 1985.
- [16] Castro Jr., C.A., França, A.L.M., Controle Automático da Distribuição de Energia Elétrica, Publicação FEC-083/84, UNICAMP, Agosto, 1984.

APÊNDICE

PUBLICAÇÃO RESULTANTE DO TRABALHO

A publicação aqui reproduzida foi realizada como consequência deste trabalho [15], e foi apresentada no IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems.

AUTOMATIC POWER DISTRIBUTION RECONFIGURATION ALGORITHM INCLUDING OPERATING CONSTRAINTS

C. A. Castro Jr. and A. L. M. França

Department of Electrical Engineering, UNICAMP, Brazil, C.P. 6122,
13100, Campinas, SP

Abstract. A generalized reconfiguration algorithm applied to automated remote control of power distribution systems is described. The algorithm combines two independent processes: a Service Restoration to dark zones and a Load Balance between feeders. Electrical operating constraints are included in the analysis using an appropriate fast decoupled load flow. Simulation results obtained with a real distribution system data base are presented showing the influence of operating restrictions. The way of interchange the restoration and balance processes is also discussed.

Keywords. Power distribution; automatic control; computational methods; optimal systems operation; microcomputers.

INTRODUCTION

The bulk-power generation and transmission systems have achieved very high reliability levels and undoubtedly the installation of modern computer-based supervisory control centers has played an important role in this performance. The interruptions of electric energy service to customer loads have originated often in the distribution primary feeder network rather than transmission system. An increasing effort to use computer-based automation in distribution systems has been indicated as a good strategy in order to enhance reliability level and to improve general system operation (Redmon & Gentz, 1981; IEEE, 1982).

An automated distribution system has the ability to be quickly reconfigured through remotely controlled sectionalizing switches to isolate faulted circuit sections, to restore energy to unfaulted zones and to transfer load between feeders. This paper focuses the reconfiguration problem, i.e., after detection and isolation of faulted zones how to determine which is the best sequence of switching operations to restore service to unfaulted feeder sections (dark zones). The analysis can be made considering two different levels: (a) at first moment the overall objective function is to minimize the customer interruption time and the restoration process is performed taking into account electrical constraints but no economical objectives; (b) at a second stage the search of switching operation includes economical aspects like load feeder balancing.

The generalized reconfiguration algorithm described here comprises both modes of analysis combining a service restoration process and a load balance process. Electrical operating constraints, i.e., the voltage drop and current flow in all feeder sections must be within normal values, are imposed using an appropriate fast decoupled load flow.

NETWORK MODEL DESCRIPTION

The primary feeder network is divided in zones, which are interconnected by sectionalizing switches, as shown in Figure 1. The mainline feeding is connected to substation bus by feeder breakers.

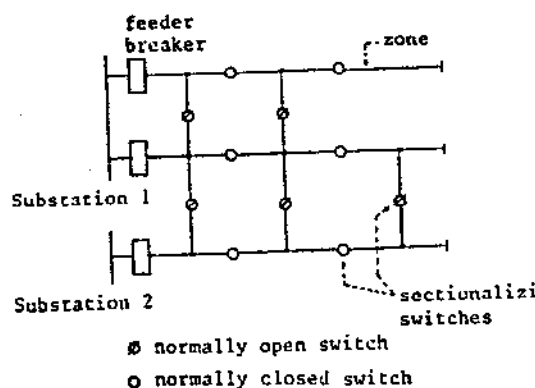


Fig. 1. Primary feeder network model

The zones are composed by feeder line section (mainline or branches) containing, generally, of customers (load points). Within each zone is no switches capable to interrupt the circuit. The electrical characteristics of network are described in terms of the customer loads and the distances and reactances of each line section.

As usually, it is considered that the stationers will open automatically when a fault occurs the correspondent feeder and its reclosing can be remotely commanded by Control Center. The sectionalizing switches are load-interrupting switches can be operated remotely by Control Center. On switch location there is a fault detection device which is capable to detect the flow of fault current through the switch. The fault detector must be remotely reset by Control Center after fault extinction.

The operation of the distribution system is considered always radial, as usually occurs, although fact do not restrict, in essential aspects, the techniques used in this work.

