



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

CÁLCULOS DE CURTOS-CIRCUITOS PARA ESTUDOS E ANÁLISES DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Tese apresentada à FEEC-UNICAMP,
como parte dos requisitos exigidos
para a obtenção do título de Mestre
em Engenharia Elétrica.

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por <u>RENATO PINTO MOTA</u>
Julgada em <u>28</u> / <u>08</u> / <u>98</u>
Orientador: 

Renato Pinto Mota

Orientador: Prof. Dr. Fujio Sato

Campinas, agosto de 1998.



UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	T/UNICAMP
	M856c
V. Ex.	
T. PREC.	651.35.299
PREC.	395,98
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	02/10/98
N.º CPD	

CM-00117432-9

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

M856c Mota, Renato Pinto
Cálculos de curtos-circuitos para estudos e análises da
proteção de sistemas elétricos / Renato Pinto Mota. -
Campinas, SP: [s.n.], 1998.

Orientador: Fujio Sato
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação

1. Curtos-circuitos. 2. Sistemas de energia elétrica.
I. Sato, Fujio. II. Universidade Estadual de Campinas.
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
III. Título.

à minha filha Alice

Agradecimentos

Ao professor Fujio Sato não apenas pelo seu trabalho de orientação mas também por toda a dedicação, amizade e respeito que sempre me dispensou,

ao Departamento de Sistemas de Energia Elétrica pela disponibilização de equipamentos,

a todos os colegas da UNICAMP que me receberam de uma forma muito especial e com os quais compartilhei momentos inesquecíveis,

aos meus pais Wellington e Socorro por todo o apoio e incentivo que sempre me deram,

a minha esposa Denise, companheira de todos os momentos, pela sua paciência, dedicação e amor,

a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) pelo fornecimento de dados,

a FUNDAÇÃO CAPES (Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte financeiro,

desejo expressar os meus agradecimentos.

Resumo

Este trabalho descreve a implementação de um programa para cálculos de curtos-circuitos, tendo como objetivo facilitar os estudos e análises da proteção de sistemas elétricos. As principais características do programa são: determinação do estado pré-falta do sistema e inclusão dos efeitos dos seus elementos em derivação nos cálculos de curtos-circuitos; consideração dos efeitos dos acoplamentos mútuos de linhas paralelas; cálculos de curtos-circuitos em linhas de transmissão; utilização do método do vetor esparso; cálculos de curtos-circuitos nas redes de média/baixa tensão e de fatores de aterramento; consideração do deslocamento angular dos transformadores e cálculos de fluxos de correntes de curtos-circuitos nos enrolamentos dos autotransformadores. O programa foi testado em vários sistemas, destacando-se dentre eles um trecho real do sistema da região sudeste brasileira de 138/69/13,8-11,95 kV, com 216 barras, 263 ramos e 98 linhas com acoplamentos mútuos e um sistema de EAT de 500/345/138 kV, com 28 barras, 60 ramos e 11 linhas com acoplamentos mútuos baseado em dados do sistema sul-sudeste brasileiro.

Abstract

This work describes the implementation of a software for short circuit calculations. Its objective is to facilitate the analysis and studies of electric systems protection. The main characteristics of the program consists: System pre fault state determination including shunt elements in the short circuit computation; parallel transmission lines mutual coupling assumptions; transmission lines short circuit calculations; utilization of the sparse vector method; short circuit computation for low/medium voltage network and grounding factors; consideration of transformers angular displacement and autotransformers windings short circuit current flows calculation. The software has been tested for several systems, including part of Southeast Brazilian region system of 138/69/13.8-11.95 kV, consisting of 216 busses, 263 lines and 98 lines with mutual coupling, and a 500/345/138 kV system, consisting of 28 busses, 60 lines and 11 lines with mutual coupling, based on the South-Southeast Brazilian system data.

Sumário

Capítulo I

Introdução	1
------------	---

Capítulo II

Análise de Curto-circuito em Sistemas Elétricos de Potência	4
2.1 Métodos de simulação digital	4
2.1.1 Método das Matrizes Nodais	5
2.1.2 Método da Matriz Z_{BARRA}	5
2.1.3 Método da Matriz Y_{BARRA} fatorada	6
2.1.4 Método da Matriz Z_{BARRA} esparsa	6
2.1.5 Método do Vetor Esparso	7
2.2 Análise convencional de curtos-circuitos	8
2.3 Representação dos parâmetros de um SEP	9
2.3.1 Linhas de transmissão	9
2.3.2 Geradores síncronos	11
2.3.3 Banco de capacitores e reatores	12
2.3.4 Transformadores	13
2.3.5 Cargas	16

Capítulo III

Cálculos de Curto-circuito	
Considerando-se o Estado Inicial do Sistema	18
3.1 Determinação das tensões internas das máquinas síncronas	19
3.2 Inclusão dos elementos em derivação na matriz de curto-circuito	20
3.3 Cálculos de curtos-circuitos	21
3.3.1 Tensões pós-falta	23
3.3.1.1 Tensões de seqüências pós-falta na barra curto-circuitada	24
3.3.1.2 Tensões pós-falta nas barras de primeira e segunda vizinhança	25
3.3.2 Curto-circuito trifásico	26
3.3.3 Curto-circuito monofásico	27
3.4 Retirada de linhas e curto-circuito no fim da linha	31

Capítulo IV

Melhoramentos Adicionais	33
4.1 Cálculos de curtos-circuitos em linhas de transmissão	34
4.2 Cálculos de curtos-circuitos nas redes de média e baixa tensão	37
4.3 Cálculos de fatores de aterramento	38
4.4 Transformadores	41
4.4.1 Deslocamentos introduzidos pelos transformadores	43
4.4.2 Autotransformador	44
4.4.3 Ensaios de fábrica	49

Capítulo V

Testes e Resultados	53
5.1 Testes com o sistema exemplo de 3 barras	54

5.2	Testes com o sistema exemplo de 14 barras	55
5.3	Testes com o sistema de 28 barras	58
5.4	Testes com o sistema de 216 barras	64
5.5	Comparações entre os tempos de execução dos programas	72
Capítulo VI		
	Conclusões	73
	Referências Bibliográficas	75
Apêndice A		
	Método Desacoplado Rápido para Cálculos de Fluxo de Carga	79
AA.1	Notação utilizada	80
AA.2	Dedução do algoritmo básico	80
Apêndice B		
	Capacitância de Linhas de Transmissão	83
AB.1	Capacitância de condutores	84
AB.2	Capacitância de seqüências positiva e negativa	86
AB.3	Capacitância de seqüências zero	86
AB.4	Exemplo de cálculo de capacitância	88
Apêndice C		
	Acoplamentos Mútuos em Linhas de Transmissão	89
Apêndice D		
	Produção	93

Lista de Tabelas

2.1	Corrente de carregamento aproximada em Linhas de Transmissão de EAT	10
4.1	Comparação entre um transformador e um autotransformador	48
4.2	Ensaio de curto-circuito em autotransformadores	51
5.1	Curtos-circuitos monofásicos no sistema exemplo de 3 barras	54
5.2	Curtos-circuitos trifásicos no sistema exemplo de 3 barras	55
5.3	Curtos-circuitos monofásicos no sistema exemplo de 14 barras	56
5.4	Curtos-circuitos trifásicos no sistema exemplo de 14 barras	57
5.5	Estado inicial do sistema exemplo de 14 barras	58
5.6	Barras do sistema de 500/345/138 kV	59
5.7	Curtos-circuitos monofásicos no sistema de 500/345/138 kV	60
5.8	Curtos-circuitos trifásicos no sistema de 500/345/138 kV	60
5.9	Estado inicial do sistema de 500/345/138 kV	61
5.10	Curtos-circuitos monofásicos em uma das linhas Araraquara-Marimondo	62
5.11	Curtos-circuitos trifásicos em uma das linhas Araraquara-Marimondo	62
5.12	Fluxos de correntes de seqüências zero com e sem acoplamentos mútuos	62
5.13	Curtos-circuitos em Araraquara – linha aberta e fim de linha	63

5.14	Correntes de curto-circuito no autotransformador – modelo convencional	63
5.15	Correntes de curto-circuito no autotransformador – modelo completo	63
5.16	Curtos-circuitos monofásicos no sistema de 138/69/13,8-11,95 kV	64
5.17	Curtos-circuitos trifásicos no sistema de 138/69/13,8-11,95 kV	66
5.18	Estado inicial do sistema de 138/69/13,8-11,95 kV	66
5.19	Curto-circuito monofásico em uma das linhas Tanquinho-Paineiras	67
5.20	Curto-circuito trifásico em uma das linhas Tanquinho-Paineiras	67
5.21	Fluxos de correntes de seqüências zero com e sem acoplamentos mútuos	68
5.22	Curtos-circuitos em Tanquinho com linha aberta e curto-circuito no fim da linha	68
5.23	Correntes de curto-circuito no autotransformador utilizando o modelo convencional	69
5.24	Correntes de curto-circuito no autotransformador utilizando o modelo completo	69
5.25	Fatores de aterramento	69
5.26	Simulação de curto-circuito em subestação de distribuição – modelo convencional	70
5.27	Simulação de curto-circuito em subestação de distribuição – modelo completo	71
5.28	Tempos de execução dos programas	72

Lista de Figuras

2.1	Modelo π -nominal de uma linha de transmissão	9
2.2	Modelo de seqüências positiva de um gerador	11
2.3	Modelo de um banco de capacitores e de um reator	13
2.4	Opções de modelo elétrico para transformador	14
2.5	Representação π do Modelo 1	15
3.1	Modelo da máquina síncrona para cálculos de fluxo de carga	17
3.2	Diagrama de blocos do programa de cálculo de curtos-circuitos	19
3.3	Representação de um curto-circuito num SEP	20
4.1	Simulação de um curto-circuito numa linha de transmissão	34
4.2	Representação da corrente de curto-circuito como injeções de compensação nas barras terminais da linha curto-circuitada	35
4.3	Diagramas sequenciais para o cálculo das sobretensões nas fases sãs durante falta fase-terra	38
4.4	Sistema radial	41
4.5	Sistema interligado das regiões sul-sudeste brasileiro	42
4.6	Interligação dos sistemas de transmissão	43
4.7	Sistema de potência	43
4.8	Diagrama unifilar de impedâncias em <i>p.u.</i>	44

4.9	Deslocamentos no transformador triângulo/estrela	44
4.10	Diagramas fasoriais	44
4.11	Falhas no terciário dos autotransformadores	45
4.12	Transformador e autotransformador	46
4.13	Autotransformador	47
4.14	Autotransformador trifásico	48
4.15	Ensaio de curto-circuito de um transformador de dois enrolamentos	49
4.16	Ensaio de curto-circuito de um autotransformador de três enrolamentos	51
4.17	Circuito equivalente de um autotransformador de três enrolamentos	52
5.1	Sistema exemplo de 3 barras	54
5.2	Sistema exemplo de 14 barras	56
5.3	Sistema de 500/345/138 kV	59
5.4	Trecho do sistema de 138/69/13,8-11,95 kV	65
AA.1	Diagrama de blocos do método Desacoplado Rápido	82
AB.1	Circuito monofásico	85
AB.2	Linha trifásica e seus condutores imaginários	87
AC.1	Duas bobinas magneticamente acopladas	90
AC.2	Indução mútua entre linhas de transmissão paralelas	91

Capítulo I

Introdução

Um sistema elétrico de potência está sujeito a distúrbios em operação normal ou aparecimento de falhas em qualquer um de seus componentes. A forma mais comum de distúrbio em operação normal é a sobrecarga, ou seja, o fluxo de corrente (ou MVA) em um determinado equipamento excede o seu valor nominal.

O tipo de falha mais comum e também o mais severo é o curto-circuito, decorrente da ruptura de isolamento entre um condutor de uma fase e terra ou entre fases. A magnitude da corrente de curto-circuito depende de vários fatores, tais como: tipo de curto-circuito, capacidade do sistema de geração, topologia do sistema, método de conexão e operação dos neutros dos transformadores, distância elétrica da falha em relação às unidades geradoras, etc. [SATO79].

Os programas de curto-circuito, na maioria dos casos, simulam faltas trifásicas e monofásicas, nas quais além do caso básico são calculadas as faltas em trechos das linhas e as condições de linha aberta (*line-out*) e falta no fim da linha (*line end-fault*). No entanto, esses programas utilizam modelos matemáticos simplificados para a rede elétrica (curto-circuito convencional). Em tais modelos, geralmente não se considera o estado inicial real do sistema e se desprezam as cargas do sistema e todos os demais elementos em derivação

(capacitância das linhas de transmissão, transformadores fora da derivação nominal, banco de capacitores e reatores).

As grandezas calculadas (módulos ou módulos e ângulos) nos três casos são:

- potência (MVA) de curto-circuito total;
- contribuições (em MVA) das barras remotas;
- tensões (em pu) nas barras remotas;
- tensões (em pu) de sequência positiva, negativa e zero nas barras em estudo.

No Capítulo II é apresentado um histórico dos métodos de simulação digital e o método de vetores esparsos, utilizado na determinação dos elementos da matriz Z_{BARRA} . São descritos a modelagem dos elementos que compõem a rede elétrica na análise de curto-circuito convencional e os melhoramentos feitos nesses modelos.

O Capítulo III descreve os cálculos de curtos-circuitos considerando o estado inicial e os elementos em derivação do sistema. É apresentada a forma de determinação do estado inicial, a inclusão dos efeitos dos elementos em derivação nas matrizes de admitâncias e o equacionamento utilizado para os cálculos de curtos-circuitos monofásico e trifásico.

O Capítulo IV apresenta alguns melhoramentos adicionais introduzidos no programa tendo como objetivo facilitar os estudos e análises da proteção de sistemas elétricos: cálculos de curtos-circuitos em linhas de transmissão, cálculos de curtos-circuitos nas redes de média e baixa tensão, cálculo de fatores de aterramento, consideração do deslocamento angular em transformadores e cálculos de fluxos de correntes de curto-circuito nos enrolamentos dos autotransformadores.

No Capítulo V são mostrados os testes realizados em vários sistemas, destacando-se entre eles, um trecho real do sistema da região sudeste brasileira de 138/69/13,8-11,95 kV, com 216 barras, 263 ramos e 98 linhas com acoplamento mútuo e um sistema de 500/345/138 kV com 28 barras, 60 ramos e 11 linhas com acoplamento mútuo, baseado em dados do sistema sul-sudeste brasileiro.

No Capítulo VI estão as conclusões.

No Apêndice A apresenta-se o método Desacoplado Rápido para cálculo de fluxo de carga.

No Apêndice B apresenta-se a determinação de capacitâncias de seqüências positiva, negativa e zero de linhas de transmissão.

No Apêndice C apresenta-se os efeitos de acoplamentos mútuos em linhas paralelas.

Capítulo II

Análise de Curto-Circuito em Sistemas Elétricos de Potência

A análise de curto-circuito é imprescindível tanto no planejamento como na operação de um sistema elétrico de potência. A corrente de curto-circuito excede consideravelmente a corrente nominal dos equipamentos afetados, podendo trazer danos materiais e distúrbios na operação normal do sistema.

2.1 Métodos de Simulação Digital

O primeiro passo na análise de um sistema de potência é o desenvolvimento de modelos matemáticos, que devem descrever as características individuais dos componentes da rede, assim como as relações decorrentes das suas interligações [STAG68]. A aplicação da notação matricial para representar as equações algébricas da rede elétrica permitiu a sistematização de problemas complexos tornando possível a utilização do computador digital.

Após a modelagem conveniente da rede de um sistema de potência, a simulação de curto-circuito consiste em resolver o sistema de equações algébricas lineares:

$$Y_{BARRA} \cdot \underline{E} = \underline{I} \quad (2.1)$$

em que:

Y_{BARRA} - matriz de admitância nodal;

\underline{E} - vetor tensão nodal;

\underline{I} - vetor corrente injetada.

A solução do sistema de equações (2.1) é dada por:

$$Z_{BARRA} \cdot \underline{I} = \underline{E} \quad (2.2)$$

em que:

Z_{BARRA} - matriz de impedância nodal.

A seguir são apresentados os métodos mais comuns utilizados para a resolução do sistema de equações (2.1).

2.1.1 Método das Matrizes Nodais

O método das matrizes nodais consiste em se resolver o sistema de equações (2.1) pela inversão direta da matriz Y_{BARRA} . A inversão direta de uma matriz $n \times n$ requer operações proporcionais à n^3 , o que torna este método limitado para sistemas grandes [SATO60].

2.1.2 Método da Matriz Z_{BARRA}

O método de obtenção da matriz Z_{BARRA} , também chamada de matriz de curto-circuito, consiste em se formar a matriz passo a passo, simulando-se a própria construção da rede, a partir do nó de referência, acrescentando-se uma linha por vez.

Parte-se da matriz Z_{BARRA} de um sistema de dimensão unitária e, através de modificações seqüenciais, obtém-se a matriz do sistema completo [BROW77].

A matriz de impedância nodal obtida por esse método é cheia. Tal característica traz limitação no seu armazenamento para grandes sistemas. A técnica de eliminar os nós do sistema que não interessam do ponto de vista do cálculo de curto-circuito, de certa forma sanou essa restrição. No entanto, o processo de eliminação de nós, exige um tempo de computação que pode ser

excessivo quando a parte do sistema que se quer eliminar tem dimensão elevada.

2.1.3 Método da Matriz Y_{BARRA} fatorada

Em sistemas de potência certas matrizes dos coeficientes são esparsas. Entre elas está a matriz de admitância nodal Y_{BARRA} . A sua esparsidade advém do fato de uma barra estar ligada diretamente a uma pequena fração do número total de barras do sistema. Normalmente, quanto maior o sistema menor será esta fração, o que significa que o grau de esparsidade cresce com o número de barras [MONT83].

Técnicas de fatoração triangular de matrizes esparsas podem ser utilizadas com eficiência no cálculo de curto-circuito, mesmo para sistemas de grandes dimensões [TAKA73].

A simulação de um curto-circuito trifásico na barra k de um sistema exige apenas o conhecimento dos elementos da coluna k da matriz Z_{BARRA} . A coluna k da matriz Z_{BARRA} pode ser obtida resolvendo-se o sistema (2.1), a partir dos fatores triangulares esparsos da matriz Y_{BARRA} . Na simulação de curto-circuito monofásico na barra k , pode ser necessário o conhecimento de outras colunas da matriz Z_{BARRA} , além da coluna k , que são obtidas pelo mesmo processo.

2.1.4 Método da Matriz Z_{BARRA} esparsa

Quando é simulado um curto-circuito em uma barra do sistema, as determinações das tensões nodais e as contribuições de primeira vizinhança não exigem o conhecimento completo da matriz Z_{BARRA} . Este fato motivou o estudo de técnicas especiais de obtenção seletiva de elementos da matriz Z_{BARRA} a partir do conhecimento da forma fatorada da matriz Y_{BARRA} (decomposição LU) [TAKA73], [ZOLL75].

A matriz Z_{BARRA} esparsa é formada pelos próprios elementos da matriz Z_{BARRA} das posições em que existem elementos não nulos na matriz Y_{BARRA} . Os elementos da matriz Z_{BARRA} são armazenados de forma compacta, da mesma maneira que a matriz Y_{BARRA} e seus fatores triangulares.

O método da matriz Z_{BARRA} esparsa é vantajoso no cálculo de curto-circuito trifásico quando só são exigidas contribuições de primeira, e eventualmente, segunda vizinhanças. O método também pode ser utilizado com vantagens no cálculo de curto-circuito monofásico, quando não aparece o efeito de indutâncias mútuas.

Em situações em que é necessária a determinação de contribuição de ordens superiores (tanto para curto-circuito trifásico como monofásico), ou então em que deve ser levado em conta o efeito das indutâncias mútuas (curto-circuito monofásico), o método da matriz Y_{BARRA} fatorada, mencionado no item precedente, é a melhor alternativa.

2.1.5 Método do Vetor Esparsos

O método de vetores esparsos [TINN85] é utilizado para aumentar a eficiência dos algoritmos para resolução dos problemas da rede elétrica, pois, eliminam-se todas as operações matriciais desnecessárias.

A matriz Y_{BARRA} da equação (2.1) pode ser fatorada na forma mostrada na equação (2.3), que se segue:

$$Y_{BARRA} = L.D.U \quad (2.3)$$

Pode-se ter uma determinada situação em que o vetor independente \underline{I} possua um grande número de elementos nulos. Pode-se ter outra situação em que se deseja conhecer apenas alguns elementos do vetor solução \underline{E} .

A solução do sistema (2.3) pode ser obtida em duas etapas, operando-se com as matrizes L , D e U , conforme se segue:

$$U\underline{E} = D^{-1} \cdot L^{-1} \cdot \underline{I} = \underline{Z} \quad (2.4)$$

$$\underline{E} = U^{-1} \cdot \underline{Z} \quad (2.5)$$

A equação (2.4) define a solução *forward* e a equação (2.5) define a solução *backward* para o problema. Para o método de vetores esparsos é fundamental que a etapa *forward* seja executada por colunas e a etapa *backward* por linhas.

Para o caso em que \underline{I} é esparsos, só é necessário realizar operações com algumas colunas da matriz L (*fast forward* - FF). Na análise de curto-circuito o caso é extremo, pois, somente um elemento do vetor \underline{I} é diferente de zero. Se somente alguns elementos de \underline{E} são necessários, basta realizar a operação com algumas linhas de U (*fast backward* - FB).

O subconjunto de colunas para FF é uma função das estruturas esparsas de L e \underline{I} , enquanto que o subconjunto de linhas para FB é uma função das estruturas esparsas de U e \underline{E} . As estruturas esparsas de L e U , por sua vez, dependem da esparsidade da matriz Y_{BARRA} e do algoritmo de ordenação adotado.

As colunas de L que deverão ser utilizadas para a solução FF ou as linhas de U que deverão ser utilizadas para a solução FB, formam uma lista ordenada, chamada de caminho de fatoração.

A idéia do caminho de fatoração é fundamental para o método de vetores esparsos e é através dela que se obtém uma economia de cálculos para a solução das equações (2.4) e (2.5).

2.2 Análise Convencional de Curtos-circuitos

Na análise convencional [SATO79] de curtos-circuitos, são adotadas as seguintes simplificações na modelagem da rede elétrica:

- todas as máquinas síncronas do sistema operando com tensões $1.0 \text{ p.u. } \angle 0^\circ$;
- as cargas do sistema são desprezadas;
- as capacitâncias das linhas de transmissão são ignoradas;
- os bancos de capacitores e reatores são desprezados;
- consideram-se todos os transformadores operando na derivação nominal;
- a rede de seqüência negativa é idêntica a de seqüência positiva.

Estas simplificações têm como justificativa, o fato de as correntes de curtos-circuitos serem muito superiores às correntes que fluem em condições de operação normal. Tais simplificações também proporcionam uma economia de memória e esforço computacional. Entretanto, estas simplificações podem acarretar imprecisões nos resultados.

A precisão dos resultados obtidos pelo método convencional, pode ser melhorada representando-se adequadamente todos os elementos do sistema. As representações mostradas a seguir são utilizadas no melhoramento dos modelos matemáticos do sistema elétrico.

2.3 Representação dos Parâmetros de um SEP

2.3.1 Linhas de Transmissão

As equações gerais que relacionam tensão e corrente em uma linha de transmissão partem do princípio de que todos os seus parâmetros são distribuídos ao longo da linha.

Para uma linha de transmissão classificada como curta (até 80 km), a capacitância em derivação é tão pequena que pode ser inteiramente desprezada sem perda apreciável de precisão, e é suficiente considerar apenas a resistência em série R e a indutância em série L para todo o comprimento da linha, ou seja, a sua impedância série.

Uma linha média (de 80 a 240 km) pode ser representada com precisão suficiente por parâmetros R e L concentrados e com metade da capacitância à terra por fase concentrada em cada extremidade do circuito equivalente. Tal modelo é conhecido como modelo π -nominal de uma linha de transmissão e é apresentado na Figura 2.1, em que z é a impedância série, y é a admitância total em derivação da mesma [STEV86] e $I_{\text{chg.}}$ é a corrente que circula por y . A condutância em derivação g é usualmente desprezada no cálculo de corrente e de tensão em linhas aéreas de transmissão de potência.