2.1.1. Data Base

The topology of primary feeders is described basically by a Switch Table (Castro, Bunch & Topka, 1980) which is a very convenient format to data structure. This table contains information about each switch: number, type (breaker or sectionalizing switch), original status (open or closed), dynamic status (open or closed), zones interconnected by the switch, other switches connected to these zones.

The dynamic status is updated when a switching operation is executed. The other contents are fixed, except when circuit topology changes, for example, with the addition of a new switch. This operation is easily done, due to the general structure of the Switch Table.

The Switch Table for the network used to test the configuration algorithm proposed in this paper is presented partially in the chapter of results, as an illustration.

The data base which describes the electrical network has the usual format for load flow programs: address (KVA), power factor and load factor for each load point and length and kind of cables for each feeder line section (to calculate resistance and reactance for each line section).

Using the Switch Table and the total load zone, a new table, called Network Map (Castro, Bunch & Topka, 1980) is made, in order to facilitate the configuration algorithm computation. The information contained in this table are: zone number, zone status (energized - indicating the correspondent feeder breaker number, dark or faulted), total load, feeding zone, feeding switch, feeder zones and connecting switches. An example of a Network Map presented in the chapter of results, referring to the test network.

2.1.2. RECONFIGURATION ALGORITHM

The Reconfiguration Algorithm proposed in this paper is based on the interaction between two specific processes: Service Restoration to dark zones after a fault has occurred and load transferring from one feeder to another, with the objective to obtain a Load Balance. In both processes the network operating electrical constraints are verified and an appropriate load flow. The overall algorithm is described by a block diagram in Figure 2.

2.1.2.1. Dark Zones Detection

When a fault occurs in one or multiple zones, the first step is to locate the faulted zones. The input data are the tripped breaker number and the fault detectors status.

The second step is to isolate the faulted zones, i.e., switching operations are made to isolate the faulted zones.

At the end of this process, the list of non-faulted zones which are dark, is available.

2.1.2.2. Service Restoration to Dark Zones (SREST)

The objective is to obtain switching operations to energize the greatest number of dark zones as possible, taking into account network electrical constraints. The following procedure is performed:

(a) Make an ordination of the dark zones list in descending order of zone load.

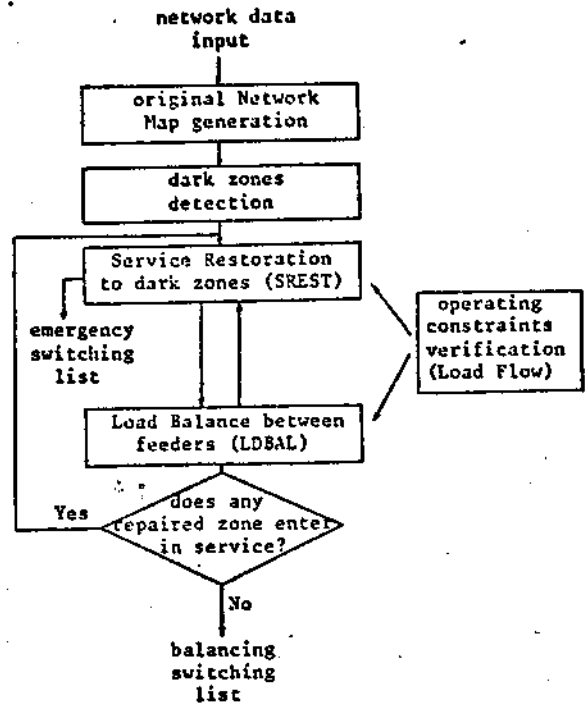


Fig. 2. Reconfiguration Algorithm block diagram

in descending order of zone load. Therefore, greater loads have priority to enter in service. The ordination criterion should be different, depending on the method of prioritizing (for example, giving priority to hospitals, industries, etc., independently of their loads);

(b) For each dark zone, in priority order, proceed as follows:

- (b.1) Look for all switches connected to the dark zone whose closing operation can reinstate it back into the network;
- (b.2) Choose the switch which, if closed, will connect the dark zone to the less loaded feeder;
- (b.3) Simulate the switch closing operation and execute a load flow. If some electrical limit (voltage and current) is violated, this switching operation cannot be executed. Go to step (b);
- (b.4) If the electrical limits are not violated, the switching operation is executed. Update the Switch Table dynamic part and Network Map, obtain a new list of dark zones and go to step (a);

If there is no more dark zones to restore or if it is impossible to reinstate them back due to electrical or logical constraints then the restoration process is finished.