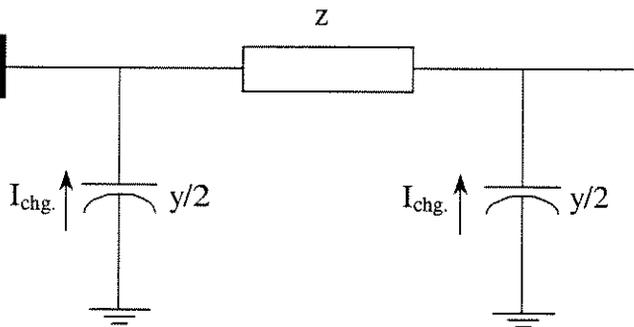


Figura 2.1: Modelo π -nominal de uma linha de transmissão

Na solução exata de qualquer linha de transmissão e na solução com alto grau de precisão de linhas de 60 Hz com mais de 240 km (linhas de transmissão longas), devemos considerar que os parâmetros da linha são distribuídos uniformemente ao longo dela e não concentrados.

Nos cálculos de curtos-circuitos convencionais, todas as linhas de transmissão são representadas apenas por suas impedâncias série. Suas capacitâncias em derivação são desprezadas. Para melhorar esse modelo, as linhas de transmissão são representadas, em todas as seqüências pelo modelo π -equivalente da Figura 2.1.

O modelo de seqüência zero de linha de transmissão difere do modelo de seqüências positiva e negativa apenas nos valores de impedância série z e admitância para terra y .

A Tabela 2.1 [GENE65] mostra os valores das correntes de carregamento para linhas típicas de 345, 500 e 700 kV. Os valores são dados por 100 milhas.

Tabela 2.1: Corrente de carregamento aproximada em Linhas de Transmissão de EAT

Tensão da Linha (kV)	Condutores por Fase	MVA Capacitivo por 100 milhas	Corrente Capacitiva (A)
345	2	80	134
500	2	165	190
500	3	180	208
500	4	195	225
700	3	350	289
700	4	375	310

Em linhas de 230 kV com um condutor por fase, a corrente de carregamento é de aproximadamente 72 amperes por 100 milhas e em linhas de 115 kV este valor é de 36 ampères por 100 milhas. Com esta comparação, verifica-se que o efeito das capacitâncias em derivação das linhas de transmissão são maiores em linhas de transmissão de EAT. Isto ocorre por causa da presença de múltiplos condutores por fase combinado com o comprimento destas linhas [GENE65] (linhas médias e longas).

Valores altos de correntes de carregamento podem ter efeitos adversos em relés do tipo comparação de fases e em relés direcionais de sobrecorrente.

Os parâmetros z e y são valores calculados em função dos condutores, comprimento e configuração das linhas de transmissão. Nas análises de sistemas de potência os valores de z de seqüência positiva e zero e y de seqüência positiva, são bastante utilizados. Porém, o valor de y de seqüência zero raramente é conhecido pois nos cálculos de curto-circuito convencional estes valores são desprezados. Em geral, os valores de y de seqüência zero variam entre 0,4 e 0,55 vezes o seu valor de seqüência positiva. Para facilitar a

preparação de um banco de dados para os cálculos de curtos-circuitos considerando-se tais elementos (Capítulo III), seus valores foram aproximados para 0,5 vezes o seu valor de seqüência positiva. O Apêndice B mostra como são feitos os cálculos das capacitâncias de seqüência zero de linhas de transmissão.

2.3.2 Geradores Síncronos

O modelo simplificado de um gerador síncrono adotado para seqüência positiva, é mostrado na Figura 2.2 [RAMO82], [SEN89] e [STEV86],

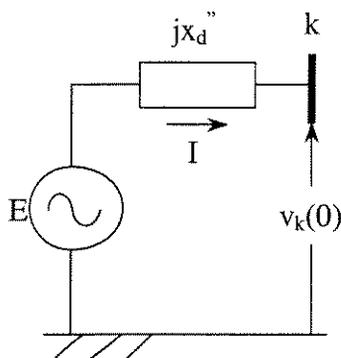


Figura 2.2: Modelo de seqüência positiva de um gerador

em que E é a tensão interna do gerador, x_d'' é a reatância subtransitória do gerador, $v_k(0)$ é a tensão pré-falta na barra k e I é a corrente injetada na mesma. A determinação de E e de $v_k(0)$ é mostrada no Capítulo III.

No modelo convencional, a tensão interna do gerador (E) e a tensão pré-falta na barra k ($v_k(0)$) são consideradas iguais a $1,0 \text{ p.u. } \angle 0^\circ$. A determinação destes valores é apresentada no Capítulo III.

O valor da reatância subtransitória de seqüência negativa é dado pela seguinte expressão:

$$x^- = \frac{x_d'' + x_q''}{2} \quad (2.6)$$

em que x^- é a reatância subtransitória de seqüência negativa, x_d'' é a reatância subtransitória de eixo direto e x_q'' é a reatância subtransitória de eixo em quadratura [KIMB68].

Uma simplificação normalmente adotada é a consideração de $x_q'' = x_d''$. Essa afirmação é verdadeira apenas para máquinas que possuem enrolamento interpolar e dela resulta que $x^- = x_d''$.

Portanto, na seqüência negativa, o gerador é representado por sua reatância subtransitória (x_d'').

2.3.3 Banco de Capacitores e Reatores

Pode-se melhorar o comportamento das linhas de transmissão, especialmente as de comprimento médio e as mais longas, por compensação reativa em série ou em derivação. A compensação em série consiste na conexão de um banco de capacitores em série com o condutor de cada fase da linha. A compensação em derivação é feita pela conexão de reatores entre cada fase e o neutro.

O banco de capacitores reduz a impedância em série da linha, que é a causa principal da queda de tensão e o fator mais importante na determinação da máxima potência que pode ser transmitida.

Os reatores são utilizados para reduzir a corrente de carregamento do sistema (I_{chg} – Figura 2.1) e o aumento excessivo da tensão em barras de linhas longas de alta tensão sem carga.

Pela aplicação de compensação em série e em derivação a linhas de transmissão longas, torna-se possível transmitir eficientemente grandes quantidades de potência dentro de restrições de tensão desejadas. A melhor maneira seria colocar os elementos em derivação e em série a intervalos regulares ao longo da linha. Os capacitores em série podem ser curto circuitados e os indutores em derivação podem ser desligados sempre que for conveniente.

Nos cálculos de curtos-circuitos convencionais, os parâmetros dos bancos de capacitores e reatores não são considerados.

Para se representar bancos de capacitores e reatores nas seqüências positiva, negativa e zero, utiliza-se o modelo da Figura 2.3. [RAMO82],

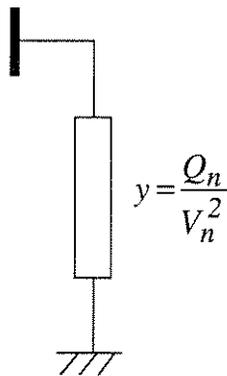


Figura 2.3: Modelo de um banco de capacitores e de um reator

em que Q_n é a potência reativa nominal do banco de capacitores ou do reator e V_n é a tensão nominal do banco de capacitores ou do reator.

2.3.4 Transformadores

Na análise convencional de curtos-circuitos os transformadores são modelados simplesmente por uma reatância série. No Capítulo IV são discutidos alguns itens referentes ao assunto.

Na modelagem utilizada neste trabalho é considerado o *tap* variável.

O transformador com *tap* variável [MONT83] e [PERE97], exerce uma importância fundamental no controle da potência reativa nos sistemas de transmissão de energia elétrica, uma vez que um ajuste do *tap* repercute em alterações nas tensões nodais das barras conectadas aos seus terminais e portanto determinam mudanças no balanço das injeções de potência reativa nesses nós. Daí a importância em se ter uma perfeita compreensão da representação elétrica de um transformador. O equivalente π trata-se de uma modelagem bastante didática e de fácil compreensão, o qual é detalhado a seguir.

Há quatro opções de modelo elétrico para o transformador em-fase, conforme Figura 2.4.

No modelo 1 da Figura 2.4 [YOUS93], tem-se que as relações das magnitudes de tensão e corrente complexas dos nós k e p são dadas por:

$$\frac{v_k}{v_p} = T_{kl} \tag{2.7}$$

$$\frac{i_{kl}}{i_{lk}} = -T_{kl}$$

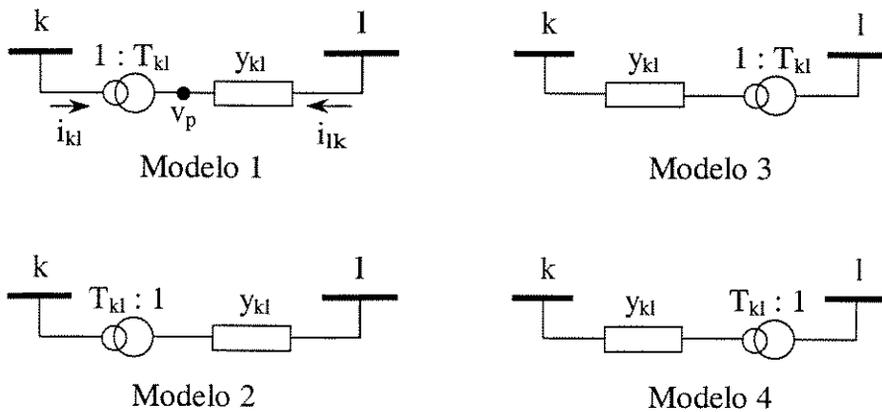


Figura 2.4: Opções de modelo elétrico para transformador

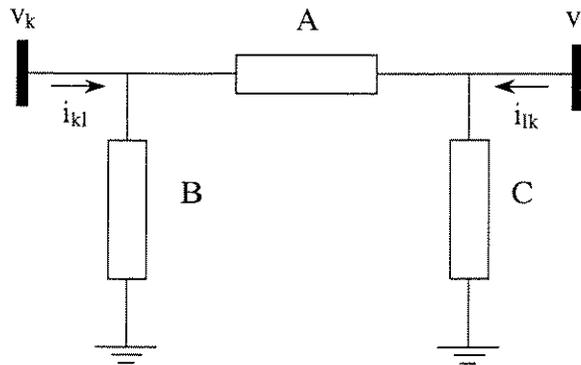
As equações do fluxo de corrente, considerando-se as relações (2.7), podem ser expressas da seguinte maneira:

$$i_{kl} = -T_{kl} \cdot y_{kl} (v_l - v_p) = (T_{kl}^2 \cdot y_{kl}) v_k + (-T_{kl} \cdot y_{kl}) v_l \tag{2.8}$$

$$i_{lk} = -y_{lk} (v_l - v_p) = (-T_{kl} \cdot y_{kl}) v_k + (y_{kl}) v_l \tag{2.9}$$

Nos cálculos convencionais de curtos-circuitos, os transformadores são considerados operando com sua derivação nominal ($T_{kl} = 1$). Neste caso, o transformador pode ser representado apenas por sua admitância série (y_{kl}) e é desprezado o seu ramo magnetizante.

Fora da derivação nominal, adota-se para o transformador, o modelo π -equivalente da Figura 2.5,


 Figura 2.5: Representação π do Modelo 1

A determinação dos elementos A , B e C ocorre pela identificação das equações (2.8) e (2.9) com as correspondentes correntes do equivalente π dadas por:

$$i_{kl} = (A + B) v_k + (-A) v_l \quad (2.10)$$

$$i_{lk} = (-A) v_k + (A + C) v_l \quad (2.11)$$

Tem-se então:

$$A = T_{kl} y_{kl} \quad (2.12)$$

$$B = T_{kl} (T_{kl} - 1) y_{kl} \quad (2.13)$$

$$C = (1 - T_{kl}) y_{kl} \quad (2.14)$$

Este tipo de representação proporciona uma adequada compreensão da forma como os ajustes dos *taps* dos transformadores influenciam nos fluxos de potência reativa e também como funcionam na regulação de tensão nos seus terminais. Quando T_{kl} é unitário, as admitâncias B e C são nulas e o circuito é reduzido à admitância y_{kl} (*tap* nominal). Alterando-se a relação para um valor $T_{kl} > 1$, B terá um sinal contrário a y_{kl} e, portanto, será do tipo capacitivo enquanto C será do tipo indutivo: há uma tendência em aumentar v_k e reduzir v_l . Ao contrário, fazendo $T_{kl} < 1$, B será indutivo e C apresentará um

comportamento capacitivo: percebe-se uma tendência em aumentar v_l e diminuir v_k . Quando uma das tensões é rígida, tudo se passa como se o transformador se apoiasse em um de seus terminais para elevar ou diminuir a magnitude da tensão do terminal oposto.

Para um transformador de três enrolamentos, o modelo deve ser suficientemente versátil para permitir a representação de *taps* em qualquer dos enrolamentos.

2.3.5 Cargas

As correntes de carga geralmente são desprezadas em cálculos de curtos-circuitos, por serem muito inferiores e por estarem fora de fase da corrente de curto-circuito, mas em alguns casos, estas correntes podem ser consideráveis e devem ser adicionadas à corrente de curto-circuito. A corrente de carga é mais significativa em sistemas com baixa capacidade de curto-circuito e com baixa relação X/R [BYER58].

As formas mais comuns de representação de cargas são “impedância/admitância constante”, “corrente-constante” e “potência constante”.

O comportamento da carga durante um curto-circuito não é conhecido precisamente. Pode-se assumir que ela se comporta como uma admitância constante ou que parte dela varia com a tensão [PROU82].

Para representar a carga como admitância constante nos cálculos de curtos-circuitos, deve-se determinar inicialmente o estado pré-falta do sistema (Cálculo de Fluxo de Carga – Apêndice A). No cálculo de fluxo de carga, as cargas do sistema são modeladas como potência-constante [HAQU95] e [HAWA87] e em seguida são convertidas para um valor de admitância constante [SHIP62] e [UNDR,75], para os cálculos de curto-circuito, através da expressão (2.15).

$$y_k = \frac{S_k^*}{2v_k} \quad (2.15)$$

em que y_k é o valor da admitância da carga na barra k , S_k^* é o conjugado da potência complexa da carga e v_k é a tensão pré-falta.

A grande maioria das cargas de um sistema de potência está conectada ao sistema de distribuição. O sistema de distribuição por sua vez, geralmente é conectado ao sistema de transmissão através de transformadores do tipo estrela-triângulo, ficando a carga conectada ao lado estrela do transformador. Assim sendo, os parâmetros de seqüência zero das cargas não são considerados, pois ficam isoladas do sistema devido a presença do delta do transformador.

Capítulo III

Cálculos de Curtos-Circuitos Considerando-se o Estado Inicial do Sistema

Para incluir os elementos em derivação do sistema (cargas, capacitância de linhas de transmissão, transformadores fora da derivação nominal, banco de capacitores e reatores) nos cálculos de curtos-circuitos, é preciso inicialmente determinar o estado inicial do sistema. Isto é, necessita-se determinar as tensões pré-falta de todas as barras do sistema e as tensões internas de todas as máquinas síncronas.

As tensões pré-falta das barras do sistema são determinadas através dos cálculos de fluxo de carga, utilizando o método Desacoplado Rápido (Apêndice A).

O esforço computacional foi reduzido através da implementação de técnicas de vetores esparsos (item 2.1.5) nos cálculos de curtos-circuitos. O método de vetores esparsos, aumenta a eficiência do algoritmo de resolução dos problemas da rede elétrica pois reduz as operações matriciais.

3.1 Determinação das tensões internas das máquinas síncronas

Uma vez determinadas todas as tensões pré-falta do sistema, as tensões internas das máquinas síncronas também podem ser calculadas.

Nos cálculos de fluxo de carga, as máquinas síncronas são consideradas como sendo uma injeção de potência complexa nas barras as quais estão conectadas (Figura 3.1).

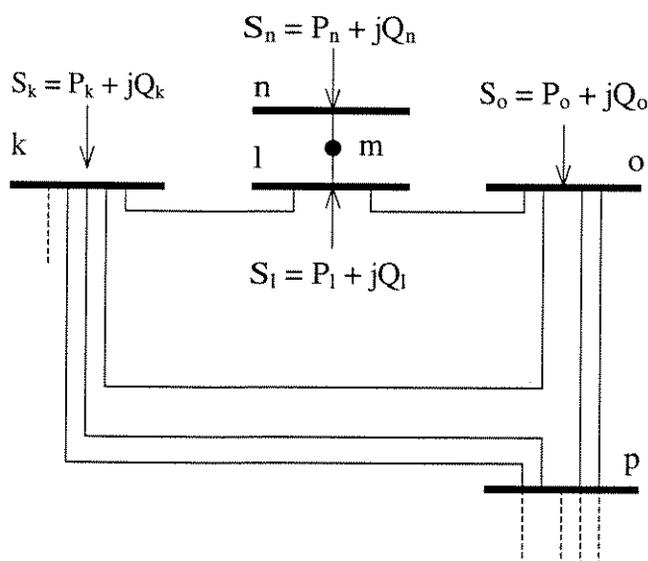


Figura 3.1: Modelo da máquina síncrona para cálculo de fluxo de carga

Tomando-se a barra k como exemplo, a potência S_k injetada na barra k , pode ser convertida para um valor de corrente, utilizando a seguinte expressão:

$$S_k = V_k(0) \cdot I_k^* \quad (3.1)$$

em que $V_k(0)$ é a tensão pré falta e I_k^* é o conjugado da corrente injetada na barra k . Da expressão (3.1) tem-se:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k(0)^*} \quad (3.2)$$

Observando-se a Figura (2.2), pode-se determinar a tensão interna do gerador síncrono E , através da seguinte expressão:

$$E_k = V_k(0) + jx_d'' . I_k \quad (3.3)$$

na qual I_k é o valor da corrente injetada na barra k , determinado através da expressão (3.2).

3.2 Inclusão dos elementos em derivação na matriz de curto-circuito

Após serem determinadas todas as tensões pré-falta do sistema, os seus elementos em derivação são convertidos para um valor de admitância conforme mostrado no Capítulo II.

Os elementos em derivação devem então ser incluídos na matriz admitância do sistema [RODO81]. Para isto, é preciso somar todas as admitâncias em derivação de cada barra do sistema e em seguida, somá-las à diagonal da matriz Y_{BARRA} . Desta forma, quando for obtida a matriz Z_{BARRA} por inversão da matriz Y_{BARRA} , o efeito dos elementos em derivação do sistema já estará incluído na mesma.

O algoritmo a seguir mostra como obter a matriz Z_{BARRA} do sistema com os seus elementos em derivação:

- a) formar um vetor de dimensão nb (número de barras), cujo conteúdo é a soma de todas as admitâncias em derivação de cada barra do sistema;
- b) somar os elementos do vetor, obtidos no passo (a), ao valor da diagonal da matriz Y_{BARRA} do caso básico.

Após a determinação da matriz Z_{BARRA} é possível então calcular o valor da potência de curto-circuito trifásico e monofásico em qualquer barra do sistema, assim como as contribuições das barras remotas. As expressões utilizadas para estes cálculos são mostradas nas seções seguintes.

São calculados os valores das potências e correntes de curtos-circuitos trifásico e monofásico em qualquer barra do sistema e as contribuições das barras remotas até a segunda vizinhança da barra curto-circuitada. Os cálculos podem ser realizados tanto no caso base (curto-circuito nas barras do sistema)

como em trechos de qualquer linha de transmissão do sistema, subdividindo-a em quantos trechos se desejar. Pode ser simulada também a abertura de qualquer uma das linhas de transmissão e curto-circuito no final da linha retirada.

Todas as simulações são possíveis de serem realizadas considerando-se os elementos em derivação do sistema ou pelo método convencional, desprezando-os.

O diagrama de blocos da Figura 3.2, ilustra o fluxograma do programa de cálculo de curto-circuito com a opção de se considerar o efeito dos elementos em derivação do sistema.

3.3 Cálculos de curtos-circuitos

Determinada a tensão pré-falta de todas as barras, a tensão interna dos geradores síncronos e a matriz Z_{BARRA} do sistema, considerando-se ou não os elementos em derivação, é possível então simular curtos-circuitos monofásico e trifásico em qualquer barra ou linha de transmissão do sistema. As expressões mostradas a seguir são para as simulações de curto-circuito nas barras do sistema (caso base) e são válidas tanto para os cálculos de curtos-circuitos considerando-se o estado inicial do sistema como para os convencionais. As expressões para as simulações de curto-circuito em trechos de linhas de transmissão (Capítulo IV), de retirada de linhas e curto-circuito no fim da linha são obtidas seguindo-se a mesma linha de raciocínio.

A Figura 3.3 mostra um curto-circuito numa barra k qualquer de um sistema fictício.

Na simulação de um curto-circuito como o da Figura 3.3, são determinadas as potências de curtos-circuitos trifásico e monofásico na barra k , e todos os fluxos de potência que circulam na rede até a segunda vizinhança da barra curto-circuitada. Ou seja, são determinados todos os fluxos que chegam à barra k , todos os fluxos nas linhas que envolvem as barras de primeira vizinhança (l e r) e os fluxos entre às barras de segunda vizinhança (m , q e s) e a referência ($z - s$).

Para determinar os fluxos de potência de curto-circuito, é preciso inicialmente determinar as tensões pós-falta de todas as barras até a segunda vizinhança. No caso do curto-circuito monofásico, é preciso determinar as tensões de seqüências positiva, negativa e zero destas barras.

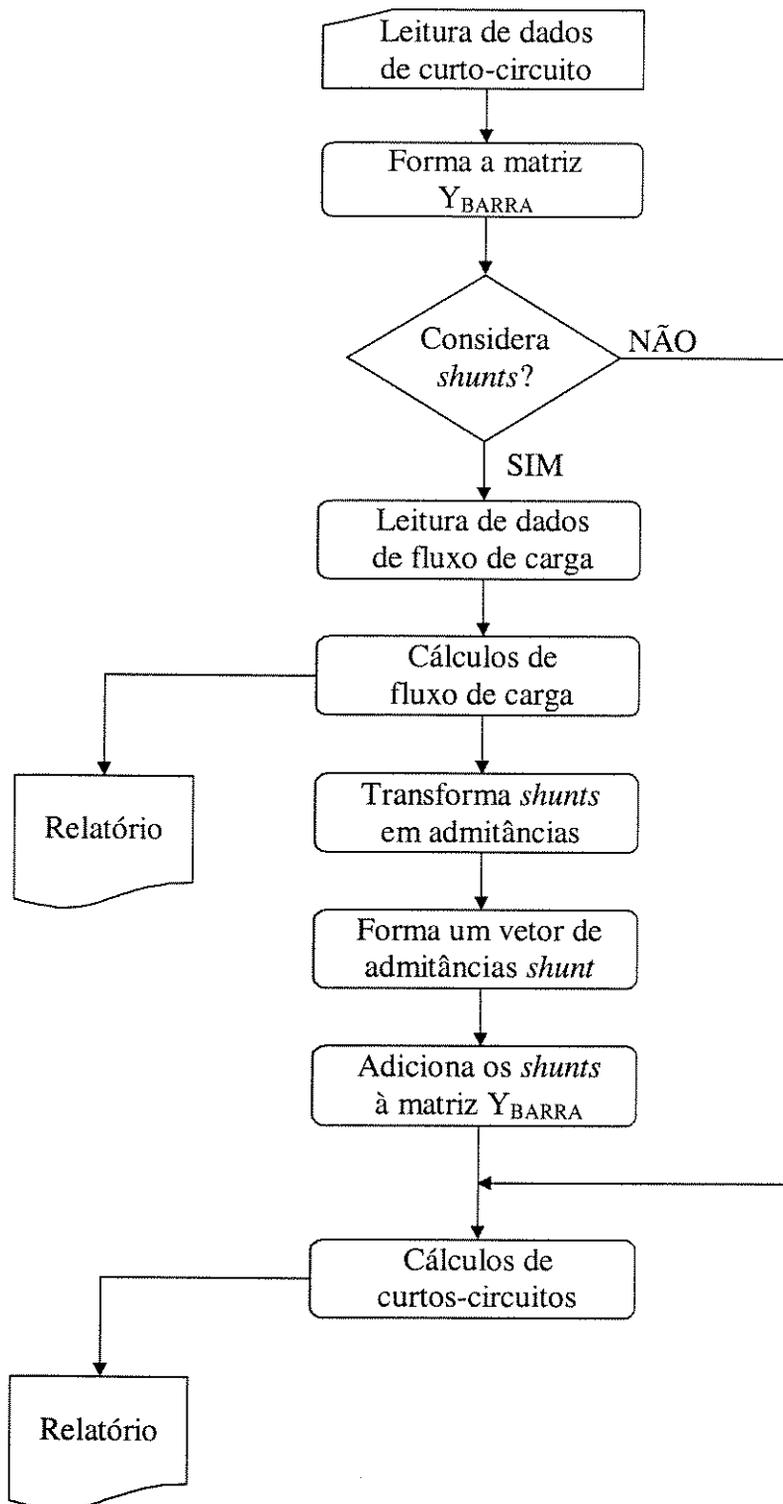


Figura 3.2: Diagrama de blocos do programa de cálculo de curtos-circuitos

As mesmas grandezas são determinadas nas simulações de curto-circuito em trechos de linhas de transmissão, de retirada de linhas e curto-circuito no fim da linha.

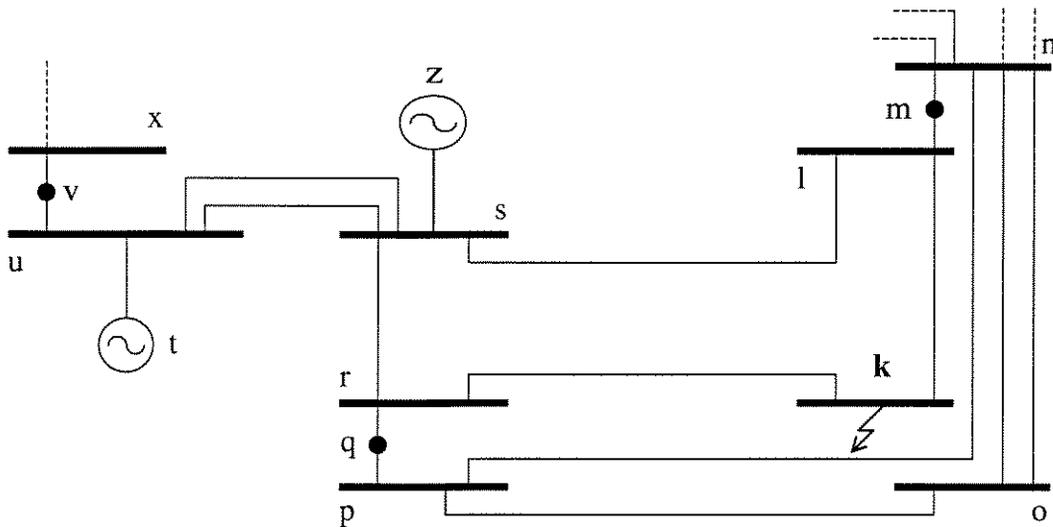


Figura 3.3: Representação de um curto-circuito num SEP

3.3.1 Tensões pós-falta

Supondo um curto-circuito na barra k do sistema da Figura 3.3. Se o curto-circuito é trifásico, a tensão pós-falta da barra k é igual a zero nas três fases. No entanto, se o curto-circuito é assimétrico (fase-terra, fase-fase e fase-fase-terra), haverá fluxo de correntes desequilibradas no sistema e a tensão pós-falta na barra k não mais poderá ser tomada como sendo zero.

O método de componentes simétricos é uma das mais poderosas ferramentas matemáticas para tratar com circuitos polifásicos desequilibrados e foi apresentado por C. L. Fortescue em 1918. De acordo com o teorema de Fortescue, três fasores desequilibrados de um sistema trifásico podem ser decompostos em três sistemas equilibrados de fasores. Os conjuntos equilibrados de componentes são:

- Componentes de seqüência positiva, consistindo em três fasores iguais em módulo, 120° defasados entre si, e tendo a mesma seqüência de fase que os fasores originais;
- Componentes de seqüência negativa, consistindo em três fasores iguais em módulo, 120° defasados entre si, e tendo seqüência de fase oposta à dos fasores originais;
- Componentes de seqüência zero, consistindo em três fasores iguais em módulo e em fase.

3.3.1.1 Tensões de seqüências pós-falta na barra curto-circuitada

As tensões de seqüências são obtidas através do valor da tensão pré-falta da barra e de alguns elementos da matriz de curto-circuito Z_{BARRA} .

A tensão de seqüência positiva na barra k curto-circuitada, é dada pela seguinte expressão:

$$v_k^+ = v_k(0) - \frac{(v_k(0) \cdot Z_{k,k}^+)}{(Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0)} \quad (3.4)$$

em que v_k^+ é a tensão de seqüência positiva na barra k , $v_k(0)$ é a tensão pré-falta na barra k , $Z_{k,k}^+$, $Z_{k,k}^-$ e $Z_{k,k}^0$ são os elementos da posição (k,k) das matrizes de curto-circuito de seqüência positiva, negativa e zero respectivamente. Como as redes de seqüência positiva e negativa são idênticas, $Z_{k,k}^+ = Z_{k,k}^-$.

As tensões de seqüência negativa e zero na barra k , são dadas pelas expressões 3.5 e 3.6 respectivamente.

$$v_k^- = - \frac{(v_k(0) \cdot Z_{k,k}^+)}{(Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0)} \quad (3.5)$$

$$v_k^0 = - \frac{(v_k(0) \cdot Z_{k,k}^0)}{(Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0)} \quad (3.6)$$

Se os elementos em derivação do sistema não forem considerados, o valor de $v_k(0)$ será tomado como sendo 1,0 p.u. $\angle 0^\circ$ e os valores de $Z_{k,k}^+$, $Z_{k,k}^-$ e $Z_{k,k}^0$ serão obtidos sem a inclusão destes elementos na matriz Y_{BARRA} .

3.3.1.2 Tensões pós-falta nas barras de primeira e segunda vizinhança

As tensões pós-falta das barras de primeira e segunda vizinhança também são obtidas utilizando-se as tensões pré-falta do sistema e os elementos da matriz de curto-circuito.

A tensão pós-falta da barra r por exemplo (Figura 3.3) é dada por:

$$v_r = v_r(0) - v_k(0) \cdot \frac{Z_{r,k}}{Z_{k,k}} \quad (3.7)$$

na qual v_r é a tensão pós-falta na barra r , $v_r(0)$ e $v_k(0)$ são as tensões pré-falta das barras r e k respectivamente e $Z_{r,k}$ e $Z_{k,k}$ são os elementos das posições (r,k) e (k,k) da matriz de curto-circuito respectivamente.

As tensões de seqüência positiva, negativa e zero da barra r após o curto-circuito são dadas por:

$$v_r^+ = v_r(0) - \frac{(v_k(0) \cdot Z_{r,k}^+)}{(Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0)} \quad (3.8)$$

$$v_r^- = - \frac{(v_k(0) \cdot Z_{r,k}^+)}{(Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0)} \quad (3.9)$$

$$v_r^0 = - \frac{(v_k(0) \cdot Z_{r,k}^0)}{(Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0)} \quad (3.10)$$

As expressões (3.7) à (3.10) são válidas para qualquer barra do sistema, exceto para a barra curto-circuitada, devendo-se alterar apenas o valor da tensão pré-falta e dos elementos da matriz de curto-circuito correspondentes à barra k pelos valores correspondentes à barra desejada.

3.3.2 Curto-circuito trifásico

Supondo um curto-circuito trifásico na barra k do sistema da Figura 3.3. A contribuição de qualquer ramo do sistema pode ser determinada através da diferença entre as tensões das barras terminais e da admitância do ramo.

A contribuição de um gerador síncrono é dada pelo produto entre a admitância do gerador e a diferença entre a tensão interna do mesmo e da barra à qual está conectado, s por exemplo, como mostra a expressão (3.11),

$$i_g = (E - v_s) \cdot y_g \quad (3.11)$$

na qual, E é a tensão interna do gerador, v_s é a tensão pós-falta da barra à qual o gerador está conectado e y_g é a admitância do gerador.

Em função dos elementos da matriz Z_{BARRA} , a equação (3.11) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$i_g = (j x_d'' \cdot I + v_k(0) \frac{Z_{s,k}}{Z_{k,k}}) \cdot y_g \quad (3.12)$$

A contribuição de uma linha conectada à barra k , é dada pelo produto entre a tensão pós-falta da barra terminal da linha (barra de primeira vizinhança) e a admitância da linha. A contribuição da linha que conecta as barras k e r por exemplo, é mostrada na expressão (3.13),

$$i_{r-k} = (v_r) \cdot y_{r-k} \quad (3.13)$$

na qual v_r é a tensão pós-falta da barra r e y_{r-k} é a admitância da linha $r-k$.

Em função dos elementos da matriz Z_{BARRA} , a equação (3.13) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$i_{r-k} = \left[\left(v_r(0) - v_k(0) \frac{Z_{r,k}}{Z_{k,k}} \right) \right] \cdot y_{r-k} \quad (3.14)$$

A contribuição de uma linha entre uma barra da primeira vizinhança e uma barra da segunda vizinhança da barra curto-circuitada é dada pelo produto entre a admitância da linha e da diferença entre as tensões das barras terminais da mesma. Por exemplo, a contribuição da linha cujas barras terminais são as barras r e s , é dada pela expressão (3.15),

$$i_{r-s} = (v_r - v_s) \cdot y_{r-s}^+ \quad (3.15)$$

na qual, v_s é a tensão pós-falta da barra s e y_{r-s} é a admitância da linha $r-s$.

Em função dos elementos da matriz Z_{BARRA} , a equação (3.15) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$i_{r-s} = \left[\left(v_r(0) - v_k(0) \frac{Z_{r,k}}{Z_{k,k}} \right) - \left(v_s(0) - v_k(0) \frac{Z_{s,k}}{Z_{k,k}} \right) \right] \cdot y_{r-s}^+ \quad (3.16)$$

As expressões (3.13) e (3.15) podem ser utilizadas para a determinação do fluxo em qualquer linha do sistema utilizando-se os valores adequados das tensões pós-falta e das admitâncias das linhas em que se deseja determinar o fluxo.

Uma outra maneira de se determinar os fluxos de potência de curto-circuito nos ramos do sistema, considerando-se o seu estado inicial, é pela superposição dos fluxos obtidos por um programa de cálculo de curto-circuito pelo método convencional e dos fluxos de potência determinados por um programa de cálculo de fluxo de carga [CREV75]. As expressões (3.11) a (3.16) determinam esses valores de fluxos sem a necessidade de somar os resultados obtidos pelos dois programas pois o efeito do estado pré-falta do sistema já está incorporado nos valores das tensões pós-falta das barras.

3.3.3 Curto-circuito monofásico

Supondo um curto-circuito monofásico na barra k do sistema da Figura 3.3. As contribuições de seqüência positiva, negativa e zero de qualquer ramo do sistema podem ser determinadas através da diferença entre as tensões de seqüência positiva, negativa e zero das barras terminais e das admitâncias de seqüência positiva e zero do ramo. As admitâncias de seqüência negativa são tomadas como sendo idênticas às de seqüência positiva.

A contribuição de seqüência positiva de um gerador síncrono é dada pelo produto entre a sua admitância de seqüência positiva e a diferença entre a sua tensão interna e a tensão de seqüência positiva da barra à qual está conectado, *s* por exemplo, como mostra a expressão (3.17),

$$i_g^+ = (E - v_s^+) \cdot y_g^+ \quad (3.17)$$

na qual, *E* é a tensão interna do gerador, v_s^+ é a tensão pós-falta de seqüência positiva da barra à qual o gerador está conectado e y_g^+ é a admitância de seqüência positiva do gerador.

As contribuições de seqüência negativa e zero de um gerador síncrono são dadas pelo produto entre as suas admitâncias de seqüência negativa e zero e o negativo das tensões de seqüências negativa e zero respectivamente da barra à qual está conectado, *s* por exemplo, como mostra as expressões (3.18) e (3.19),

$$i_g^- = (-v_s^-) \cdot y_g^- \quad (3.18)$$

$$i_g^0 = (-v_s^0) \cdot y_g^0 \quad (3.19)$$

nas quais, v_s^- e v_s^0 são as tensões pós-falta de seqüências negativa e zero respectivamente da barra à qual o gerador está conectado e y_g^- e y_g^0 as admitâncias de seqüências negativa e zero do gerador.

Em função dos elementos da matriz Z_{BARRA} , as equações (3.17), (3.18) e (3.19) podem ser reescritas como mostram as equações (3.20), (3.21) e (3.22) respectivamente.

$$i_g^+ = \left[(j x_d'' I) + \left(v_k(0) \frac{Z_{s,k}^+}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) \right] \cdot y_g^+ \quad (3.20)$$

$$i_g^- = \left[- \left(v_k(O) \frac{Z_{s,k}^-}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) \right] \cdot y_g^- \quad (3.21)$$

$$i_g^0 = \left[- \left(v_k(O) \frac{Z_{s,k}^0}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) \right] \cdot y_g^0 \quad (3.22)$$

A contribuição de seqüência positiva de uma linha qualquer do sistema é dada pelo produto entre a admitância de seqüência positiva da linha e a diferença entre as tensões pós-falta de seqüência positiva das barras terminais da linha. A contribuição de seqüência positiva da linha que conecta as barras r e s por exemplo, é mostrada na expressão (3.23),

$$i_{r-s}^+ = (v_r^+ - v_s^+) \cdot y_{r-s}^+ \quad (3.23)$$

na qual v_r^+ e v_s^+ são as tensões pós-falta de seqüência positiva das barras r e s respectivamente e y_{r-s}^+ é a admitância de seqüência positiva da linha $r-s$.

A contribuição de seqüência negativa de uma linha qualquer do sistema, difere da de seqüência positiva apenas pelos valores das tensões de seqüência pois o valor da admitância de seqüência negativa da linha é o mesmo da de seqüência positiva. A contribuição de seqüência negativa da linha que conecta as barras r e s por exemplo, é mostrada na expressão (3.24),

$$i_{r-s}^- = (v_r^- - v_s^-) \cdot y_{r-s}^+ \quad (3.24)$$

na qual v_r^- e v_s^- são as tensões pós-falta de seqüência negativa das barras r e s respectivamente e y_{r-s}^+ é a admitância de seqüência positiva da linha $r-s$.

A contribuição de seqüência zero de uma linha qualquer do sistema é dada pelo produto entre a admitância de seqüência zero da linha e a diferença entre as tensões pós-falta de seqüência zero das barras terminais da linha. A contribuição de seqüência zero da linha que conecta as barras r e s por exemplo, é mostrada na expressão (3.25),

$$i_{r-s}^0 = (v_r^0 - v_s^0) \cdot y_{r-s}^0 \quad (3.25)$$

na qual v_r^0 e v_s^0 são as tensões pós-falta de seqüência zero das barras r e s respectivamente e y_{r-s}^0 é a admitância de seqüência positiva da linha $r-s$.

Em função dos elementos da matriz Z_{BARRA} , as equações (3.23), (3.24) e (3.25) podem ser reescritas como mostram as equações (3.26), (3.27) e (3.28) respectivamente.

$$i_{r-s}^+ = \left[\left(v_r(0) - v_k(0) \frac{Z_{r,k}^+}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) + \left(v_s(0) - v_k(0) \frac{Z_{s,k}^+}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) \right] \cdot y_{r-s}^+ \quad (3.26)$$

$$i_{r-s}^- = \left[\left(v_k(0) \frac{Z_{r,k}^+}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) + \left(v_k(0) \frac{Z_{s,k}^+}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) \right] \cdot y_{r-s}^+ \quad (3.27)$$

$$i_{r-s}^0 = \left[\left(v_k(0) \frac{Z_{r,k}^0}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) + \left(v_k(0) \frac{Z_{s,k}^0}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \right) \right] \cdot y_{r-s}^0 \quad (3.28)$$

As equações (3.25) e (3.28) se aplicam para os casos em que a linha de transmissão não possui acoplamentos mútuos (Apêndice C) com outras linhas. Nos casos em que a linha possui acoplamentos mútuos com linhas adjacentes estes efeitos devem ser considerados e aplica-se a equação (3.29),

$$i_{r-s}^0 = \frac{v_k(0)}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0} \cdot \left\{ (Z_{s,k}^0 - Z_{r,k}^0) \cdot y_{r-s}^0 + [y_l^0] \cdot [Z_d^0] \right\} \quad (3.29)$$

ou

$$i_{r-s}^0 = i_k^0 (Z_{s,k}^0 - Z_{r,k}^0) \cdot y_{r-s}^0 + i_k^0 \cdot [y_l^0] \cdot [Z_d^0] \quad (3.30)$$

na qual a expressão $i_k^0 \cdot [y_l^0] \cdot [Z_d^0]$ do segundo membro é a soma das correntes induzidas pelos circuitos acoplados.

Deve-se observar que $[y_l^0]$ é um vetor linha da matriz de admitâncias das linhas mutuamente acopladas e $[Z_d^0]$ é um vetor coluna formado pelos elementos da matriz de impedâncias Z_{BARRA} [BROW77].

As correntes de fase na linha de transmissão, são calculadas através das equações (3.31), (3.32) e (3.33).

$$i_{r-s}^a = i_{r-s}^+ + i_{r-s}^- + i_{r-s}^0 \quad (3.31)$$

$$i_{r-s}^b = a^2 i_{r-s}^+ + a i_{r-s}^- + i_{r-s}^0 \quad (3.32)$$

$$i_{r-s}^c = a i_{r-s}^+ + a^2 i_{r-s}^- + i_{r-s}^0 \quad (3.33)$$

3.4 Retirada de linhas e curto-circuito no fim da linha

As expressões mostradas nas seções anteriores para os cálculos de curtos-circuitos no caso base também são válidas para os casos de retirada de linhas e curto-circuito no fim da linha.

No caso de retirada de uma ou mais linhas do sistema é preciso modificar a matriz Z_{BARRA} do sistema, eliminando o efeito das linhas retiradas. Os cálculos são então realizados utilizando-se os valores modificados de Z_{BARRA} .

Se forem considerados os elementos em derivação do sistema é preciso determinar um novo estado inicial para o sistema modificado.

O curto-circuito no fim da linha consiste em simular a abertura de um dos extremos da linha, mantendo o seu outro terminal conectado. Na Figura 3.3 por exemplo, um curto-circuito no final da linha $r-k$ consiste em simular o curto-circuito no extremo r da linha, mantendo esta conectada à barra k e aberta na barra r . A simulação é feita em todas as linhas para as quais foram simuladas as suas retiradas. Após ser realizada a simulação de retirada da linha $r-k$ por exemplo, sua impedância é somada ao elemento Z_{kk} da matriz Z_{BARRA} e os cálculos são processados normalmente. Se forem considerados os elementos em derivação do sistema, é utilizado o estado inicial determinado para o caso de retirada da linha $r-k$.

Capítulo IV

Melhoramentos Adicionais

No Capítulo III foi apresentada uma metodologia para a inclusão do estado inicial e dos elementos em derivação do sistema de potência nos cálculos de curto-circuito. A inclusão destes parâmetros proporciona uma obtenção de resultados mais precisos nas simulações de curtos-circuitos. Além da possibilidade de se considerar tais elementos, o programa apresenta outras características que têm como objetivo facilitar os estudos e análises da proteção de sistemas elétricos:

- Cálculos de curtos-circuitos em linhas de transmissão;
- Cálculos de curtos-circuitos nas redes de média e baixa tensão;
- Cálculos de fatores de aterramento;
- Consideração do deslocamento angular dos transformadores triângulo-estrela;
- Cálculos de fluxos de correntes de curtos-circuitos nos enrolamentos dos autotransformadores.

A importância de tais características bem como a metodologia utilizada para a implementação de cada uma delas será mostrada a seguir.

4.1 Cálculos de curtos-circuitos em linhas de transmissão

A incidência de curtos-circuitos em linhas de transmissão é consideravelmente maior do que em outros componentes de um sistema de potência devido ao fato de estarem mais expostas do que os demais elementos do sistema.

A simulação de curto-circuito ao longo de uma linha de transmissão divide a linha em dois ramos e cria uma barra extra, que leva a modificação da matriz da rede elétrica. Para evitar tal modificação foi utilizado o método da compensação, conforme ilustrado nas Figuras 4.1 e 4.2 [SATO84]. Assim, o ponto de simulação dos curtos-circuitos é variado automaticamente ao longo da linha subdividindo-a em tantos trechos quanto se queira, sem a necessidade de criação de barras intermediárias, o que minimiza o esforço computacional, além de preservar o caso-base do banco de dados. Estes cálculos podem ser efetuados mesmo em linhas que apresentam acoplamentos mútuos elevados [SATO94] e [SUZU80].

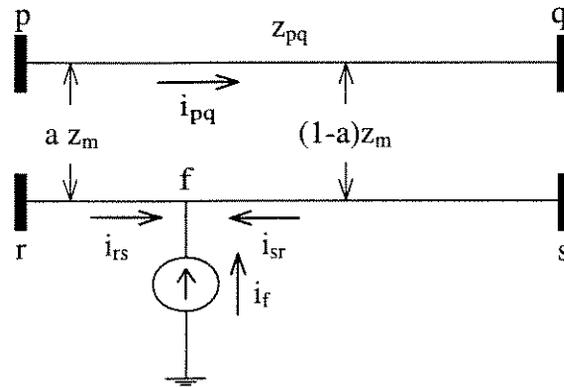


Figura 4.1: Simulação de um curto-circuito numa linha de transmissão

A equação que descreve esta rede é dada por:

$$\underline{V} = Z_{pri} \underline{I}_r \quad (4.1)$$

ou

$$\underline{I}_r = Y_{pri} \underline{V} \quad (4.2)$$

nas quais, \underline{V} é o vetor de quedas de tensão nos ramos, Z_{pri} é a matriz de impedância dos elementos da rede, \underline{I}_r é o vetor das correntes nos ramos e Y_{pri} é a inversa da matriz Z_{pri} .

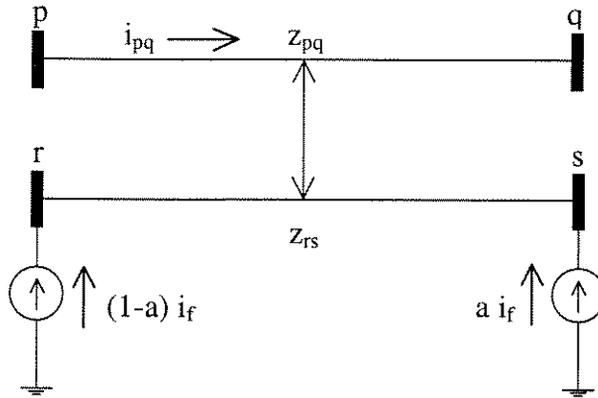


Figura 4.2: Representação da corrente de curto-circuito como injeções de compensação nas barras terminais da linha curto-circuitada

A equação (4.2) pode ser reescrita sob a forma:

$$i_{pq} = y_{pq} v_{pq} + y_{pq,rs} v_{rs} \quad (4.3)$$

$$i_{rs} = y_{rs,pq} v_{pq} + y_{rs} v_{rs} \quad (4.4)$$

Supondo que a corrente i_f é “injetada” num ponto arbitrário f da linha $r-s$, com acoplamento mútuo, a uma distância a de r , conforme ilustrado na Figura 4.1, a relação entre as correntes e as tensões nos ramos é dada pelas equações:

$$v_{pq} = z_{pq} i_{pq} + a z_m i_{rf} - (1-a) z_m i_{sf} \quad (4.5)$$

$$v_{rs} = z_m i_{pq} + a z_m i_{rf} - (1-a) z_{rs} i_{sf} \quad (4.6)$$

$$i_f = -(i_{rf} + i_{sf}) \quad (4.7)$$

Escrevendo as equações (4.5), (4.6) e (4.7) na forma matricial tem-se:

$$\begin{bmatrix} v_{pq} \\ v_{rs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{pq} & z_m \\ z_m & z_{rs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{pq} \\ ai_{rf} - (1-a)i_{sf} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

ou

$$\begin{bmatrix} i_{pq} \\ ai_{rf} - (1-a)i_{sf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{pq} & y_{pq,rs} \\ y_{rs,pq} & y_{rs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{pq} \\ v_{rs} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Das equações (4.9) e (4.7) vem:

$$i_{pq} = y_{pq} v_{pq} + y_{pq,rs} v_{rs} \quad (4.10)$$

$$i_{rf} = y_{rs,pq} v_{pq} + y_{rs} v_{rs} - (1-a)i_f \quad (4.11)$$

$$i_{sf} = -y_{rs,pq} v_{pq} - y_{rs} v_{rs} - ai_f \quad (4.12)$$

Comparando as expressões (4.10), (4.11), (4.12), (4.3) e (4.4) tem-se:

$$i_{rf} = i_{rs} - (1-a)i_f \quad (4.13)$$

$$i_{sf} = -i_{rs} - ai_f \quad (4.14)$$

ou

$$(1-a)i_f = i_{rs} - i_{rf} \quad (4.15)$$

$$ai_f = -i_{rs} - i_{sf} \quad (4.16)$$

Obtém-se assim o circuito equivalente mostrado na Figura 4.2.