2.1.2.3. Feeder Load Balance (LDBAL)

The objective is to distribute the loads between feeders in such a balanced feeder loading is accomplished. Thus, switching operations are made transferring zones from one feeder to another in order to minimize the parameter Z , defined as follows:

$$\text{Min } Z = \text{ZOLD}(i) - \text{ZOLD}(j)$$

where ZOLD(.) is the accumulated total load (KVA);
 i represents the more loaded feeder;
 j represents the less loaded feeder.

The following sequence is performed:

(a) Take a terminal zones list for the more loaded feeder. A terminal zone is a zone that do not feed any other. This list is put in load decrescent order allowing that greater loads (zones) have priority to be transferred;

(b) Simulate the transference of each zone of list to another feeder and calculate a new value for Z. If Z is decreased the simulated switching operation is stored, the Switch Table dynamic part and Network Map are updated and go to step (a);

(c) If it is impossible to simulate any transference or if the simulated transferences resulted in a new Z greater or equal to the prior value, a zone list updating is done. Each zone is substituted by its feeding zone. This new list is ordered. Go to step (b);

(d) If all transference possibilities for the feeder have already been tested, go to step (a), now considering the feeder with load immediately lower;

(e) After all feeders have already been analysed, i. e., there is no switching operation to be done anymore, make a electrical limit verification for the balanced circuit using a load flow. If the electrical limits are not violated Feeder Load Balance process is finished and the switching list issued corresponds to the best possible load distribution, regarding the electrical constraints;

(f) If some load flow limit is violated then each switching stored in the process must be eliminated in a backward order of previous storage. After each elimination procedure a load flow is run and this goes on until the limits are verified.

Distribution System Load Flow

Operating decisions with respect to the reconfiguration of distribution systems are influenced by the network electrical behavior. Before switching operations to be actually done on the physical network it is necessary to check if the line sections current flow and consumer load points voltage remain within normal values. A load flow process was chosen to verify the electrical constraints due to the possibility of using more realistic network models:

- power factor of customers can be individually represented;
- line sections with different X/R ratio can be represented;
- capacitor banks and voltage regulators can be included;
- feeder looping operation is possible;
- flow calculations are not approximative.

A Fast Decoupled Load Flow method (Stott & Alsac, 1974) was applied in view of its reliability and low computational effort. In distribution systems the line sections have low reactance/resistance (X/R) ratio, typically less than 3.0, and this fact causes a weakness of decoupling active power-angle/ reactive power-voltage magnitude and therefore creating convergence problems. These difficulties can be avoid utilizing an axis rotation technique developed by Monticelli, Garcia and others (1984). It

consists of to increase artificially the X/R ratio producing a rotational displacement in the 1 section impedance reference frame. If the active and reactive powers are rotated of the same angle then the voltage (magnitude and phase) buses are not altered. Thus, the excellent convergence performance of original fast decoupled load flow is retained.

Repaired Zones Service Entrance

If a faulted zone is repaired and is ready to be reinstated back into the circuit, it is assumed as dark zone status for that zone. The Switch Table dynamic part and Network Map are updated and the reconfiguration process is applied normally.

Linkage Between SREST and LDBAL

The SREST and LDBAL processes are independent and can be combined in several ways allowing to obtain different outcomes for the algorithm.

If an emergency switching list to restore service to dark zones without considering load balance is desired, thus it is enough to apply SREST process only once.

If, by the other hand, a balanced circuit is desired, then SREST and LDBAL processes are applied once.

Several simulations were analysed and it was observed that in some cases, it was impossible to restore service to all dark zones, due to network electrical constraints. In these situations results have shown that it is suitable to interchange SREST and LDBAL processes. This interchange mode is finished when no dark zones are detected or no switching operations are executed in SREST or LDBAL. In this mode, the algorithm becomes more efficient in terms of computational effort, and all network reconfiguration capability is explored.

Linkage Among SREST, LDBAL and Load Flow

During the restoration process (SREST) the load flow calculations are performed after each switching operation is attempted, in order to assure that service restoration is physically possible. Otherwise, in the feeder balancing process (LDBAL) load flow is called only after the switching operation list is completed. This procedure is utilized because in balancing process the number of possible configurations is very large becoming very high computational effort.