A tensão no ponto f , baseando-se no circuito da Figura 4.1, é dada por:

$$v_f = v_s + (1 - a) z_m i_{pq} + (1 - a) z_{rs} (-i_{sf}) \quad (4.17)$$

Se os elementos em derivação do sistema forem considerados, serão alterados apenas os valores dos elementos da matriz Z_{BARRA} e as tensões pré-falta das barras como foi mostrado no Capítulo III. O estado inicial do sistema é o mesmo determinado para o caso base. Porém, é preciso determinar o valor da tensão pré-falta no ponto f . Conhecendo-se os valores das tensões pré-falta nas barras r e s (Figura 4.3), e considerando-se que a queda de tensão ao longo da linha é linear, o valor da tensão pré-falta no ponto de falta f pode ser determinado por interpolação. Supondo um curto-circuito a uma distância de 25% do comprimento da linha da barra r (Figura 4.1), a tensão pré-falta do f é dada por:

$$v_f(0) = v_r(0) - 0,25[v_r(0) - v_s(0)] \quad (4.18)$$

na qual, $v_f(0)$, $v_r(0)$ e $v_s(0)$ são as tensões pré-falta no ponto de falta, na barra r e na barra s respectivamente.

4.2 Cálculos de curtos-circuitos nas redes de média e baixa tensão

As redes de média e baixa tensão são circuitos essencialmente radiais. A representação das barras e ramos desses circuitos no banco de dados do sistema elétrico de potência seria por demais oneroso, pois no cômputo geral provocaria um aumento considerável nos dados. Assim sendo, o programa permite que os circuitos radiais sejam representados à parte. Este procedimento possibilita determinar os valores das potências e/ou correntes de curtos-circuitos mesmo em redes de baixa tensão.

Nas simulações de curto-circuito em subestações de distribuição, o programa simula o curto-circuito tanto no lado de alta como no lado de baixa tensão da subestação.

Na simulação de um curto-circuito no lado de baixa tensão, são calculados os valores das potências de curto-circuito monofásico, bifásico e trifásico e as correntes e tensões de seqüência. No lado de alta do transformador, são calculadas as correntes e tensões de seqüência, levando-se em conta a deslocamento angular do transformador (item 4.4.1).

O programa permite que as simulações sejam realizadas considerando-se o estado inicial e os elementos em derivação do sistema ou desprezando-os.

4.3 Cálculos de fatores de aterramento

Quando ocorrem curtos-circuitos envolvendo a terra em sistemas de potência, pode-se ter elevadas sobretensões nas fases sãs. Normalmente as sobretensões mais severas surgem quando de curtos-circuitos fase a terra, sendo o curto-circuito dupla-fase a terra menos severo neste aspecto. Os curtos-circuitos monofásicos além de provocarem as maiores sobretensões, ainda são os de ocorrência mais comum nos sistemas de potência.

As expressões das tensões nas fases sãs, para curtos-circuitos fase-terra, podem ser deduzidas a partir dos diagramas seqüenciais interligados em série, ilustrado na Figura 4.3 [RAMO82].

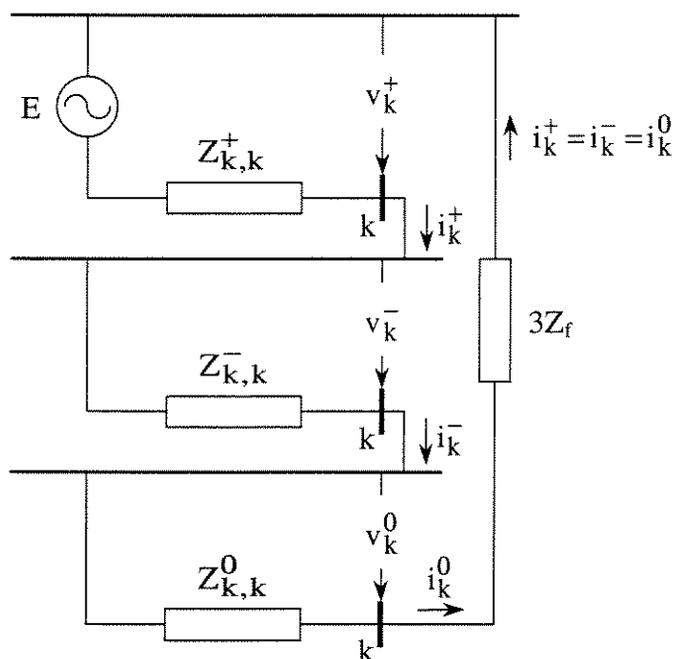


Figura 4.3: Diagramas seqüenciais para o cálculo das sobretensões nas fases sãs durante falta fase-terra

Da Figura 4.3, tem-se que:

$$\left\{ \begin{aligned}
 i_k^0 &= \frac{E}{(Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0 + 3Z_F)} \\
 v_k^+ &= E - i_k^0 Z_{k,k}^+ = \left[\frac{(Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0 + 3Z_F)}{\Sigma Z} \right] \cdot E \\
 v_k^- &= -Z_{k,k}^- i_k^0 = \left(\frac{-Z_{k,k}^-}{\Sigma Z} \right) \cdot E \\
 v_k^0 &= -Z_{k,k}^0 i_k^0 = \left(\frac{-Z_{k,k}^0}{\Sigma Z} \right) \cdot E \\
 \Sigma Z &= Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0 + 3Z_F
 \end{aligned} \right. \quad (4.19)$$

Utilizando o método de componentes simétricas (Capítulo III), a tensão na fase B é dada por:

$$v_B = v_k^0 + a^2 v_k^+ + a v_k^- \quad (4.20)$$

Substituindo (4.19) em (4.20), tem-se:

$$v_B = \frac{E}{\Sigma Z} \left[a^2 (Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0 + Z_F) - a Z_{k,k}^- - Z_{k,k}^0 \right] \quad (4.21)$$

Considerando que $Z_{k,k}^+ = Z_{k,k}^-$; somando e subtraindo $a^2 Z_{k,k}^+$ ao termo entre colchetes na expressão (4.21) e lembrando que $-(a^2 + a)$ vale *um*, tem-se que:

$$v_B = E \left[\frac{a^2 + (Z_{k,k}^+ - Z_{k,k}^0)}{\Sigma Z} \right] \quad (4.22)$$

De forma análoga, pode-se mostrar que a tensão na fase C é dada por:

$$v_C = E \left[\frac{a + (Z_{k,k}^+ - Z_{k,k}^0)}{\Sigma Z} \right] \quad (4.23)$$

Os fatores de aterramento (ou fatores de sobretensão) têm uma importância fundamental na determinação das sobretensões de frequência industrial suportadas durante curtos-circuitos à terra e são definidos como sendo a relação entre a tensão na fase sã durante a falta, medida para a terra, e a tensão pré-falta nesta mesma fase. A expressão para o fator de aterramento decorre imediatamente das próprias equações (4.22) e (4.23).

$$\begin{cases} F_{AT}^B = \left| \frac{v_B}{E} \right| = \left| \frac{a^2 + (Z_{k,k}^+ - Z_{k,k}^0)}{\Sigma Z} \right| \\ F_{AT}^C = \left| \frac{v_C}{E} \right| = \left| \frac{a + (Z_{k,k}^+ - Z_{k,k}^0)}{\Sigma Z} \right| \end{cases} \quad (4.24)$$

Se o curto-circuito for sólido teremos $Z_F = 0$, e se ainda tivermos $Z_{k,k}^0 = Z_{k,k}^+$, resulta de (4.24) que os fatores de aterramento de ambas as fases resultam unitários, ou seja, não há sobretensão, mantendo-se a tensão pré-falta mesmo durante a falta.

Se por outro lado tivermos $Z_{k,k}^0 \gg Z_{k,k}^+$, que é característica de sistemas mal-aterrados, resulta:

$$F_{AT}^B = |a^2 - 1| = \sqrt{3} \quad (4.25)$$

No caso de não haver resistências consideradas, resulta:

$$F_{AT}^B = F_{AT}^C = F_{AT} = \left| -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{\left(\frac{1 - X_{k,k}^0}{X_{k,k}^+} \right)}{\left(\frac{2 + X_{k,k}^0}{X_{k,k}^+} \right)} \right| \quad (4.26)$$

4.4 Transformadores

A Figura 4.4 representa um exemplo de sistema elétrico operando isoladamente, isto é, a energia elétrica gerada na usina é transportada diretamente para o centro consumidor.

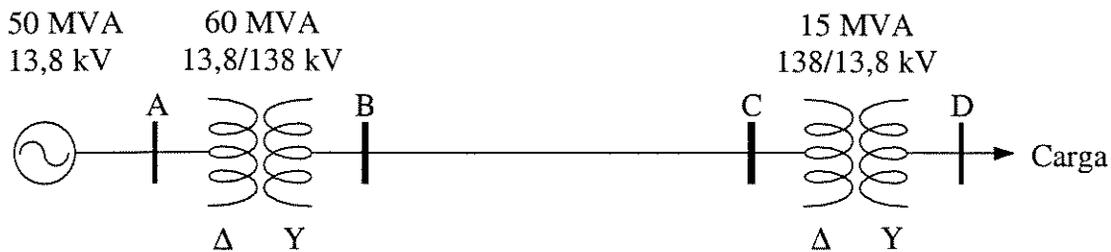


Figura 4.4: Sistema radial

Apesar deste tipo de configuração ter uma importância histórica, atualmente não é muito comum, pois, esses sistemas isolados foram sendo interligados formando uma única rede elétrica, estendendo-se por imensas regiões, denominado sistema interligado. A Figura 4.5 mostra o diagrama do sistema interligado das regiões sul-sudeste do Brasil.

As interligações dos sistemas de transmissão de níveis de tensão diferentes são feitas por autotransformadores, conforme ilustra a Figura 4.6, envolvendo vários níveis de tensão.

O sistema elétrico de potência pode ser subdividido em subsistemas de geração, transmissão e distribuição. Estes subsistemas são compostos por diversos níveis de tensão, os quais são interligados através de transformadores de força. Os geradores são ligados ao subsistema de transmissão através de transformadores elevadores. No subsistema de transmissão os níveis de tensão são vários. No Brasil, basicamente as seguintes tensões de transmissão são disponíveis: 34,5 kV, 69 kV, 88 kV, 138 kV, 220 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV

e 750 kV, todas elas interligadas. Estas interligações devem ser feitas de modo a não introduzir nenhum deslocamento angular entre as tensões, o que se consegue através de transformadores com conexão Estrela/Estrela ou autotransformadores. Por razões econômicas são utilizados os autotransformadores nas interligações.

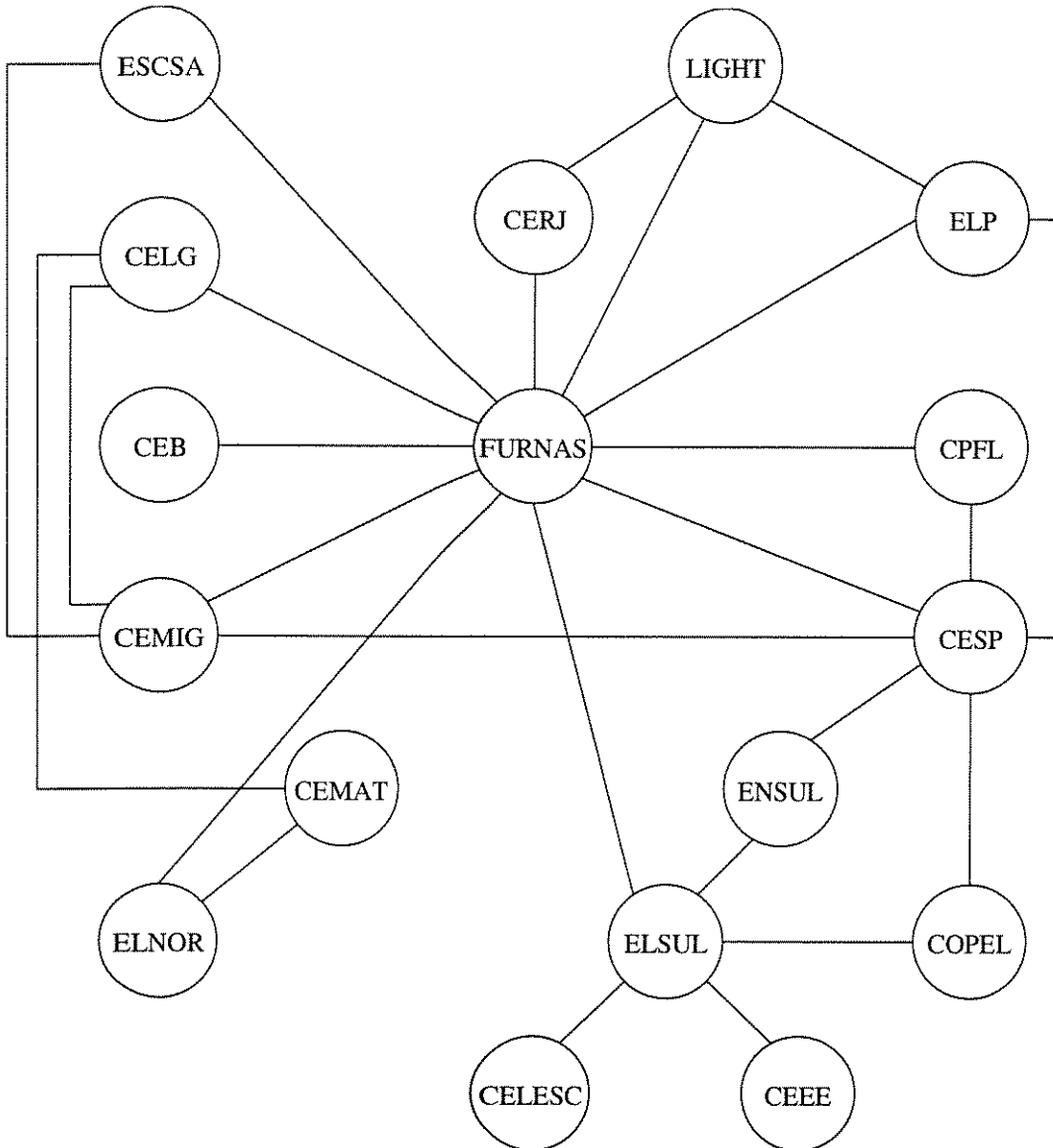


Figura 4.5: Sistema interligado das regiões sul-sudeste brasileiro

Em sistema de potência, tanto os transformadores elevadores como os abaixadores, quase na sua totalidade, têm conexão Triângulo/Estrela com grupo fasorial 30°.

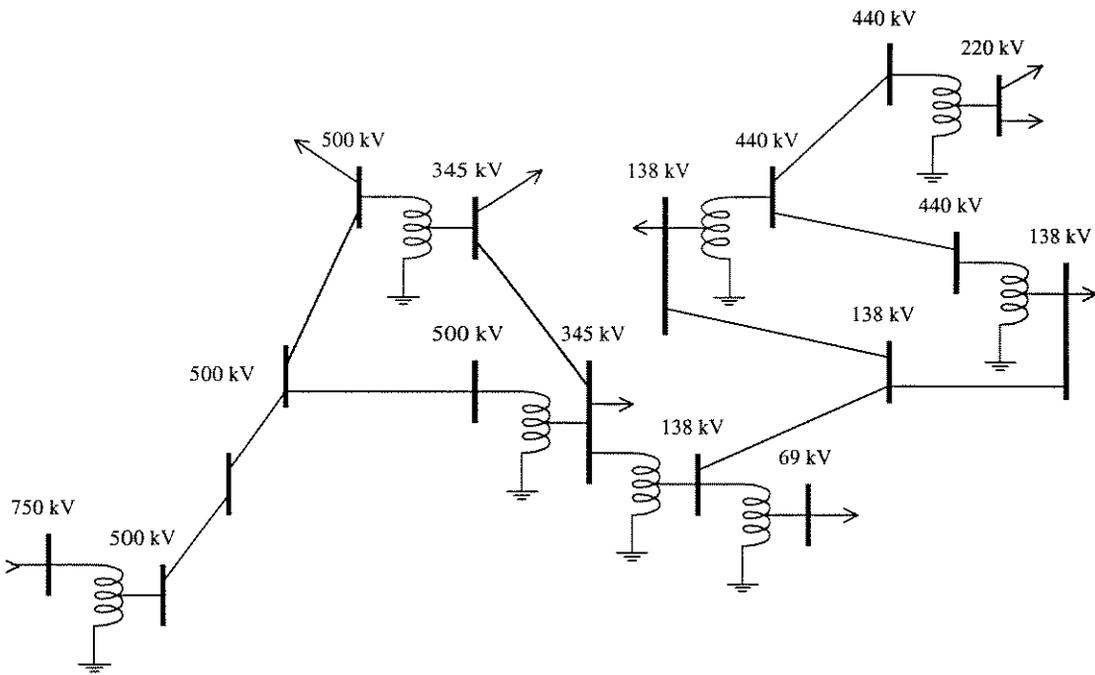


Figura 4.6: Interligação dos sistemas de transmissão

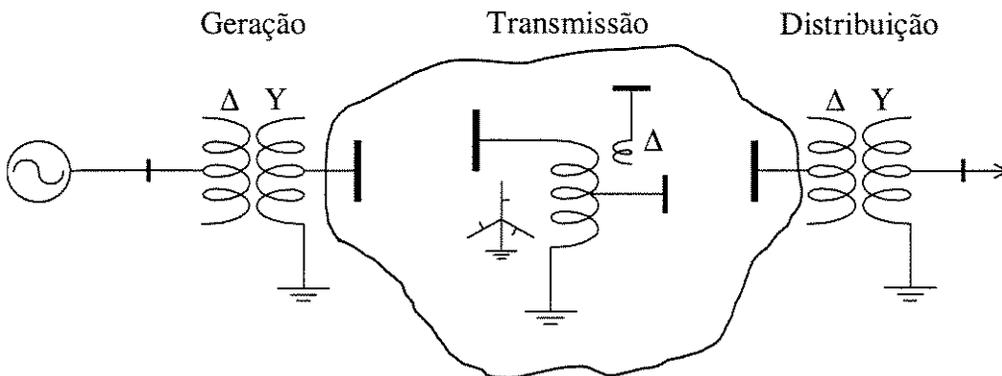


Figura 4.7: Sistema de potência

4.4.1 Deslocamentos introduzidos pelos transformadores

O diagrama unifilar de impedâncias em *p.u.* do sistema da Figura 4.4 é dado na Figura 4.8. Neste diagrama os transformadores são representados simplesmente por impedâncias série, sem considerar as defasagens nas tensões e correntes introduzidas pelos transformadores.

A Figura 4.9 mostra as ligações de um transformador Triângulo/Estrela e as correntes de fase e de linha nos seus dois lados. A Figura 4.10 ilustra os diagramas fasoriais.

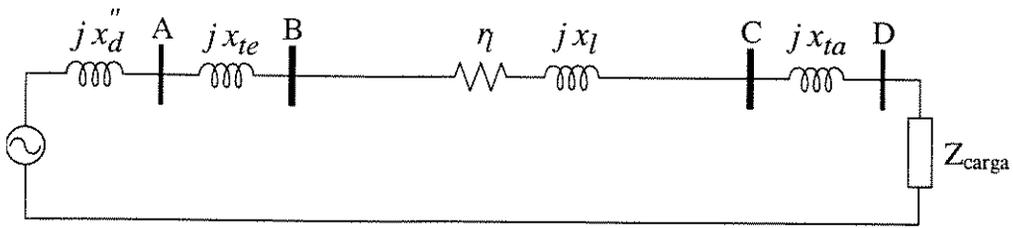


Figura 4.8: Diagrama unifilar de impedâncias em p.u.

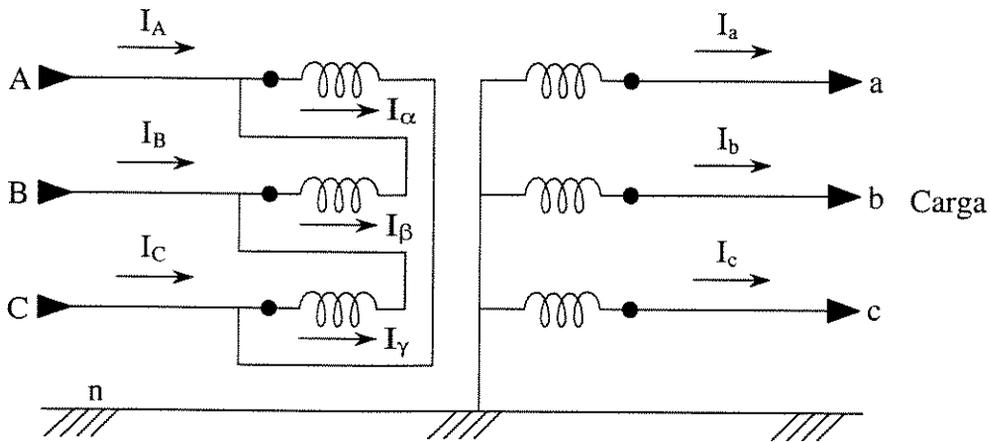


Figura 4.9: Deslocamentos no transformador Triângulo/Estrela

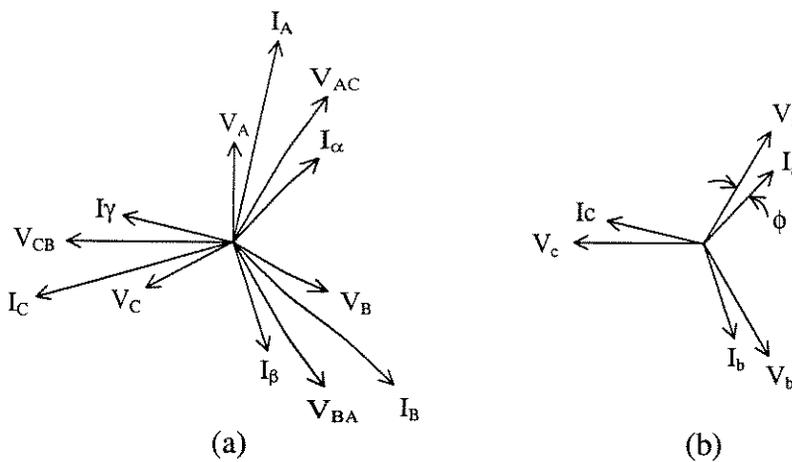


Figura 4.10: Diagramas fasoriais

4.4.2 Autotransformador

Nos últimos 30 anos, em conseqüência da expansão do sistema elétrico brasileiro envolvendo diferentes níveis de tensão, foi instalado um grande

número de autotransformadores de potência. Os autotransformadores apresentam algumas vantagens em relação aos transformadores convencionais, tais como: alta eficiência, baixa impedância, tamanho reduzido e menor custo. Entretanto, a falta de critérios na definição do dimensionamento da capacidade do enrolamento terciário e na instalação pode reduzir estas vantagens, tornando-os equipamentos vulneráveis no sistema elétrico.

É prática comum dimensionar a capacidade do terciário com 33,33% da capacidade do enrolamento principal [FARR54], [GROS57] e [GROS58], para que ele possa suportar térmica e mecanicamente a corrente de seqüência zero quando da ocorrência de curto-circuito monofásico nos terminais do autotransformador, tanto no lado de alta como no de baixa. Entretanto, se este critério for utilizado para autotransformadores com baixa co-relação implicará no aumento considerável de seu custo. Um levantamento dos últimos 20 anos, feito pelo Grupo de Trabalho de Manutenção de Subestação (GTMS) do GCOI, mostra um número elevado de falhas no terciário de autotransformadores no sistema interligado brasileiro, como mostra a Figura 4.11, ocasionado pelo dimensionamento incorreto.

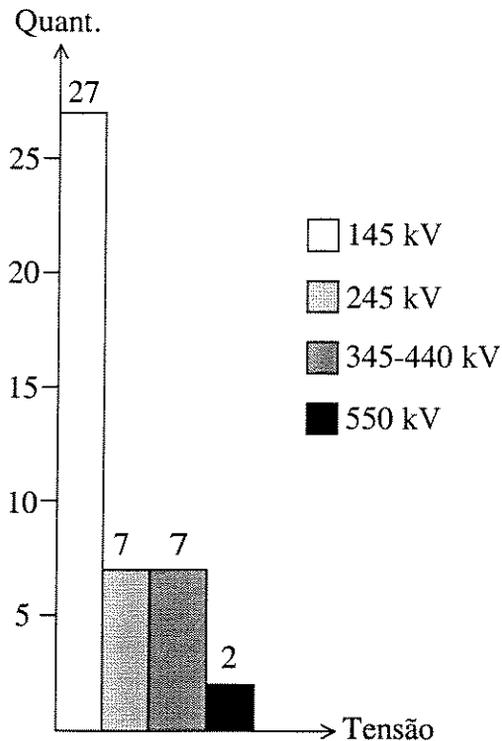


Figura 4.11: Falhas no terciário dos autotransformadores

O transformador Triângulo/Estrela, conforme visto, introduz um deslocamento de 30° entre as grandezas de entrada e saída, portanto, além da

sua função principal que é de alterar a magnitude das tensões, ele funciona também como defasador [MONT97]. Nos casos de sistemas radiais, as defasagens introduzidas pelos transformadores não afetam os fluxos de potência na rede. O mesmo não se pode dizer para o sistema em anel (sistema em malha fechada), como é o caso do sistema interligado. Assim sendo, as interligações de subsistemas de transmissão, envolvendo vários níveis de tensão, são feitas pelos autotransformadores. Os princípios básicos do autotransformador são dados a seguir.

A Figura 4.12 (a) mostra um transformador ideal e os seus respectivos valores primário e secundário. Do ponto de vista do suprimento da carga o mesmo efeito pode ser obtido pela ligação mostrada na Figura 4.12 (b).

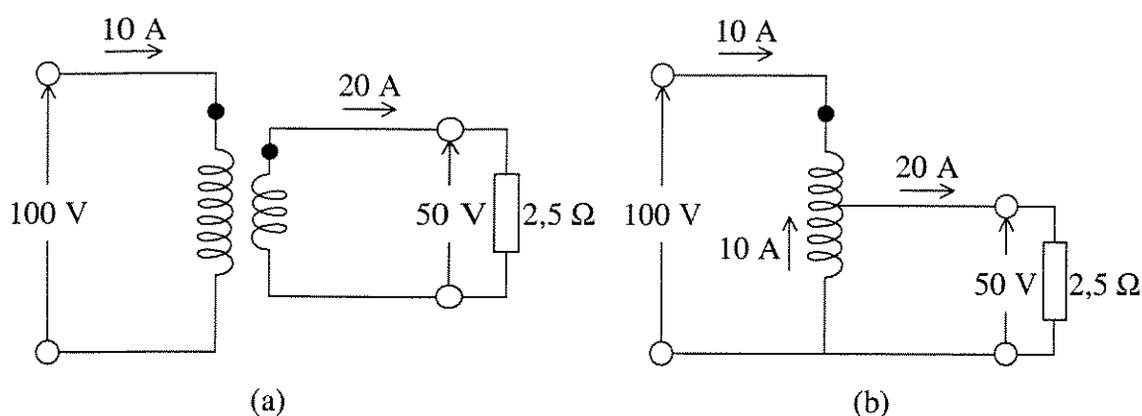


Figura 4.12: Transformador e autotransformador

A Figura 4.13 mostra um autotransformador, com identificação literal dos valores primário e secundário.

A potência aparente do lado secundário é dada por:

$$S_s = V_s I_s = V_s (I_p + I'_s) = V_s I_p + V_s I'_s \quad (4.27)$$

Note-se que S_s consiste de duas parcelas: $V_s I_p$ e $V_s I'_s$.

$V_s I_p$ é a potência diretamente transferida ao secundário pela corrente primária sem qualquer transformação. Ela é chamada potência condutiva.

$$S_{cond} = V_s I_p \quad (4.28)$$

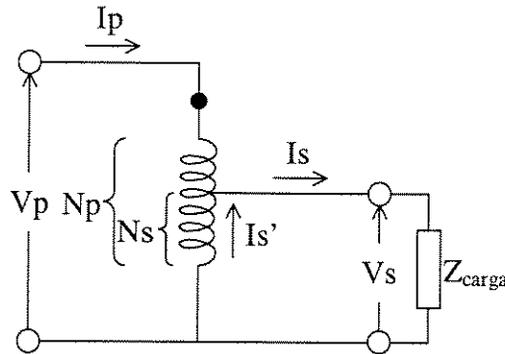


Figura 4.13: Autotransformador

$V_s I_s'$ é a potência transferida ao secundário pela corrente I_s' e desde que esta parcela é efeito da ação transformadora ela é chamada potência transformada (ou eletromagnética).

$$S_{transf} = V_s I_s' \quad (4.29)$$

O tamanho, e conseqüentemente o peso, de qualquer transformador é função determinante da potência que ele transforma por ação eletromagnética.

A relação entre a potência transformada e a potência a ser transferida do primário para o secundário de um transformador é chamada de co-relação (α).

$$\alpha = \frac{S_{transf}}{S_T} = \frac{V_s I_s'}{V_s I_p} = \left(1 - \frac{V_s}{V_p} \right) \quad (4.30)$$

Então,

$$S_{transf} = \left(1 - \frac{V_s}{V_p} \right) \cdot S_T \quad (4.31)$$

Conclui-se que quanto mais a tensão secundária se aproxima da tensão primária, menor a potência transformada e conseqüentemente o tamanho.

A Tabela 4.1 mostra dados comparativos entre um transformador e um autotransformador, considerando a mesma potência [KAN68].

Tabela 4.1: Comparação entre um transformador e um autotransformador

Descrição	Transformador	Autotransformador
V_p	500 kV	500 kV
V_s	275 kV	275 kV
S_T	600 MVA	600 MVA
S_{transf}	600 MVA	270 MVA
α	1,0	0,45
Peso da parte ativa	1,0	0,67
Quantidade de óleo	1,0	0,89
Peso total	1,0	0,72
Perda no ferro	1,0	0,71
Perda no cobre	1,0	0,68
Perda total	1,0	0,69

A Figura 4.14 ilustra a ligação de um autotransformador trifásico (ou um banco de autotransformadores monofásicos).

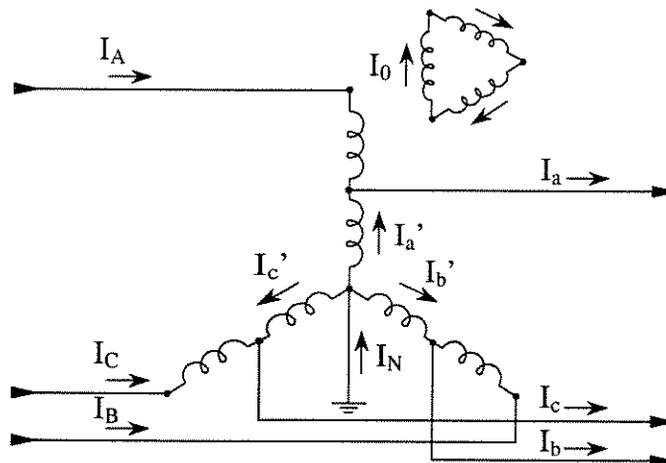


Figura 4.14: Autotransformador trifásico

Os autotransformadores utilizados em sistema de potência são ligados em estrela com neutro solidamente aterrado e a relação de transformação não deve exceder de 3. Possuem um terceiro enrolamento denominado terciário, ligado em triângulo, que tem as seguintes funções:

- a) supressão da corrente de excitação de 3ª harmônica;
- b) estabilização do neutro;
- c) instalação de equipamentos de compensação reativa;
- d) alimentação de cargas.

4.4.3 Ensaios de fábrica

A impedância série do transformador é um dos parâmetros que o fabricante deve fornecer obrigatoriamente junto com o transformador e é obtida através do ensaio de rotina. O valor obtido através deste ensaio é conhecido também como tensão de curto-circuito e perdas em curto-circuito.

A Figura 4.15 mostra o esquema de ligação para ensaio de transformadores de dois enrolamentos.

Ligam-se em curto-circuito os três terminais de tensão inferior e liga-se uma fonte trifásica de tensões simétricas, na frequência nominal do transformador. Ajusta-se o valor destas tensões até que circule a corrente nominal. A partir das leituras dos instrumentos e dos dados nominais do transformador determinam-se a impedância e a resistência (em *p.u.*), conforme se segue.

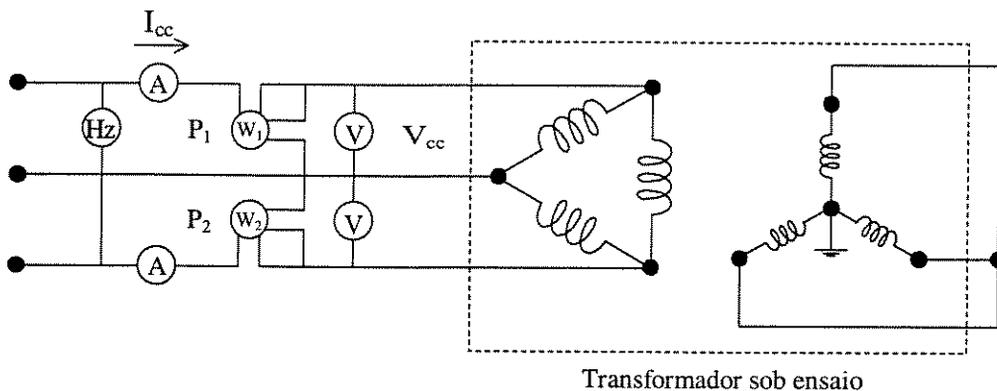


Figura 4.15: Ensaio de curto-circuito de um transformador de dois enrolamentos

$$v_{pu} = \frac{V_{cc}}{V_n} \quad (4.32)$$

e

$$P_{pu} = \frac{P_1 + P_2}{S_n} \quad (4.33)$$

Temos que:

$$i_{pu} = \frac{I_{cc}}{I_n} = 1,0 \quad (4.34)$$

Assim,

$$z_{pu} = v_{pu} i_{pu} = v_{pu} \quad (4.35)$$

e

$$r_{pu} = \frac{P_{pu}}{i_{pu}^2} = P_{pu} \quad (4.36)$$

As equações (4.35) e (4.36) justificam as denominações tensão de curto-circuito e perdas em curto-circuito.

A reatância é calculada por:

$$x_{pu} = \sqrt{z_{pu}^2 - r_{pu}^2} \quad (4.37)$$

Nos transformadores de força $r_{p.u.}$ não chega a 5 % de $x_{p.u.}$, portanto, no seu modelo normalmente considera-se apenas a reatância série.

Assim, no transformador de dois enrolamentos, pode-se considerar:

$$z_{pu} = v_{pu} \quad (4.38)$$

Ensaio para a determinação da impedância do autotransformador trifásico

Conforme já visto nas seções anteriores o autotransformador utilizado em sistema de potência é solidamente aterrado e possui um terceiro enrolamento denominado terciário. Neste caso, para a determinação dos parâmetros série são necessários três ensaios de curto-circuito, cujos procedimentos são dados na Tabela 4.2.

A Figura 4.16 mostra o esquema de ligação para ensaio de autotransformadores de três enrolamentos, dando como exemplo a determinação da impedância z_{ps} .

Tabela 4.2: Ensaios de curto-circuito em autotransformadores

Ensaio	Tensão	Curto-circuito	Aberto	Impedância <i>p.u.</i>
1	primário	secundário	terciário	Z_{ps}
2	primário	terciário	secundário	Z_{pt}
3	secundário	terciário	primário	Z_{st}

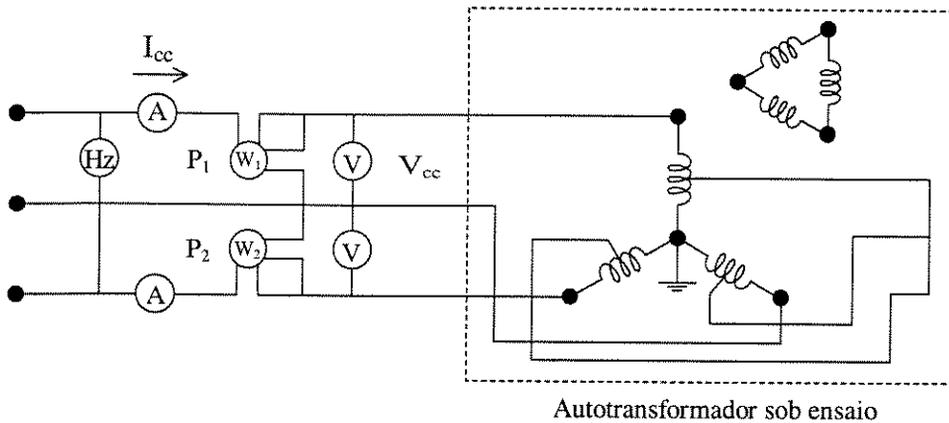


Figura 4.16: Ensaio de curto-circuito de um autotransformador de três enrolamentos

As impedâncias z_{ps} , z_{pt} e z_{st} , em *p.u.*, são baseadas nos valores nominais dos enrolamentos e não são adequadas para compor um circuito equivalente por fase. A partir dos valores obtidos pelos ensaios e providenciando-se devidamente as mudanças de base tem-se:

$$z_{ps} = z_p + z_s \tag{4.39}$$

$$z_{pt} = z_p + z_t \quad (4.40)$$

$$z_{st} = z_s + z_t \quad (4.41)$$

Resolvendo o sistema de equações acima:

$$z_p = \frac{1}{2}(z_{ps} + z_{pt} - z_{st}) \quad (4.42)$$

$$z_s = \frac{1}{2}(z_{ps} - z_{pt} - z_{st}) \quad (4.43)$$

$$z_t = \frac{1}{2}(-z_{ps} + z_{pt} + z_{st}) \quad (4.44)$$

Com as impedâncias z_p , z_s e z_t forma-se o circuito equivalente por fase, conforme mostrado na Figura 4.17:

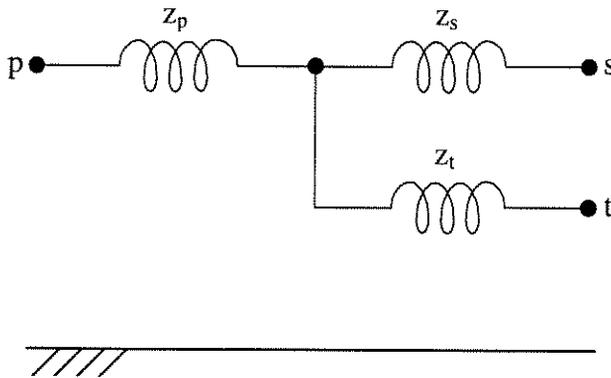


Figura 4.17: Circuito equivalente de um autotransformador de três enrolamentos

Por imposição do modelo, em alguns casos, z_s pode assumir um valor negativo.

Capítulo V

Testes e Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados de algumas simulações realizadas nos principais sistemas utilizados para testar o programa. Entre eles destaca-se um sistema de subtransmissão que compreende um trecho real da região sudeste brasileira de 138/69/13,8-11,95 kV com 216 barras, 263 ramos e 98 mútuas e um sistema de EAT de 500/345/138 kV com 28 barras, 60 ramos e 11 mútuas, baseado em dados do sistema sul-sudeste brasileiro.

São apresentados também os resultados de algumas simulações realizadas em dois sistemas exemplo. O primeiro sistema exemplo é um sistema radial de 3 barras, que teve a finalidade de verificar os efeitos das cargas e das capacitâncias das linhas de transmissão de EAT (500 kV) nos cálculos de curtos-circuitos. O segundo sistema exemplo é um sistema de 14 barras, 26 ramos e 4 linhas com acoplamento mútuo, que teve a finalidade de comparar os resultados obtidos com os resultados apresentados pelo autor [ANDE73].

Foram feitas simulações de curtos-circuitos trifásico e monofásico em todas as barras e em trechos de algumas linhas de transmissão dos sistemas, retirada de algumas linhas e curto-circuito no final das mesmas e curto-circuito em subestações de distribuição. As simulações foram feitas tanto com a modelagem convencional como com a inclusão do estado inicial e dos elementos em derivação do sistema (completo). Nas simulações de curtos-circuitos monofásicos, são determinados também os fluxos de corrente que circulam nos autotransformadores.

5.1 Testes com o sistema exemplo de 3 barras

O sistema exemplo de 3 barras, mostrado na Figura 5.1, é um trecho do sistema de 28 barras e teve a finalidade de verificar os efeitos das cargas e das capacitâncias das linhas de transmissão de EAT (500kV) nos cálculos de curtos-circuitos. Foram simulados curtos-circuitos monofásico e trifásico nas barras 2 e 3 pelos métodos convencional e completo.

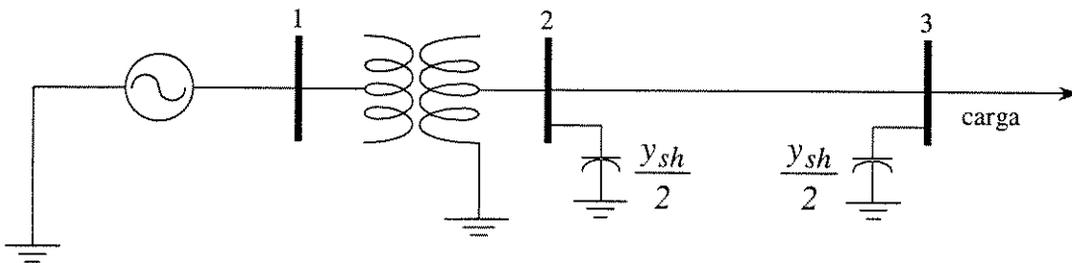


Figura 5.1: Sistema exemplo de 3 barras

As simulações com o modelo completo foram realizadas de 3 maneiras:

- com os valores totais da carga e da capacitância da linha de transmissão;
- com metade do valor da carga e com a capacitância total da linha;
- com o valor total da carga e metade do valor da capacitância da linha.

As Tabelas 5.1 e 5.2 apresentam os resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico respectivamente.

Tabela 5.1: Curtos-circuitos monofásicos no sistema exemplo de 3 barras

Simulação	Barra 2 (MVA)	Dif. (%)	Barra 3 (MVA)	Dif. (%)
Convencional	5649,7 -90,00°	-	1339,6 -85,34°	-
Completo	6285,5 -84,69°	11,25	1403,6 -92,66°	4,78
Carga/2 Capacit. total	5958,0 -87,05°	5,46	1387,5 -88,28°	3,58
Carga total Capacitância/2	6427,9 -84,95°	13,77	1431,5 -93,03°	6,86

Tabela 5.2: Curtos-circuitos trifásicos no sistema exemplo de 3 barras

Simulação	Barra 2 (MVA)	Dif. (%)	Barra 3 (MVA)	Dif. (%)
Convencional	4405,3 -90,00°	-	2006,7 -87,93°	-
Completo	4920,1 -83,06°	11,69	2272,7 -81,12°	13,26
Carga/2 Capacit. total	4630,3 -86,24°	5,11	2139,7 -84,25°	6,63
Carga total Capacitância/2	5048,0 -83,33°	14,59	2314,8 -81,38°	15,35

As diferenças percentuais apresentadas nas Tabelas 5.1 e 5.2, foram obtidas comparando os resultados para o modelo completo com os resultados para o modelo convencional. Pode-se observar que as diferenças sofreram uma maior alteração quando foi variado o valor da carga, o que implica que para esse sistema a carga tem uma influência maior que a capacitância da linha nos cálculos de curtos-circuitos. Deve-se observar também que ao ignorar o estado inicial e os elementos em derivação desse sistema as diferenças encontradas são bastante significativas.

5.2 Testes com o sistema exemplo de 14 barras

O sistema exemplo de 14 barras de 138/69 kV, mostrado na Figura 5.2 [ANDE73], foi utilizado para comparar os resultados obtidos pelo programa com os resultados apresentados pelo autor. O autor apresenta os resultados de um cálculo de fluxo de carga e de simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico em todas as barras do sistema. No entanto, o autor utiliza apenas a modelagem convencional do sistema nas simulações de curto-circuito. Os resultados obtidos com o programa nos cálculos de fluxo de carga e de curtos-circuitos monofásico e trifásico (modelo convencional) foram idênticos aos resultados apresentados pelo autor.

Nos cálculos de fluxo de carga, a barra JJJ-138 foi tomada como sendo a barra de referência (*slack*) e portanto, todos os ângulos obtidos nas simulações de curto-circuito utilizando o modelo completo, referem-se à barra JJJ-138.

As Tabelas 5.3 e 5.4 apresentam os resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico respectivamente em todas as barras do

sistema, bem como a diferença percentual encontrada ao se desprezar o estado inicial e os elementos em derivação do mesmo.