By other hand, the characteristics of the balancing process leads it to obey the electrical restrictions and only a final verification is required.

The communication between SREST or LDBAL and Load Flow is made by the Switch Table dynamic status vector.

Although the SREST and LDBAL processes deal with zone concept, the load flow calculations are performed considering each load point and each line section of network.

TEST RESULTS

The algorithm proposed has been tested on a feeder distribution network shown in Figure 3. The system is a reduced version of an actual Brazilian urban system which has automated control being

lled. It contains 201 load points and 204 line
tions gathered in 37 zones interconnected by 62
tionalizing switches.

The correspondent Switch Table for tested network
is partially presented in TABLE 1 and Network Map
is presented, also partially, in TABLE 2.

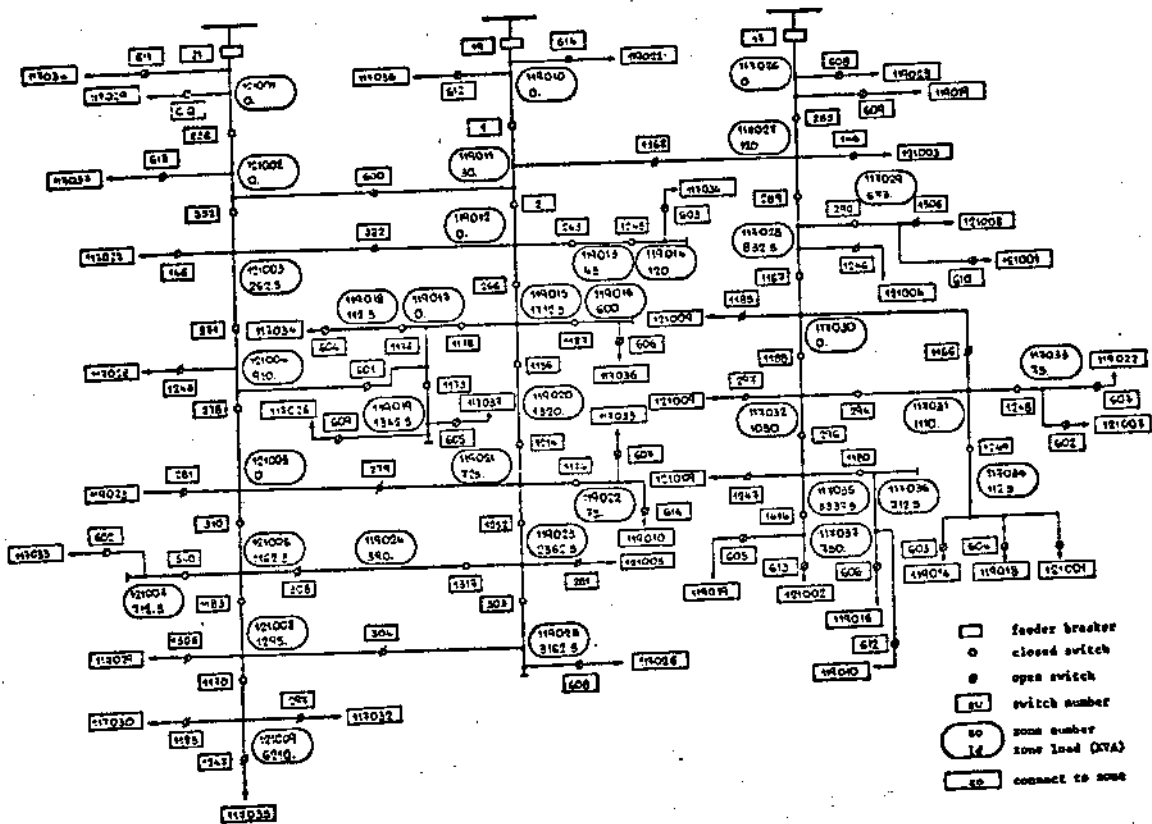


Fig. 3. Primary feeder network used for simulation

TABLE 1 Switch Table example

SWNB	SOBRK	ORST	DYST	Z1	S11	S12	S13	Z2	S21	S22	S23
21	1	0	0	121001	256	610	611	0	552	600	613
256	0	0	0	121001	21	610	611	121002	271	146	322
552	0	0	0	121002	256	600	613	121003	278	1246	601
271	0	0	0	121003	552	146	322	121004	310	281	279
278	0	0	0	121004	271	1246	601	121005	1183	308	540
310	0	0	0	121005	278	281	279	121006	1170	1506	304
1183	0	0	0	121006	310	308	540	121008	1185	297	1247
1170	0	0	0	121008	1183	1506	304	121009	1368	285	289
146	0	1	1	121003	552	271	322	117027	2	266	263
322	0	1	1	121003	552	271	146	119012	289	290	1167
1246	0	1	1	121004	271	278	601	117028	1252	303	1317
281	0	1	1	121005	278	310	279	119023	1214	1252	1174
279	0	1	1	121005	278	310	281	119021	1317	0	0
304	0	1	1	121006	310	1183	540	119024	602	0	0
540	0	0	0	121006	310	1183	308	121007	290	610	0
1506	0	1	1	121008	1183	1170	304	117029	303	608	0
304	0	1	1	121008	1183	1170	1506	119025	1167	1166	1188
1185	0	1	1	121009	1170	297	1247	117030	1188	294	206
297	0	1	1	121009	1170	1185	1247	117032	296	1180	1414
1247	0	1	1	121009	1170	1185	297	117035	0	0	0
19	1	0	0	119010	1	612	614	0	2	1368	600
1	0	0	0	119010	19	612	614	119011	322	266	263
2	0	0	0	119011	1	1368	600	119012			

SWNB switch number SOBRK - 1 breaker ORST original status 0 closed
0 sectionalizing switch DYST dynamic status 1 open
Z1, Z2 zones connected S11, S12, S13 switches connected to zone 1

TABLE 2 Network Map example

ZONB	ZOST	ZOLD	FEZO	FESW	FZ1	FZ2	FZ3	CS1	CS2	CS3
121001	21	10552.5	0	71	121002	0	0	256	610	611
121002	21	10552.5	121001	246	121003	0	0	552	600	613
121003	21	10552.5	121002	542	121004	0	0	271	146	372
121004	21	10299.0	121003	271	121005	0	0	278	1246	601
121005	21	9380.0	121004	278	121006	0	0	310	281	279
121006	21	9380.0	121005	310	121008	0	121007	1183	308	540
121007	21	712.5	121006	540	0	0	0	602	0	0
121008	21	7505.0	121006	1193	121009	0	0	1170	1506	304
121009	21	6210.0	121008	1170	0	0	0	1185	297	1247
119010	19	11997.5	0	19	119011	0	0	1	612	614
119011	19	11997.5	119010	1	119012	0	0	2	1368	600
119012	19	11967.5	119011	2	0	119015	119013	322	266	263
119013	19	165.0	119012	243	119014	0	0	1245	0	0
119014	19	120.0	119013	1245	0	0	0	603	0	0
119015	19	11802.5	119012	246	119020	119017	119016	1156	1178	1197
119016	19	606.0	119015	1197	0	0	0	606	0	0

ZONB zone number ZOST zone status ZOLD zone load (KVA)
 FEZO feeding zone FESW feeding switch FZ fed zones
 CS connected switches

In order to show clearly the algorithm performance is presented in TABLE 3 a sequence of events occurred during the algorithm application. It was simulated a multiple fault in zones 121003, 119011,