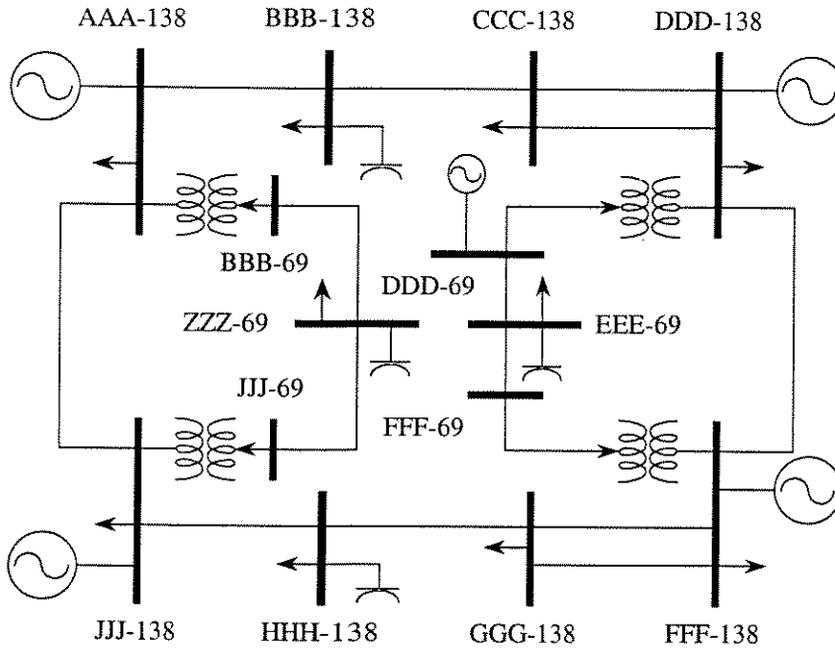


Figura 5.2: Sistema exemplo de 14 barras

Tabela 5.3: Curtos-circuitos monofásicos no sistema exemplo de 14 barras

Barra	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo (graus)	MVA	Ângulo (graus)	
AAA 138	3993,1	-88,54	4051,8	-81,77	1,47
AAA 69	850,1	-87,55	868,0	-81,90	2,11
DDD 138	3766,4	-87,77	3803,0	-77,78	0,97
DDD 69	584,1	-86,21	586,9	-77,12	0,48
FFF 138	4655,7	-88,04	4732,8	-79,28	1,66
FFF 69	540,6	-85,67	543,0	-77,71	0,44
JJJ 138	499,9	-79,20	504,0	-78,15	0,82
JJJ 69	693,1	-84,77	728,0	-84,26	5,04
BBB 138	499,9	-76,38	466,4	-77,57	-6,70
CCC 138	583,4	-77,71	559,3	-70,89	-4,13
ZZZ 69	257,3	-65,11	247,4	-63,01	-3,85
EEE 69	200,5	-61,30	184,0	-52,69	-8,23
HHH 138	396,7	-76,75	364,4	-74,45	-8,14
GGG 138	533,6	-77,74	505,2	-73,21	-5,32

Tabela 5.4: Curtos-circuitos trifásicos no sistema exemplo de 14 barras

Barra	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo (graus)	MVA	Ângulo (graus)	
AAA 138	10590,3	-89,05	10857,9	-81,75	2,53
AAA 69	837,3	-86,95	863,1	-81,10	3,08
DDD 138	10716,2	-88,68	10917,7	-78,11	1,88
DDD 69	841,8	-86,62	861,0	-77,26	2,28
FFF 138	10691,8	-88,74	10970,0	-79,43	2,60
FFF 69	841,7	-86,62	863,0	-78,38	2,53
JJJ 138	1733,8	-81,13	1870,6	-77,74	7,89
JJJ 69	626,7	-83,33	670,0	-82,36	6,91
BBB 138	908,5	-72,18	915,6	-64,38	0,78
CCC 138	1179,7	-72,66	1194,0	-63,83	1,21
ZZZ 69	295,8	-58,43	302,0	-54,51	2,10
EEE 69	306,9	-57,51	310,5	-48,15	1,17
HHH 138	815,8	-73,00	837,0	-68,42	2,60
GGG 138	1134,5	-73,01	1161,4	-66,39	2,37

A Tabela 5.5 apresenta os resultados obtidos pela subrotina de cálculo de fluxo de carga. São mostrados o módulo ($p.u.$) e o ângulo (graus) da tensão pré-falta e as potências ativa e reativa das barras, nas quais o sinal + ou - significa geração ou carga respectivamente.

As diferenças percentuais são maiores no curto-circuito trifásico. Isso se deve ao fato de as cargas não serem consideradas na rede de seqüência zero, pois estão conectadas ao sistema por transformadores com ligação estrela-triângulo. Os resultados obtidos mostram que a consideração do estado inicial do sistema acarreta em erros percentuais positivos ou negativos, ou seja, o valor da corrente de curto-circuito pode aumentar ou diminuir quando se considera o estado inicial do sistema. Isto ocorre devido ao sentido dos fluxos de corrente da rede em seu regime permanente, que podem não estar na mesma direção da corrente de curto-circuito e devido ao valor da tensão pré-falta das barras. A corrente total de curto-circuito em uma barra k depende do valor da sua tensão pré-falta $V_k(0)$. Pode-se observar na Tabela 5.5 que os valores de $V_k(0)$ que nos cálculos de curtos-circuitos convencionais valem $1.0 p.u. \angle 0^\circ$, assumem valores maiores ou menores que este.

Tabela 5.5: Estado inicial do sistema exemplo de 14 barras

Barra	Tensão		MW	MVar
	Módulo	Ângulo		
AAA 138	1,020	6,58	100,000	-12,000
AAA 69	1,008	5,21	0,000	0,000
DDD 138	1,013	9,80	100,000	6,200
DDD 69	1,000	8,82	0,000	2,755
FFF 138	1,020	8,52	100,000	17,814
FFF 69	1,000	7,72	0,000	0,000
JJJ 138	1,040	0,00	-37,024	62,221
JJJ 69	1,000	-0,41	0,000	0,000
BBB 138	0,975	4,06	-50,000	-25,000
CCC 138	0,974	5,70	-50,000	-25,000
ZZZ 69	0,931	0,34	-25,000	-19,999
EEE 69	0,928	6,19	-25,000	-19,999
HHH 138	0,988	0,15	-50,000	-25,000
GGG 138	0,982	3,14	-50,000	-25,000

5.3 Testes com o sistema de 28 barras

A Figura 5.3 mostra um sistema de EAT de 500/345/138 kV com 28 barras, 60 linhas e 11 mútuas, baseado em dados do sistema sul-sudeste brasileiro. O sistema foi obtido do sistema interligado sul-sudeste, reduzindo-o através de um programa de equivalentes externos [MONT79] e [MONT84]. Os ramos adicionais que surgiram entre as barras de fronteira após a redução foram desprezados. O sistema foi utilizado para verificação do efeito da consideração do estado inicial e dos elementos em derivação para esse nível de tensão, onde existem linhas com carregamentos bastante elevados. Na Tabela 5.6 estão os nomes das barras do sistema da Figura 5.3 com sua numeração correspondente.

Foram realizadas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico nas principais barras e em trechos de algumas linhas de transmissão do sistema, além de simulações de curtos-circuitos com retirada de linhas e curto-circuito no final das mesmas. Todas as simulações foram realizadas utilizando o modelo convencional e o completo.

Na determinação do estado inicial do sistema, a barra Marimbondo – 7MQ é tomada como sendo a barra de referência (*slack*) e portanto, todos os

ângulos obtidos nas simulações com o modelo completo referem-se à barra Marimbondo – 7MQ.

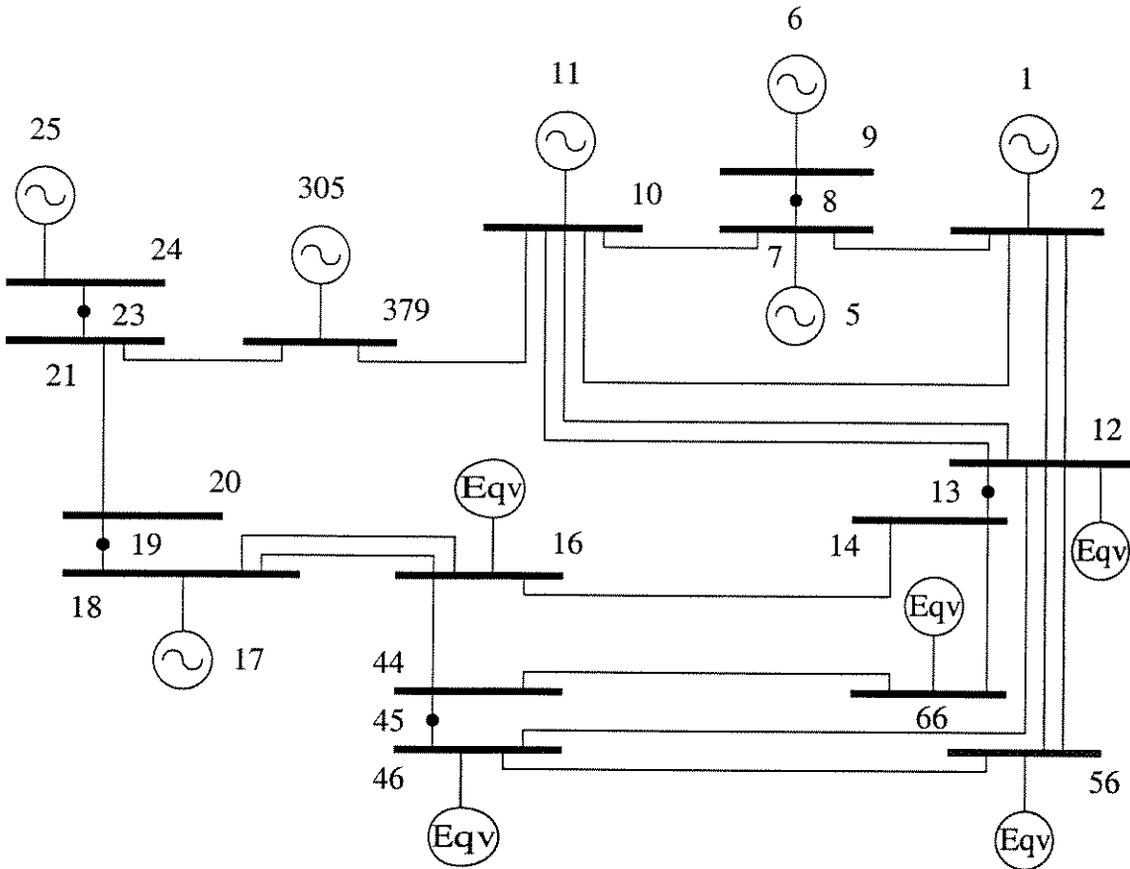


Figura 5.3: Sistema de 500/345/138 kV

Tabela 5.6. Barras do sistema de 500/345/138 kV.

Número	Nome	Número	Nome
1	Furnas – 7MQ	18	Marimbondo – 500 kV
2	Furnas – 345 kV	19	Tap – Marimbondo
5	M. de Moraes – 3MQ	20	Marimbondo – 345 kV
6	M. de Moraes – 4MQ	21	P. Colômbia – 345 kV
7	M. de Moraes – 345 kV	23	Tap – P. Colômbia
8	Tap – M. de Moraes	24	P. Colômbia – 138 kV
9	M. de Moraes – 138 kV	25	P. Colômbia – 3MQ
10	L. C. Barreto – 345 kV	44	Campinas – 500 kV
11	L. C. Barreto – 6MQ	45	Tap - Campinas
12	P. de Caldas – 345 kV	46	Campinas – 345 kV
13	Tap – P. de Caldas	56	Guarulhos – 345 kV
14	P. de Caldas – 345 kV	66	C. Paulista – 500 kV
16	Araraquara – 500 kV	305	V. Grande – 4MQ
17	Marimbondo – 7MQ	379	V. Grande – 345 kV

Tabela 5.7: Curtos-circuitos monofásicos no sistema de 500/345/138 kV

Barra	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo (graus)	MVA	Ângulo (graus)	
2	10244,3	-87,21	10502,3	-73,07	2,52
7	6583,5	-86,50	6799,8	-72,22	3,29
9	2007,4	-89,55	2019,6	-72,93	0,60
10	10329,5	-87,46	10618,2	-73,44	2,80
12	12087,0	-84,06	12499,2	-79,32	3,41
14	5652,4	-86,61	5559,0	-91,56	-1,65
16	4319,6	-84,79	4496,3	-86,90	4,10
18	9570,3	-88,77	9923,6	-87,06	3,70
20	4227,8	-88,43	4338,2	-82,67	2,61
21	3892,1	-86,89	4044,5	-76,93	3,91
24	2551,9	-89,49	2645,8	-76,53	3,68
44	4860,3	-86,60	4685,7	-91,27	-3,60
46	6479,8	-85,83	6748,3	-86,27	4,14
56	11013,8	-85,31	12614,5	-83,46	14,53
66	10451,2	-86,24	9724,0	-101,2	-6,96
379	5319,0	-87,62	5532,0	-74,98	4,00

Tabela 5.8: Curtos-circuitos trifásicos no sistema de 500/345/138 kV

Barra	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo (graus)	MVA	Ângulo (graus)	
2	10023,1	-87,03	10223,4	-72,62	2,10
7	7105,7	-86,52	7334,5	-71,59	3,22
9	1729,5	-89,52	1749,3	-71,34	1,14
10	9587,5	-87,11	9822,1	-72,54	2,45
12	15850,1	-85,80	16321,2	-79,87	2,97
14	7548,2	-87,60	7349,4	-91,73	-2,63
16	7297,7	-87,41	7264,4	-88,66	-0,45
18	8183,6	-88,56	8405,7	-86,69	2,71
20	4136,4	-88,15	4195,3	-81,95	1,42
21	4418,8	-87,30	4563,3	-75,91	3,27
24	2084,9	-89,48	2162,8	-75,16	3,74
44	6707,0	-87,13	6312,6	-90,88	-5,88
46	7647,7	-85,61	8094,9	-84,97	5,85
56	11144,1	-85,35	12750,8	-83,29	14,42
66	12243,8	-87,39	11559,7	-98,64	-5,59
379	5019,7	-87,24	5197,1	-73,23	3,53

As Tabelas 5.7 e 5.8 apresentam os resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico respectivamente nas principais barras do sistema, bem como a diferença percentual encontrada ao se desprezar o estado inicial e os elementos em derivação do mesmo.

A Tabela 5.9 apresenta o estado inicial do sistema obtido pela subrotina de cálculo de fluxo de carga.

Tabela 5.9: Estado inicial do sistema de 500/345/138 kV

Barra	Tensão		MW	MVar
	Módulo	Ângulo		
1	1,020	19,40	992,45	-140,97
2	1,040	13,55	0,00	0,00
5	1,050	16,46	148,20	36,50
6	0,985	17,14	148,80	-93,13
7	1,037	13,25	0,00	0,00
9	0,983	11,38	-200,00	-19,00
10	1,044	12,59	-108,00	-39,00
11	1,030	16,47	694,24	-101,90
12	1,056	3,42	-523,00	-124,00
14	0,990	-5,78	0,00	0,00
16	1,044	-2,37	0,00	0,00
17	1,040	0,00	-286,43	-550,96
18	1,081	1,12	561,00	619,16
20	1,056	4,73	0,00	0,00
21	1,054	7,89	81,00	20,49
24	1,028	6,97	-267,00	-9,00
44	1,000	-5,62	262,00	-367,89
46	1,030	-1,82	-296,00	-134,00
56	1,154	1,44	193,00	753,17
66	0,925	-19,86	-1584,0	-362,00
305	1,020	13,90	380,00	-14,01
379	1,052	932	-357,00	13,00

A Tabela 5.10 apresenta os resultados obtidos nas simulações de curto-circuito monofásico em 4 trechos de uma das linhas de transmissão de 500 kV Araraquara-Marimondo. A Tabela 5.11 apresenta os resultados obtidos nas simulações de curto-circuito trifásico. Foram utilizados os modelos convencional e completo.

Tabela 5.10: Curtos-circuitos monofásicos em uma das linhas Araraquara-Marimbondo

Curto-circuito monofásico	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo	MVA	Ângulo	
a 25% de Arar.	3749,1	-84,90°	3916,9	-86,14°	4,48
a 50% de Arar.	3885,4	-85,22°	4076,1	-85,58°	4,91
a 75% de Arar.	4920,4	-85,97°	5170,9	-85,41°	5,09
a 100% de Arar.	9573,6	-88,77°	9927,9	-87,05°	3,70

Tabela 5.11: Curtos-circuitos trifásicos em uma das linhas Araraquara-Marimbondo

Curto-circuito trifásico	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo	MVA	Ângulo	
a 25% de Arar.	6064,0	-87,34°	6148,1	-88,01°	1,39
a 50% de Arar.	5822,1	-87,45°	5968,0	-87,38°	2,51
a 75% de Arar.	6349,2	-87,78°	6544,5	-86,87°	3,08
a 100% de Arar.	8187,0	-88,55°	8410,1	-86,69°	2,73

A Tabela 5.12 apresenta os fluxos de seqüência zero em uma das linhas Araraquara-Marimbondo, quando é simulado um curto-circuito nas suas barras terminais, utilizando o modelo completo. É feita uma comparação entre os fluxos obtidos considerando a impedância mútua entre as linhas Araraquara-Marimbondo e desprezando-a. Os valores dos fluxos são dados em MVA.

Tabela 5.12: Fluxos de corrente de seqüência zero com e sem acoplamento mútuo

Curto-circuito na barra Araraquara				
Barra Inicial	Barra Final	fluxo c/mútua	fluxo s/mútua	Dif.
Marimbondo	Araraquara	304,86 -85,6°	428,7 -87,07°	40,6 %
Curto-circuito na barra Marimbondo				
Barra Inicial	Barra Final	fluxo c/mútua	fluxo s/mútua	Dif.
Araraquara	Marimbondo	71,6 -80,1°	90,27 -81,1°	26,1 %

A Tabela 5.13 apresenta os resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico na barra de Araraquara com a retirada de uma das linhas de 500 kV Araraquara-Marimbondo e de curto-circuito no final da mesma. Foram utilizados os modelos convencional e completo.

Tabela 5.13: Curtos-circuitos em Araraquara - linha aberta e fim de linha

Curto-circuito monofásico					
Simulação	Convencional		Completo		Dif. %
	MVA	Ângulo	MVA	Ângulo	
linha aberta	3880,2	-85,07°	3973,2	-90,24°	2,40
fim da linha	1777,8	-86,25°	1822,8	-91,51°	2,53
Curto-circuito trifásico					
linha aberta	6365,2	-87,12°	6241,5	-91,40°	-1,94
fim da linha	2321,9	-86,55°	2355,9	-91,59°	1,46

A Tabela 5.14 apresenta as correntes de curto-circuito que circulam no autotransformador de Campinas (barra 45), quando ocorre um curto-circuito monofásico na barra 46 (Campinas - 345 kV), utilizando o modelo convencional. A Tabela 5.15 apresenta os resultados obtidos com o modelo completo.

Tabela 5.14: Correntes de curto-circuito no autotransformador - modelo convencional

Curto-circuito monofásico em Campinas - 345 kV					
Correntes de fase no lado de 345 kV em A					
Ia		Ib		Ic	
3001,61	-87,92°	221,62	-76,02°	221,62	-76,02°
Correntes de fase no lado de 500 kV em A					
IA		IB		IC	
1768,04	-87,65°	158,50	77,58°	158,50	77,58°
$I_N = 3I_0$ (subindo) = 1974,2 A -87,81°					
Corrente de seq. zero no terciário = 6342,34 A -89,46°					

Tabela 5.15: Correntes de curto-circuito no autotransformador - modelo completo

Curto-circuito monofásico em Campinas - 345 kV					
Correntes de fase no lado de 345 kV em A					
Ia		Ib		Ic	
2223,26	-96,62°	681,55	-65,73°	681,55	-65,73°
Correntes de fase no lado de 500 kV em A					
IA		IB		IC	
1265,49	-94,96°	225,16	-29,32°	225,16	-29,32°
$I_N = 3I_0$ (subindo) = 1969,93 A -89,40°					
Corrente de seq. zero no terciário = 6228,56 A -88,79°					

5.4 Testes com o sistema de 216 barras

A Figura 5.4 mostra um trecho do sistema da região sudeste brasileira de 138/69/13,8-11,95 kV com 216 barras, 263 linhas e 98 mútuas, obtido com auxílio de um programa de equivalentes externos. As ligações adicionais entre as barras de fronteira que surgiram após a redução foram mantidas. O sistema foi utilizado para verificação do efeito da consideração do estado inicial e dos elementos em derivação em um sistema real.

Assim como no sistema de 28 barras, foram realizadas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico nas principais barras e em trechos de algumas linhas de transmissão do sistema, curtos-circuitos com retirada de linhas e curto-circuito no final das mesmas. Foram realizadas também simulações em subestações de distribuição. Todas as simulações foram realizadas utilizando o modelo convencional e o completo.

As Tabelas 5.16 e 5.17 apresentam os resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico respectivamente nas principais barras do sistema. São apresentados os resultados das barras onde ocorreram as maiores diferenças percentuais entre o curto-circuito com o modelo completo e com o modelo convencional, bem como o valor da diferença.

Tabela 5.16: Curtos-circuitos monofásicos no sistema de 138/69/13,8-11,95 kV

Barra	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo (graus)	MVA	Ângulo (graus)	
C. (FCE) 138	5958,1	-84,95	6124,7	-82,15	2,80
S.Barba. 69	429,7	-73,57	423,0	-73,36	-1,56
Faz.Vel. 138	2364,6	-97,93	2416,5	-96,61	2,19
Figueira 69	345,8	-70,28	338,7	-72,30	-2,05
Cosmóp. 69	191,6	-71,15	184,3	-72,51	-3,81
Itatiba 69	120,0	-71,16	117,0	-74,49	-2,50
Brotas 69	66,4	-62,93	65,1	-63,49	-1,96
Carioba 138	4301,8	-80,00	4389,3	-77,44	2,03
CESP SB138	6023,0	-82,23	6181,4	-78,74	2,63
CESP SU138	3869,0	-83,17	3971,8	-80,89	2,66
Tanquin. 138	5921,0	-84,82	6085,3	-82,03	2,77
Três M 69	347,9	-73,04	338,6	-74,60	-2,67

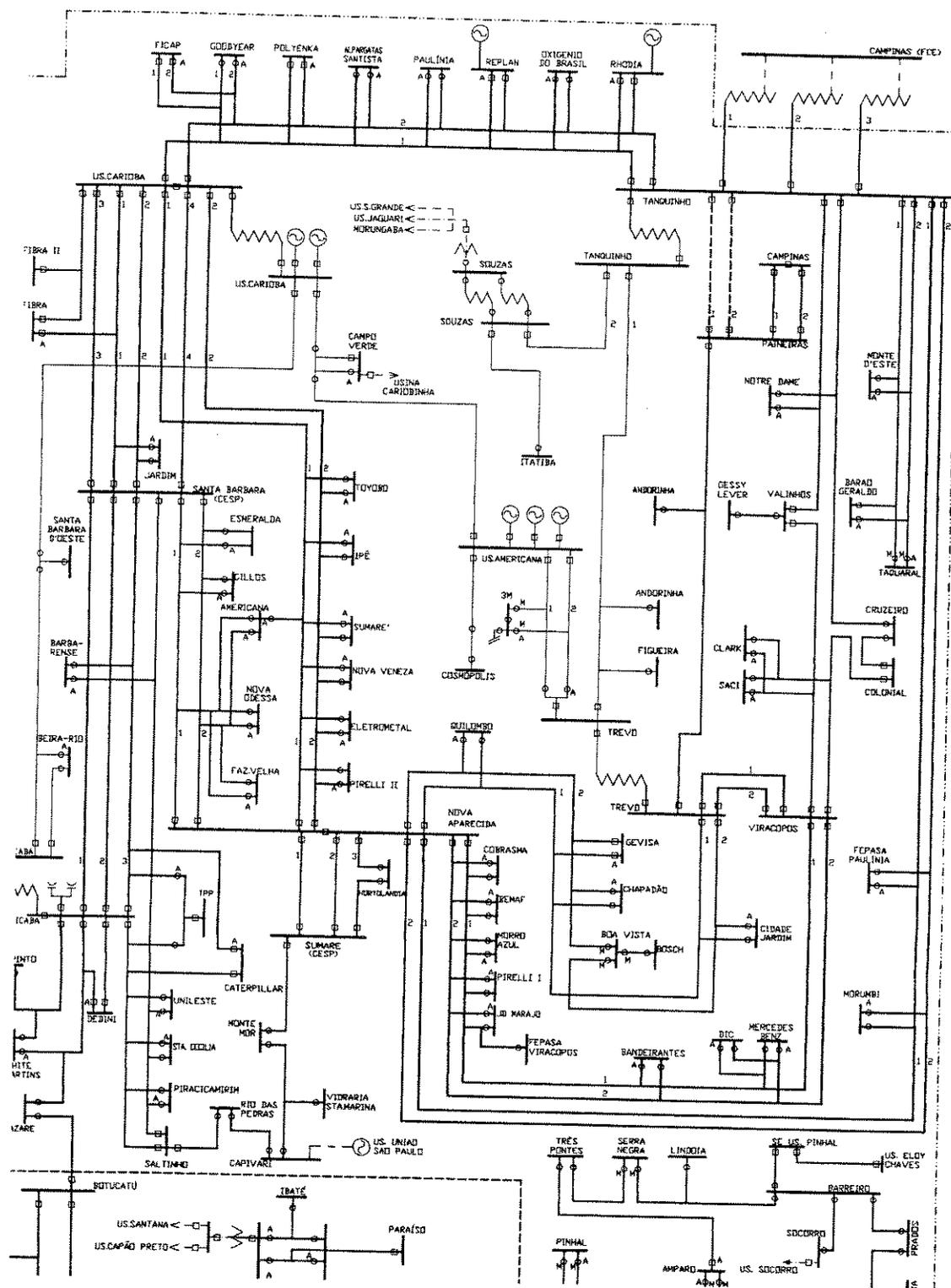


Figura 5.4: Trecho do sistema de 138/69/13,8-11,95 kV

Na determinação do estado inicial do sistema, a barra Campinas (FCE) é tomada como sendo a barra de referência (*slack*) e portanto, todos os ângulos obtidos nas simulações com o modelo completo referem-se à barra Campinas

(FCE). O estado inicial das barras mostradas nas Tabelas 5.16 e 5.17 é mostrado na Tabela 5.18.

Tabela 5.17: Curtos-circuitos trifásicos no sistema de 138/69/13,8-11,95 kV

Barra	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo (graus)	MVA	Ângulo (graus)	
C. (FCE) 138	6060,3	-84,26	6285,3	-79,91	3,71
Esmeral. 138	4210,3	-81,51	4340,2	-77,93	3,09
Fibra 138	5418,3	-79,82	5600,0	-75,49	3,35
Figueira 69	462,0	-73,01	455,5	-74,18	-1,41
Cosmóp. 69	271,7	-64,61	266,6	-64,45	-1,88
Itatiba 69	170,4	-64,77	167,4	-66,81	-1,76
Carioba 138	6264,2	-81,67	6508,9	-76,82	3,91
CESP SB138	7589,4	-84,09	7931,0	-78,62	4,50
CESP SU138	4738,0	-83,35	4923,9	-79,44	3,92
N.Apare.138	5723,6	-82,20	5958,8	-77,45	4,11
Tanquin. 138	6055,5	-84,20	6280,7	-79,84	3,72
Três M 69	484,8	-68,88	474,9	-69,24	-2,04

Tabela 5.18: Estado inicial do sistema de 138/69/13,8-11,95 kV

Barra	Tensão		MW	MVAr
	Módulo	Ângulo		
C. (FCE) 138	1,009	0,00°	256,028	48,100
S.Barba. 69	0,974	-0,58°	-8,300	-4,400
Faz.Vel. 138	1,007	0,15°	-12,700	-5,100
Figueira 69	0,975	-2,88°	-4,500	-4,200
Cosmóp. 69	0,942	-2,40°	-11,199	-4,500
Itatiba 69	0,966	-4,36°	-3,900	0,400
Brotas 69	0,972	-0,63°	-1,000	-1,800
Carioba 138	1,010	0,62°	-0,400	0,000
CESP SB138	1,015	1,20°	534,000	55,400
CESP SU138	1,014	0,35°	162,700	62,000
Tanquin. 138	1,009	-0,02°	0,001	-0,200
Três M 69	0,965	-2,59°	-9,000	-1,600
Esmeral. 138	1,011	0,76°	-24,400	-11,600
Fibra 138	1,009	0,59°	-24,100	-5,200
N.Apare.138	1,006	-0,31°	-0,300	0,000

A Tabela 5.19 apresenta os resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásicos em 4 trechos de uma das linhas de transmissão de 138 kV Tanquinho-Paineiras. A Tabela 5.20 apresenta os resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos trifásicos. Foram utilizados os modelos convencional e completo.

Tabela 5.19: Curtos-circuitos monofásicos em uma das linhas Tanquinho-Paineiras

Curto-circuito monofásico	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo	MVA	Ângulo	
a 25% de Tan.	3035,7	-80,46°	3082,1	-79,11°	1,53
a 50% de Tan.	2306,5	-79,31°	2331,5	-78,46°	1,08
a 75% de Tan.	2080,1	-78,88°	2097,0	-78,28°	0,81
a 100% de Tan.	2123,5	-78,80°	2137,8	-78,27°	0,67

Tabela 5.20: Curtos-circuitos trifásicos em uma das linhas Tanquinho-Paineiras

Curto-circuito trifásico	Convencional		Completo		Dif. (%)
	MVA	Ângulo	MVA	Ângulo	
a 25% de Tan.	3975,0	-81,61°	4079,0	-78,68°	2,62
a 50% de Tan.	3324,8	-80,77°	3400,5	-78,32°	2,28
a 75% de Tan.	3199,8	-80,56°	3272,5	-78,14°	2,27
a 100% de Tan.	3487,0	-80,80°	3580,6	-77,95°	2,68

A Tabela 5.21 apresenta os fluxos de seqüência zero em algumas linhas do sistema, quando é simulado um curto-circuito nas suas barras terminais, utilizando o modelo completo. É feita uma comparação entre os fluxos obtidos considerando a impedância mútua entre as linhas e desprezando-as. Os valores dos fluxos são dados em MVA.

A influência dos acoplamentos mútuos é considerável não só em linhas relativamente longas como é o caso das linhas Carioba-Sta.Bárbara e Piracicaba-Sta.Bárbara mas também em linhas mais curtas como a de Paineiras-Tanquinho (cerca de 30 km).

A Tabela 5.22 apresenta os resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico na barra de Tanquinho com a retirada de uma das linhas de 138 kV Tanquinho-Paineiras e de curto curto-circuito no final da mesma. Foram utilizados os modelos convencional e completo.

Tabela 5.21 Fluxos de corrente de seqüência zero com e sem acoplamento mútuo

Curto-circuito na barra CESP Sta. Bárbara				
Barra Inicial	Barra Final	fluxo c/mútua	fluxo s/mútua	Dif.
Carioba	Sta.Bárbara	76,93 -78,9°	103,7 -79,5°	34,8 %
Piracicaba	Sta.Bárbara	21,67 -73,4°	28,3 -73,3°	30,6 %
Curto-circuito na barra Carioba				
Barra Inicial	Barra Final	fluxo c/mútua	fluxo s/mútua	Dif.
Sta.Bárbara	Carioba	208,63 -77,6°	293,5 -78,2°	40,7 %
Curto-circuito na barra Piracicaba				
Barra Inicial	Barra Final	fluxo c/mútua	fluxo s/mútua	Dif.
Sta.Bárbara	Piracicaba	119,57 -73,8°	174,6 -73,7°	46,0 %
Curto-circuito na barra Tanquinho				
Barra Inicial	Barra Final	fluxo c/mútua	fluxo s/mútua	Dif.
Paineiras	Tanquinho	34,43 -75,6°	40,9 -76,0°	18,8 %
Curto-circuito na barra Paineiras				
Barra Inicial	Barra Final	fluxo c/mútua	Fluxo s/mútua	Dif.
Tanquinho	Paineiras	202,33 -77,9°	276,67 -78,7°	36,7 %

Tabela 5.22: Curtos-circuitos em Tanquinho com linha aberta e curto-circuito no final da linha

Curto-circuito monofásico					
Simulação	Convencional		Completo		Dif. %
	MVA	Ângulo	MVA	Ângulo	
linha aberta	5847,4	-84,91°	6004,0	-82,22°	2,68
fim da linha	1329,0	-77,98°	1344,5	-77,36°	1,17
Curto-circuito trifásico					
linha aberta	6020,0	-84,15°	6235,4	-79,92°	3,58
fim da linha	1606,9	-78,70°	1630,2	-77,58°	1,45

A Tabela 5.23 apresenta as correntes de curto-circuito que circulam no autotransformador de Trevo, quando ocorre um curto-circuito monofásico na barra Trevo - 138 kV, utilizando o modelo convencional.

A Tabela 5.24 apresenta os resultados obtidos com o modelo completo.

A Tabela 5.25 apresenta os fatores de aterramento obtidos nas simulações de curto-circuito numa subestação de distribuição, onde é considerado o efeito do deslocamento angular do transformador triângulo-estrela. As simulações foram realizadas utilizando os modelos convencional e completo.

Tabela 5.23: Correntes de curto-circuito no autotransformador utilizando o modelo convencional

Curto-circuito monofásico em Trevo – 138 kV					
Correntes de fase no lado de 69 kV					
Ia (A)		Ib (A)		Ic (A)	
755,71	-82,01°	107,52	-77,99°	107,52	-77,99°
Correntes de fase no lado de 138 kV					
IA (A)		IB (A)		IC (A)	
664,89	-86,68°	342,18	-90,48°	342,18	-90,48°
$I_N = 3I_0$ (descendo) = 406,57 A -106,72°					
Corrente de seq. Zero no terceário = 1673,87 A -92,77°					

Tabela 5.24: Correntes de curto-circuito no autotransformador utilizando o modelo completo

Curto-circuito monofásico em Trevo – 138 kV					
Correntes de fase no lado de 69 kV					
Ia (A)		Ib (A)		Ic (A)	
695,3	-84,30°	158,86	-62,75°	158,86	-62,75°
Correntes de fase no lado de 138 kV					
IA (A)		IB (A)		IC (A)	
637,09	-88,11°	366,49	-85,30°	366,49	-85,30°
$I_N = 3I_0$ (descendo) = 414,66 -108,77°					
Corrente de seq. zero no terceário = 1748,23 -89,20°					

Tabela 5.25: Fatores de aterramento

Modelo	Fatores de Aterramento		
	X0/X+	R0/X+	R+/X+
Convencional	2,992	0,807	0,301
Completo	3,075	0,830	0,344
Diferença (%)	2,77	2,85	14,29

Um exemplo dos resultados das simulações de curto-circuito em uma subestação de distribuição utilizando os modelos convencional e completo são mostrados nas Tabelas 5.26 e 5.27 respectivamente. A subestação é a mesma para a qual foram obtidos os resultados da Tabela 5.25.

Tabela 5.26: Simulação de curto-circuito em subestação de distribuição - modelo convencional

CALCULOS DE CURTOS-CIRCUITOS EM SUBESTACAO DE DISTRIBUICAO										
SE SUMARE		138.00 / 11.95								
Tensao Pre-Falta no Lado de Alta =		1.000 0.000j (pu)								
Tensao Pre-Falta no Lado de Baixa =		1.000 0.000j (pu)								
CURTO-CIRCUITO NO LADO DE BAIXA TENSAO										
VALORES DO LADO ESTRELA			Z+ (PC)	Z0 (PC)	VALORES DO LADO DELTA					
			59.326	55.130						
			88.78	90.00						
CC 1F-TERRA	CC BIFASICO	CC TRIFASICO								
CC 1F-TERRA	CC BIFASICO	CC TRIFASICO								
MVA	172.64	145.98	168.56							
	-89.17	-178.78	-88.78							
VALORES EM (PU)			VALORES EM (PU)							
IA	1.73	0.00	1.69	IA	1.00	0.84	1.69			
	-89.17	0.00	-88.78		-89.17	1.22	-58.78			
IA+	0.575	0.843		IA+	0.575	0.843				
	-89.17	-88.78			-59.17	-58.78				
IA-	0.575	0.843		IA-	0.575	0.843				
	-89.17	91.22			-119.17	61.22				
IA0	0.575	0.000		IA0	0.000	0.000				
	-89.17	0.00			0.00	0.00				
VA	0.00	1.00	0.00	VA	0.72	0.97	0.93			
	0.00	0.00	0.00		45.02	28.48	31.22			
VA+	0.659	0.500		VA+	0.976	0.965				
	0.20	0.00			30.40	30.59				
VA-	0.341	0.500		VA-	0.025	0.037				
	179.61	0.00			134.08	-45.53				
VA0	0.317	0.000		VA0	0.000	0.000				
	-179.17	0.00			0.00	0.00				
VALORES EM (AMP)			VALORES EM (AMP)							
IA	8340.85	0.00	8143.82	IA	417.00	352.60	705.21			
	-89.17	0.00	-88.78		-89.17	1.22	-58.78			
IB	0.00	7052.76		IB	0.00	705.21				
	0.00	-178.78			0.00	-178.78				
IC	0.00	7052.76		IC	417.00	352.60				
	0.00	1.22			90.83	1.22				
VALORES EM (KV)			VALORES EM (KV)							
VA	0.00	6.90	0.00	VA	77.30	77.61	74.04			
	0.00	0.00	0.00		31.85	28.48	31.22			
VB	6.86	3.45		VB	79.67	74.04				
	-118.59	180.00			-90.00	-88.78				
VC	6.78	3.45		VC	76.31	78.99				
	118.98	180.00			149.37	152.06				
CURTO-CIRCUITO NO LADO DE ALTA TENSAO										
CURTO-CIRCUITO TRIFASICO					CURTO-CIRCUITO MONOFASICO					
MVA	ANGULO	I A	Z+ (PC)	ANGULO	MVA	ANGULO	I A	Z0 (PC)	ANGULO	
2289.56	-73.25	9578.84	4.37	73.25	1382.83	-74.24	5785.32	12.96	74.91	

Tabela 5.27: Simulação de curto-circuito em subestação de distribuição - modelo completo

CALCULOS DE CURTOS-CIRCUITOS EM SUBESTACAO DE DISTRIBUICAO										
SE SUMARE 138.00 / 11.95 kV										
Tensao Pre-Falta no Lado de Alta = 1.002 -.005j (pu)										
Tensao Pre-Falta no Lado de Baixa = .967 -.087j (pu)										

CURTO-CIRCUITO NO LADO DE BAIXA TENSAO										
VALORES DO LADO ESTRELA			Z+(PC)	Z0(PC)	VALORES DO LADO DELTA					
			59.223	55.130						
			88.64	90.00						

	CC 1F-TERRA	CC BIFASICO	CC TRIFASICO		CC 1F-TERRA	CC BIFASICO	CC TRIFASICO			
MVA	167.85	153.36	163.98							
	-94.22	179.55	-93.79							

	VALORES EM (FU)				VALORES EM (FU)					
Ia	1.68	.16	1.64	IA	.94	.97	1.64			
	-94.22	-23.15	-93.79		-85.45	-2.58	-63.79			
Ia+	.622	.878		IA+	.622	.878				
Ia-	-80.83	-84.37		IA-	-50.83	-54.37				
	.553	.813			.553	.813				
Ia0	-95.21	85.54		IA0	-125.21	55.54				
	.560	.000			.000	.000				
Va	-94.22	.00		VA	.00	.00				
	.00	.97	.00		.74	.98	.94			
Va+	.00	-5.15	.00	VA+	45.58	28.10	31.38			
	.640	.486			.976	.966				
Va-	-4.93	-5.15		VA-	29.98	30.23				
	.331	.486			.027	.038				
Va0	174.42	-5.15		VA0	140.20	-43.35				
	.308	.000			.000	.000				
	175.78	.00			.00	.00				

	VALORES EM (AMP)				VALORES EM (AMP)					
Ia	8317.14	804.74	8125.05	IA	390.93	405.93	684.37			
	-94.22	-23.15	-93.79		-85.45	-2.58	-63.79			
Ib	794.25	7599.03		IB	67.78	703.14				
	-139.02	179.55			-113.15	-179.22				
Ic	762.50	6863.65		IC	452.05	298.87				
	93.88	2.14			90.56	5.35				

	VALORES EM (KV)				VALORES EM (KV)					
Va	.00	6.48	.00	VA	77.23	78.02	74.87			
	.00	-5.15	.00		31.48	28.10	31.38			
Vb	6.45	3.24		VB	80.06	74.18				
	-123.75	174.85			-90.28	-89.22				
Vc	6.36	3.24		VC	76.59	79.23				
	113.88	174.85			148.75	151.82				

CURTO-CIRCUITO NO LADO DE ALTA TENSAO										
CURTO-CIRCUITO TRIFASICO					CURTO-CIRCUITO MONOFASICO					
MVA	ANGULO	I A	Z+ (PC)	ANGULO	MVA	ANGULO	I A	Z0 (PC)	ANGULO	
2325.53	-71.30	9705.73	4.31	71.02	1392.87	-73.63	5813.21	12.98	74.90	

A comparação entre os valores de curtos-circuitos obtidos pelos métodos convencional e completo em várias subestações de distribuição (sistema de 138/69/13,8-11,95 kV), possibilitaram visualizar uma diferença que varia na faixa de -3,97% a -0,01% no curto-circuito monofásico, de 5,06% a 7,37% no curto-circuito bifásico e de -3,92% a -1,08% no curto-circuito trifásico.

5.5 Comparações entre os tempos de execução dos programas

Foram realizados testes comparativos para verificar o tempo de execução dos programas com e sem a utilização das técnicas de vetores esparsos. Foi medido apenas o tempo de execução dos cálculos. O tempo gasto na impressão dos resultados não foi computado.

Os cálculos de curtos-circuitos foram executados variando-se o número de simulações para o caso-básico na subestação de Nova Aparecida do sistema de 216 barras de 138/69/13,8-11,95 kV, que possui 13 saídas de linhas.

A Tabela 5.28 apresenta os resultados obtidos utilizando-se uma estação SPARC ultra 1. Os tempos são dados em segundos.

Tabela 5.28: Tempos de execução dos programas

Número de Simulações	Tempos de Execução			
	Convencional		Completo	
	sem v. esparso	com v. esparso	sem v. esparso	com v. esparso
1	0,005669	0,003479	0,005694	0,003507
5	0,028408	0,017456	0,028468	0,017547
10	0,056752	0,035168	0,056874	0,035233
20	0,113379	0,069647	0,114079	0,070232
40	0,226364	0,139219	0,227898	0,141156
80	0,452847	0,278601	0,455313	0,282085

Capítulo VI

Conclusões

A comparação entre os valores de curtos-circuitos obtidos pelo método convencional e o método completo possibilita visualizar uma diferença que varia na faixa de $-3,81\%$ a $4,50\%$ no sistema de 138/69 kV e de $-6,96\%$ a $14,53\%$ no sistema de 500/345 kV.

As diferenças encontradas foram maiores nas simulações de curtos-circuitos trifásicos. Isto mostra que as cargas do sistema têm influência maior nas correntes de curto-circuito do que as capacitâncias das linhas, banco de capacitores e reatores, pois não são consideradas na rede de seqüência zero.

A faixa de variação das tensões pré-falta das barras apresentadas foi de 0,942 à 1,015 *p.u.* nos sistema de 138/69 kV e de 0,925 à 1,152 *p.u.* no sistema de 500/345 kV, o que mostra que a consideração de todas as tensões pré-falta iguais a 1.0 *p.u.* $\angle 0^\circ$ nos cálculos convencionais, também é uma fonte de erro considerável.

Os acoplamentos mútuos entre circuitos paralelos têm um efeito considerável nos valores de fluxos de correntes de seqüência zero. Ignorar este efeito implica em atuações incorretas dos relés de terra.

A utilização das técnicas de vetores esparsos reduz o tempo de processamento, principalmente para grandes sistemas e quando se exige um número elevado de simulações.

Cálculos de curtos-circuitos em linhas de transmissão permitem determinar os ajustes dos relés de proteção em ambos os terminais das linhas com maior segurança, minimizando com isso atuações incorretas.

Cálculos de fatores de aterramento permitem acompanhar o grau de sobretensão de frequência industrial advindas de faltas à terra e auxiliar no dimensionamento de pára-raios.

Cálculos de fluxos de correntes de curtos-circuitos em ambos os lados dos transformadores considerando-se a defasagem angular, permitem dimensionar os élos fusíveis e ajustes da proteção com maior segurança.

Cálculos de fluxos de correntes de curtos-circuitos nos enrolamentos dos autotransformadores permitem definir a polarização de corrente dos relés direcionais, analisar os circuitos dos relés diferenciais e auxiliar no dimensionamento da capacidade do enrolamento terciário.

A comparação entre os valores de curtos-circuitos obtidos pelos métodos convencional e completo em várias subestações de distribuição (sistema de 138/69/13,8-11,95 kV), possibilitaram visualizar uma diferença que varia na faixa de $-3,97\%$ a $-0,01\%$ no curto-circuito monofásico, de $5,06\%$ a $7,37\%$ no curto-circuito bifásico e de $-3,92\%$ a $-1,08\%$ no curto-circuito trifásico.

Como sugestões para estudos futuros relacionam-se:

- Permitir que as cargas do sistema ou uma parte delas varie com a tensão, ou seja, modelar as cargas como corrente constante [PROU82];
- Acrescentar cálculos de outros tipos de curtos-circuitos como curtos-circuitos entre duas fases, entre duas fases e terra, etc..
- Implementar cálculos de curtos-circuitos utilizando o estado inicial do sistema obtido em tempo-real. Esta implementação pode servir como base para a parametrização dos relés de proteção.

Referências Bibliográficas

- [ANDE73] Anderson, P. M. – “Analysis of Faulted Power Systems”. The Iowa State University Press/Ames, Iowa, 1973. First Edition.
- [BLAC87] BLACKBURN, J. L., - “Protective Relaying – Principles and Applications”. Marcel Dekker, Inc. 1987.
- [BLAC93] BLACKBURN, J. L., - “Symmetrical Components for Power System Engineering”. Marcel Dekker, Inc. 1993.
- [BROW77] BROWN, H. E. - “Grandes Sistemas Elétricos: Métodos Matriciais”. Livros Técnicos e Científicos Editora S.A. Rio de Janeiro, RJ, 1977.
- [BYER58] BYERLY, R. T., LONG, R. W., BALDWIN JR., C. J., KING, C. W. – “Digital Calculation of Power System Networks Under Faulted Conditions”. AIEE Power Industry Computer Application Conference, 1296-1307, Toronto, Ont. Canada, September 15-17, 1958.
- [CREV75] CREVIER, D., ROBICHAUD, Y., DANNENBAUM, L.G. - “The effect of shunt elements and loads on short circuit calculations for EHV lines”. Fall Meeting of the Canadian Electrical Association. Sept. 22-24, 1975, Edmonton, Alta., Canada.

- [DESO88] DESOER, C. A., KUH, E. S. - "Teoria Básica de Circuitos". Editora Guanabara S.A.. Rio de Janeiro, RJ, 1988.
- [FARR54] FARRY, O. T. - "Autotransformer for Power Systems". AIEE Transactions, Dec. 1954, pp 1486-99.
- [GENE65] GENERAL ELECTRIC CO. Switchgear Department, 6901 Elmwood Avenue, Philadelphia, Penna. 19142. 1965.
- [GONE88] GONEN, T. - "Electric Power Transmission System Engineering. Analysis and Design". John Wiley & Sons, 1988.
- [GRAI94] GRAINGER, JOHN J. and STEVENSON JR., WILLIAM D. - "Power System Analysis". McGraw-Hill International Editions, 1994.
- [GROS57] GROSS, E. T. B., BOLGER, R. L. - "Rating of autotransformer having three windings". AIEE Transactions, Dec. 1957, pp 1220-24.
- [GROS58] GROSS, E. T. B., POHLMAN, J. C. - "Rating of autotransformers for system interconnection". AIEE Transactions, Feb. 1958, pp 1236-44.
- [HAQU95] HAQUE, M. H. - "Load flow solution of distribution systems with voltage dependent load models". Electric Power Systems Research 36, 151-156, 1996.
- [HAWA87] EL-HAWARY, M., E. and DIAS, L. G. - "Incorporation of load models in load-flow studies: form of model effects". IEE Proceedings, Vol. 134, Pt. C, No. 1, january 1987.
- [KAN68] KAN, H. - "Introdução de Autotransformador no Sistema de Potência". Cálculo Elétrico, vol. 4, Abril 1968 (em japonês).
- [KIMB68] KIMBARK, E. W. - "Power System Stability: Synchronous Machines". Dover Publications, Inc., New York, N. Y., 1968.
- [MONT79] MONTICELLI, A. J., DECKMANN, S., GARCIA, A., STOTT, B. - "Real-time external equivalents for static security analysis". IEEE Trans. Power App. Syst. Vol. PAS-99, 1979, pp. 498-508.
- [MONT83] MONTICELLI, A. J. - "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica". Editora Edgard Blucher Ltda. São Paulo- SP, 1983.