117027. This simulation case was chosen because is severe and suitable to illustrate all algorithm steps.

TABLE 3 A Sequence of Events during Algorithm Application

ALGORITHM STEP	SWITCHING OPERATIONS	FEEDER LOADS (KVA)	NETWORK CONDITION	PERFORMANCE IN TERMS OF SWITCHING TRIALS SUCCESSFUL SWITCHING ELECTRICAL LIMIT VIOLATIONS
Original Circuit		FD 17: 8775 FD 19: 11997 FD 21: 10552		
Load Balance	OP: 303,1414,1180,1249 CL: 608,605,606,603	FD 17: 10362 FD 19: 10410 FD 21: 10552		90 4 0
Fault Location			Faults detected in zones: 121003, 119011 and 117027	
Fault Isolation and Breaker Closing	OP: 552,271,1,2,285,289 CL: 17,19,21 (breakers)		Dark zones: all except 121001, 121002, 119010, 119025 and 117026	
Service Restoration	CL: 303,610	FD 17: 13542 FD 19: 0 FD 21: 7080	Dark zones: 121004, 121005, 121006, 121007, 121008, 121009 (due to electrical restrictive time violation - current limit exceeded)	15 2 13
Load Balance	OP: 1175,605,1349,1174, 1252,294 CL: 1414,612,609,607, 610,1249	FD 17: 7257 FD 19: 6720 FD 21: 6645	Dark zones: the same of prior step	63 4 0
Service Restoration	CL: 278	FD 17: 7257 FD 19: 17010 FD 21: 6645	Dark zones: none	2 1 1
Load Balance	OP: 1170,296,1317 CL: 1185,605,308	FD 17: 10955 FD 19: 11190 FD 21: 8767	Dark zones: none	39 3 1
Service Restoration	none	Idem	Reconfiguration process is finished	
Repaired Zones Service Entrance			The three faulted zones are in condition to enter in service	
Service Restoration	CL: 552,600,146	FD 17: 10955 FD 19: 11190 FD 21: 9180		3 3 0
Load Balance	none	FD 17: 10955 FD 19: 11190 FD 21: 9180	Reconfiguration process is finished	69 0 3

Note that before fault simulation a load balance is applied to original circuit. This is made in order to begin reconfiguration process with a balanced network, supposing that this one is the more indicated operation mode. However, it is possible to apply reconfiguration algorithm directly to original circuit.

The switching trial number denotes, in Load Balance case, the total switching attempts to transfer zones from one feeder to another. In Service Restoration case, it means the total switching attempts to energize dark zones. The successful switching number corresponds to the number of tentatives in which the electrical constraints are obeyed. In Load Balance case, the successful switching number also indicates that Z is decreased. The electrical constraints violation number indicates the trials which were invalidated because any limit (voltage or current) has been infringed.

In some cases the switching trial number is great, specially in Load Balance process. In spite of this fact the computational efficiency is not affected because the execution time of each switching trial is extremely low.

The load flow calculations were performed with voltage limits of 5% above and 7.5% below nominal rating. The current limits in each line section were imposed considering the ampere capacity of each cable. The results were obtained using a power mismatch accuracy of 0.001 in load flow convergence process which corresponds to 1 KVA tolerance in consumer load. The typical iteration number obtained was 3.5.

It should be noted, in TABLE 3, that after the first service restoration a load balance is performed and then a new restoration process is applied with great success because none of the zones remains deenergized. This is accomplished with very low computational effort and it shows the advantage of interchanging the processes.

After Reconfiguration process is finished the final feeder loading is different of the original balanced circuit feeder loading. The results obtained in several simulations have shown that the reconfiguration problem depends on initial network configuration. Another factor which influences the final balance is the existence of zones with very different loads, as the case of the tested circuit. Simulations were executed supposing uniform loads and, generally, have presented more equalized balances.

CONCLUSIONS

The reconfiguration algorithm formulated in this paper is suggested as a means of satisfying the needs of generalized control algorithm which have broad applicability to automated power distribution systems.

The practicability of including operational electrical constraints to reconfiguration problem through an appropriate fast decoupled load flow is demonstrated.

The feasibility of combining service restoration and load balance process in order to minimize the number of dark zones is showed.

The simulation results have shown that the reconfiguration algorithm is very reliable and do not require large computational effort.

REFERENCES

- Castro, C.H., J.B. Bunch and T.M. Topka (1980). Generalized algorithms for distribution feeder deployment and sectionalizing. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-99, 549-557.
- IEEE Transmission and Distribution Committee (1982). The distribution system of the year 2000. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-101, 2485-2490.
- Monticelli, A., A.V. Garcia, A.L.M. França, M.R. Tanaka and C.A.F. Murari (1984). Automated distribution: simulation using fast decoupled load flow. 59 Congresso Brasileiro de Automática e 19 Congresso Latino-Americano, 1, 256-261. (in portuguese)
- Redmon, J.R. and C.H. Gentz (1981). Affect of distribution automation and control on future system configuration. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-100, 1923-1931.
- Stott, B. and O. Alsac (1974). Fast decoupled load flow. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-93, 859-869.