- [MONT84] MONTICELLI, A. J., SATO, F. – “Cálculos de equivalentes externos para análise de curto-circuito”. VII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. BSB/GSP/51. Brasília DF, 1984.
- [MONT97] MONTICELLI, A. J., GARCIA, A. – “Introdução a Sistemas de Energia Elétrica”. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação/UNICAMP - Publicação interna, 1997.
- [PERE97] PEREIRA, F. A. T. – “Programação Linear Aplicada ao Problema de Minimização de Perdas em Redes de Energia Elétrica”. Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, outubro de 1997.
- [PROU82] PROULX, R., CREVIER, D. – “New Interactive Short-Circuit Calculation Algorithm”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8, 2681-2685, August 1982.
- [RAMO82] RAMOS, D. S. e DIAS, E. M. “Sistemas Elétricos de Potência - Regime Permanente”. Vol. 1. Editora Guanabara Dois S.A., Rio de Janeiro, RJ, 1982.
- [RODO81] RODOLAKIS, T., CREVIER, D. – “Effect of loads, shunts and system uncertainties on short circuit relays settings”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No.12 December 1981.
- [SATO60] SATO, N. - “Digital calculation of network inverse and mesh transformation matrices”. AIEE Trans. Power Apparatus Systems. v.79, pt.3: 719-726,1960.
- [SATO79] SATO, F. - “Análise de Curto-Circuito em Sistemas Elétricos de Potência”. Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, março de 1979.
- [SATO84] SATO, F. - “Cálculos de curtos-circuitos em linhas de transmissão”. VII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Brasília DF, 1984.
- [SATO94] SATO, F., GARCIA, A. V., MONTICELLI, A. J. - “Parallel implementation of probabilistic short-circuit analysis by the Monte Carlo approach”. IEEE Transactions on Power Systems (May). Vol. 9, No. 2, pp. 826-832.

- [SEN89] SEN, P. C. – “Principles of Electric Machines and Power Electronics”. John Wiley & Sons, Inc. Singapore, 1989.
- [SHIP62] SHIPLEY, R. B., COLEMAN, D., NASON, W. L. – “Short-Circuit Comparison Study”. AIEE Pacific General Meeting, Salt Lake City, Utah, 1162-1166, August 23-25, 1961.
- [STAG68] STAGG, G.W. & EL-ABIAD, A. H. - “Computer methods in power system analysis”. Tokyo, McGraw-Hill Kogakusha, 1968.
- [STEV86] STEVENSON Jr., W. D. “Elementos de Análise de Sistemas de Potência”. 2ª Edição, McGraw-Hill, São Paulo, SP, 1986.
- [STOT74] STOTT, B. and ALSAÇ, O. - “Fast Decoupled Load Flow”, IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. PAS-93, 859-869, New York, 1974.
- [SUZU80] SUZUKI, K. et alii. - “Interactive computation system on distance relay setting for large scale EHV power system”. IEEE Transactions on Power Apparatus and System (Jan./Feb.). Vol. 99, No. 1, pp. 165-173.
- [TAKA73] TAKAHASHI, K. et alii - “Formation of a sparse bus impedance matrix and its application to short-circuit study”. In: Proceedings IEEE PICA Conf., Minneapolis, 1973, p. 63-69, (paper N° TP. 11-B).
- [TINN85] TINNEY, W. F., BRANDWAIN, V. and CHAN, S. M. “Sparse Vector Methods”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (Feb.), 1985. Vol. PAS-104, N° 2, pp. 295-301.
- [UNDR75] UNDRILL, J. M., KOSTYNIK, T. E. - “Advanced power system fault analysis method”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-94, No. 6, pp. 2141-2150.
- [WAGN33] WAGNER, C. F., EVANS, R. D. - “Symmetrical Components”. McGraw-Hill Book Company, Inc. New York and London, 1933.
- [YOUS93] YOUSSEF, R. D. – “Phase-shifting transformers in load flow and short-circuit analysis: modelling and control”. IEE Proceedings-C, Vol. 140, No. 4, July 1993.
- [ZOLL75] ZOLLENKOPF, K. - “Sparse nodal impedance matrix generated by the bi-factorization method and applied to short-circuit studies”. In: Proceedings PSCC, London, 1975, p. 1-13 (paper 3. 1/3).

Apêndice A

Método Desacoplado Rápido para Cálculo de Fluxo de Carga

Os estudos de fluxo de carga [GRAI94], [MONT83] e [STOT74] são de grande importância tanto para o planejamento de expansões de sistemas de energia, como também para se determinar o melhor ponto de operação de sistemas já existentes. As principais informações extraídas de um estudo de fluxo de carga são a magnitude e ângulo de fase da tensão de cada barra do sistema e os fluxos de potência ativa e reativa em cada linha. No entanto, as soluções de um estudo de fluxo de carga obtidas por programas computacionais, fornecem muitas informações e podem servir para diversos estudos subsequentes.

No nosso caso, os resultados de um estudo de fluxo de carga, foram utilizados como ponto de partida para a consideração dos elementos em derivação dos sistemas num programa de cálculo de curto-circuito. O objetivo é com isso, melhorar a precisão dos cálculos de curto-circuito.

Existem vários métodos para se obter uma solução de fluxo de carga e a escolha do melhor método a ser utilizado em uma determinada aplicação, em geral, exige um pouco de estudo. A dificuldade maior está no fato de que nenhum método tem todas as vantagens dos demais.

O método desacoplado rápido (DR), combina várias vantagens de outros métodos. O seu algoritmo é simples, rápido e confiável.

AA.1 Notação utilizada [MONT83]

$\Delta P_k + j\Delta Q_k \Rightarrow$ mismatch da potência complexa na barra k ;

$$\Delta P_k \Rightarrow P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (AA.1)$$

$$\Delta Q_k \Rightarrow Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (AA.2)$$

$P_k^{esp} + j Q_k^{esp} \Rightarrow$ valor especificado da potência complexa na barra k ;

$\theta_k, V_k \Rightarrow$ ângulo de fase e magnitude da tensão na barra k ;

$\theta_{km} \Rightarrow \theta_k - \theta_m$

$G_{km} + jB_{km} \Rightarrow$ elemento (k,m) da matriz Y -barra: $[G] + j[B]$;

$\Delta\theta, \Delta V \Rightarrow$ correções do ângulo de fase e magnitude da tensão;

$m \in K \Rightarrow$ conjunto das barras m ligadas a barra k , incluindo $m = k$.

AA.2 Dedução do algoritmo básico

O ponto de partida para a dedução do algoritmo básico do método DR, é o método de Newton. O método de Newton consiste em resolver o sistema dado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (AA.3)$$

em que:

$\begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}$ é a matriz Jacobiana (J).

No método DR, o primeiro passo, consiste em fazer as submatrizes Jacobianas N e J iguais a zero em (AA.3). Esta aproximação é feita baseada em duas considerações:

- A variação no ângulo de fase θ da tensão de uma barra qualquer, afeta o fluxo de potência ativa nas linhas conectadas a esta barra, e deixa o fluxo de potência reativa nas mesmas, praticamente inalterado;
- A variação na magnitude da tensão (V) de uma barra qualquer afeta o fluxo de potência reativa nas linhas conectadas a esta barra e deixa o fluxo de potência ativa nas mesmas, praticamente inalterado.

Desta forma, obtém-se:

$$[\Delta P] = [H] \cdot [\Delta \theta] \quad (\text{AA.4})$$

$$[\Delta Q] = [L] \cdot [\Delta V/V] \quad (\text{AA.5})$$

em que:

$$\begin{aligned} H_{km} &= L_{km} = V_k V_m (G_{km} \text{ sen } \theta_{km} - B_{km} \text{ cos } \theta_{km}) & p/m \neq k \\ H_{kk} &= -B_{kk} V_k^2 - Q_k \\ L_{kk} &= -B_{kk} V_k^2 + Q_k \end{aligned}$$

As equações (AA.4) e (AA.5) podem ser resolvidas alternadamente. Na resolução da equação (AA.4), são utilizados os valores atualizados de V e na resolução da equação (AA.5), são utilizados os valores atualizados de θ .

Considerando-se ainda que na maioria dos sistemas de potência reais, as seguintes relações são válidas,

- $\text{cos } \theta_{km} \approx 1$;
- $G_{km} \text{ sen } \theta_{km} \ll B_{km}$;
- $Q_k \ll B_{kk} V_k^2$

as equações (AA.4) e (AA.5), podem ser reescritas como:

$$[\Delta P] = [V \cdot B' \cdot V] \cdot [\Delta \theta] \quad (\text{AA.6})$$

$$[\Delta Q] = [V \cdot B'' \cdot V] \cdot [\Delta V/V] \quad (\text{AA.7})$$

Neste ponto, os elementos das matrizes $[B']$ e $[B'']$, são elementos de $[-B]$. As equações finais do algoritmo básico do método DR, são obtidas fazendo-se ainda algumas modificações em (AA.6) e (AA.7) e são dadas por:

$$[\Delta P/V] = [B'] \cdot [\Delta \theta] \quad (\text{AA.8})$$

$$[\Delta Q/V] = [B''] \cdot [\Delta V] \quad (\text{AA.9})$$

As matrizes $[B']$ e $[B'']$ são reais, esparsas e têm as estruturas de $[H]$ e $[L]$ respectivamente. Devido ao fato de conterem apenas admitâncias do sistema, essas matrizes são constantes e precisam ser triangularizadas apenas uma vez, no início do processo.

O diagrama de blocos da Figura AA.1 [MONT83], ilustra a sequência de operações que devem ser realizadas no método DR.

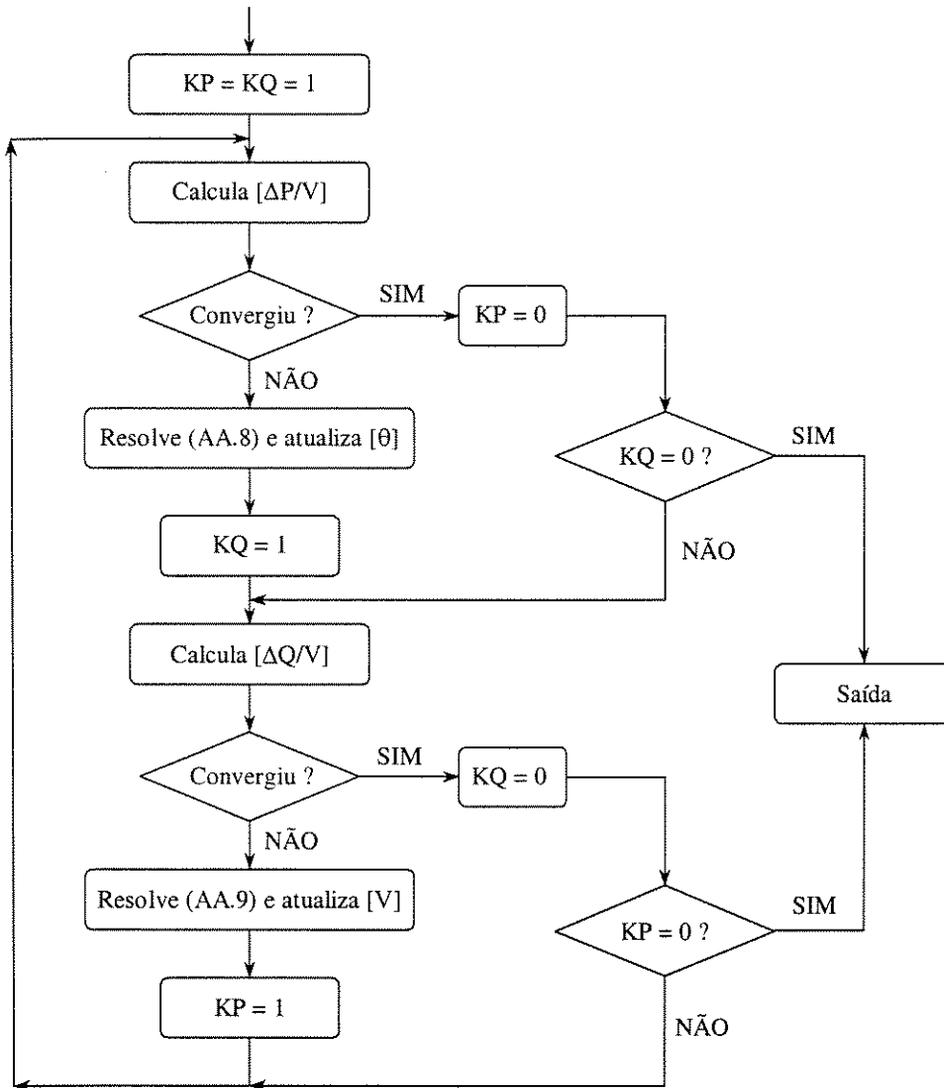


Figura AA.1: Diagrama de blocos do método Desacoplado Rápido

Apêndice B

Capacitância de Linhas de Transmissão

A admitância em derivação de uma linha de transmissão consiste em uma condutância e uma reatância capacitiva. A condutância é usualmente desprezada devido à sua pequena contribuição com a admitância em derivação.

A capacitância de uma linha de transmissão [BLAC93], [GONE88] e [WAGN33] resulta da diferença de potencial entre os condutores; ela faz com que estes se tornem carregados de modo semelhante às placas de um capacitor entre as quais exista uma diferença de potencial. A capacitância entre condutores é a carga por unidade de diferença de potencial. A capacitância entre condutores em paralelo é uma constante que depende das dimensões e do afastamento entre os condutores. Para linhas menores do que 80 km de comprimento, o efeito da capacitância é mínimo e usualmente é desprezado. Para linhas mais longas de tensões mais elevadas, torna-se mais importante a capacitância.

Uma tensão alternada aplicada sobre uma linha de transmissão faz com que, em qualquer ponto, as cargas dos condutores cresçam e decresçam com o aumento e a diminuição do valor instantâneo da tensão entre os condutores naquele ponto. O deslocamento de cargas é uma corrente, e a corrente causada pelo carregamento e descarregamento alternados de uma linha devidos a uma tensão alternada é chamada corrente de carregamento da linha. A corrente de

carregamento existe na linha de transmissão mesmo quando ela está em vazio. Ela afeta tanto a queda de tensão ao longo da linha quanto o seu rendimento e o fator de potência e a estabilidade do sistema ao qual pertence a linha.

AB.1 Capacitância de condutores

Considere um condutor simples isolado com carga q . A tensão entre dois pontos p_1 e p_2 quaisquer fora do condutor é definida pelo trabalho realizado ao se deslocar uma carga de 1 coulomb de p_1 para p_2 através do campo elétrico produzido pela carga q . Esta tensão é expressa por:

$$V_{p_1 p_2} = q \cdot 18 \cdot 10^9 \ln \frac{y}{x} \text{ volts} \quad (\text{AB.1})$$

na qual x é a distância entre p_1 e o condutor e y é a distância entre p_2 e o condutor.

Com a equação (AB.1) e o teorema da superposição, pode-se determinar as capacitâncias de vários condutores em paralelo. A distribuição da carga no condutor é assumida como sendo uniforme pois o espaçamento entre os condutores de uma linha é muito maior que o raio do condutor, tornando desprezível a distorção na distribuição da carga.

A Figura AB.1 mostra um circuito monofásico. Considerando apenas uma carga q_1 no condutor 1 e nenhuma carga no condutor 2, tem-se:

$$V_{21} = q_1 \cdot 18 \cdot 10^9 \ln \frac{D_{12}}{r_1} \text{ volts} \quad (\text{AB.2})$$

Considerando agora uma carga q_2 no condutor 2 e nenhuma carga no condutor 1, a tensão é:

$$V_{21} = q_2 \cdot 18 \cdot 10^9 \ln \frac{r_2}{D_{12}} \text{ volts} \quad (\text{AB.3})$$

Considerando as duas cargas, por superposição tem-se:

$$V_{21} = 18 \cdot 10^9 \left(q_1 \ln \frac{D_{12}}{r_1} + q_2 \ln \frac{r_2}{D_{12}} \right) \text{ volts} \quad (\text{AB.4})$$

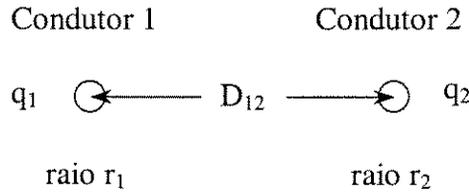


Figura AB.1: Circuito monofásico

Se as cargas forem iguais e a soma das duas for igual a zero, $q_2 = -q_1$. Substituindo em (AB.4), tem-se:

$$V_{21} = 36 \cdot 10^9 \ln \frac{D_{12}}{\sqrt{r_1 r_2}} \text{ volts} \quad (\text{AB.5})$$

A capacitância entre os condutores é a razão entre a carga e a tensão:

$$\frac{q_1}{V_{21}} = C_{21} = C_{12} = \frac{1}{36 \cdot 10^9 \ln \frac{D_{12}}{\sqrt{r_1 r_2}}} \text{ farads/metro} \quad (\text{AB.6})$$

A capacitância para o neutro (C_n) no circuito monofásico é duas vezes esse valor pois a tensão para o neutro é $0,5 V_{21}$.

$$C_n = \frac{1}{18 \cdot 10^9 \ln \frac{D_{12}}{\sqrt{r_1 r_2}}} \text{ farads/metro} \quad (\text{AB.7})$$

Convertendo de $\ln_{(e)}$ para $\log_{(10)}$, tem-se:

$$C_n = \frac{0,03883}{\log \frac{D_{12}}{\sqrt{r_1 r_2}}} \text{ micro farads/milha} \quad (\text{AB.8})$$

Sabendo-se que $x_c = \frac{1}{2\pi f C}$, $b = \frac{1}{x_c}$ e substituindo GMR_r por $\sqrt{r_1 r_2}$, a expressão (AB.8) pode ser escrita em termos mais gerais como:

$$x_c = \frac{4,09876 \cdot 10^6}{f} \log \frac{\text{GMD}}{\text{GMR}_r} \text{ ohms/milha} \quad (\text{AB.9})$$

ou por:

$$b = \frac{2,43976 f \cdot 10^{-7}}{\log \frac{GMD}{GMR_r}} \text{ siemens/milha} \quad (\text{AB.10})$$

AB.2 Capacitância de seqüência positiva e negativa

As equações (AB.9) e (AB.10) podem ser aplicadas para uma linha trifásica com condutores 1, 2 e 3 de raio $r = GMR_r$ separados por D_{12} , D_{23} e D_{13} . Para esse caso, tem-se $GMD = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$. Em termos mais gerais, para uma linha de l milhas, as equações (AB.9) e (AB.10) podem ser reescritas na forma das equações (AB.11) e (AB.12) respectivamente.

$$x_c = \frac{4,09876}{fl} \log \frac{GMD}{GMR_r} \text{ megohms} \quad (\text{AB.11})$$

$$b = \frac{0,243976 fl \cdot 10^{-6}}{\log \left(\frac{GMD}{GMR_r} \right)} \text{ siemens} \quad (\text{AB.12})$$

AB.3 Capacitância de seqüência zero

A capacitância para a terra e a capacitância de seqüência zero podem ser calculadas assumindo a terra como sendo um plano equipotencial entre a carga nos condutores e a carga oposta na imagem dos condutores. As imagens dos condutores estão localizadas abaixo da superfície da terra, a uma distância igual à que a separa do condutor aéreo. Com essas condições os valores de x_c e b podem ser determinados pelas expressões (AB.11) e (AB.12), interpretando-se corretamente os valores de GMR_r e GMD .

Considerando-se que uma corrente de valor $3I_0$ circula pelo sistema, as capacitâncias de seqüência zero valem três vezes o valor da expressão (AB.11) e as susceptâncias de seqüência zero valem um terço do valor da expressão (AB.12). Portanto, para seqüência zero, tem-se:

$$x_c = \frac{12,2963}{fl} \log \frac{GMD}{GMR_r} \text{ megohms} \quad (\text{AB.13})$$

$$b = \frac{0,08133 f l \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{GMD}{GMR_r}\right)} \text{ siemens} \quad (\text{AB.14})$$

A Figura AB.2 mostra uma linha trifásica típica com seus condutores imaginários.

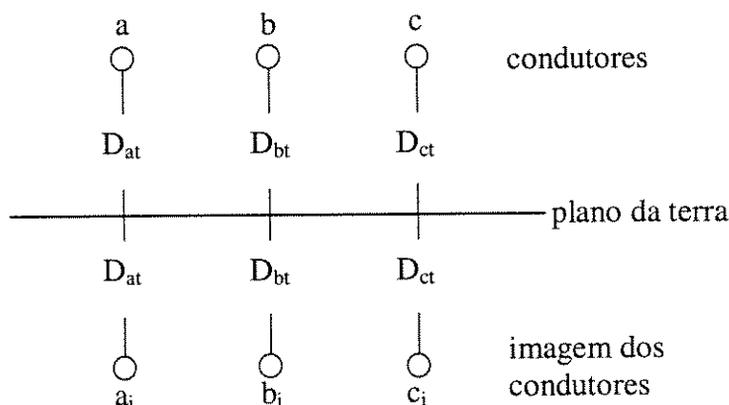


Figura AB.2: Linha trifásica e seus condutores imaginários

Para a configuração da Figura AB.2, os valores de GMD e GMR_r são determinados da seguinte forma:

$$GMD = \sqrt[9]{D_{aai} D_{abi} D_{aci} D_{bai} D_{bbi} D_{bci} D_{cai} D_{cbi} D_{cci}} \quad (\text{AB.15})$$

$$GMR_r = \sqrt[9]{GMR_{r+}^3 \cdot D_{ab}^2 D_{bc}^2 D_{ca}^2} \quad (\text{AB.16})$$

ou,

$$GMR_r = \sqrt[3]{GMR_{r+} \cdot GMD_+^2} \quad (\text{AB.17})$$

Nas quais GMR_{r+} e GMD_+ são os valores de GMR_r e GMD de seqüência positiva respectivamente.

A seguir é apresentado um exemplo de cálculo de capacitância de seqüência positiva, negativa e zero de uma linha de transmissão trifásica com a configuração da Figura AB.2.

AB.4 Exemplo de cálculo de capacitância [BLAC93]

Uma linha de transmissão trifásica de 115 kV, 60 Hz tem espaçamento horizontal de 10 pés e condutores com raio de 0,0475 pés. Para essa linha, tem-se:

Seqüência positiva e negativa:

$$GMD = \sqrt[3]{10 \cdot 10 \cdot 20} = 12,6 \text{ pés}$$

$$GMR_r = 0,0475 \text{ pés}$$

Substituindo esses valores nas expressões (AB.9) e (AB.10), tem-se:

$$x_c = 0,06831 \log \frac{12,6}{0,0475} = -j0,1656 \text{ megohms/milha}$$

$$b = 14,63857 \cdot \frac{10^{-6}}{\log \frac{12,6}{0,0475}} \text{ S / milha}$$

$$b = 6,04 \cdot 10^{-6} \text{ S / milha}$$

Seqüência zero:

$$GMD = \sqrt[9]{(80)^3 \cdot (80,62)^4 \cdot (82,46)^2} = 80,817 \text{ pés}$$

$$GMR_r = \sqrt[3]{0,0475 \cdot (12,6)^2} = 1,96 \text{ pés}$$

Substituindo esses valores na expressão (AB.14), tem-se:

$$b_0 = \frac{4,88 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{80,817}{1,96}} = 3,02 \cdot 10^{-6} \text{ S / milha}$$

$$b_0 = 3,02 \cdot 10^{-6} \text{ S / milha}$$

Neste caso, o parâmetro b_0 é igual a 0,5 vezes o parâmetro b , conforme visto no item 2.3.1.

Apêndice C

Acoplamentos Mútuos em Linhas de Transmissão

Num sistema elétrico de potência são comuns casos em que a energia elétrica é transmitida por linhas de transmissão em circuitos paralelos. Há casos ainda de circuitos de tensões diferentes caminharem paralelamente ao longo de seus trajetos, aproveitando a mesma faixa de servidão. Nestas situações a presença de fluxos de correntes desequilibradas, que decorrem de faltas à terra em uma das linhas, causam induções mútuas de correntes de sequência zero em outras linhas paralelas, acarretando erros consideráveis nas magnitudes das correntes de curtos-circuitos à terra, fluxos de correntes e tensões de sequência positiva e zero e consequentemente atuações incorretas dos relés de terra [BLAC87].

Duas linhas de transmissão paralelas comportam-se como duas bobinas magneticamente acopladas [DESO88], conforme representada na Figura AC.1.

As tensões v_1 e v_2 se relacionam com as correntes i_1 e i_2 pelas expressões:

$$v_1 = \frac{d\phi_1}{dt} \quad (\text{AC.1})$$

$$v_2 = \frac{d\phi_2}{dt} \quad (\text{AC.2})$$

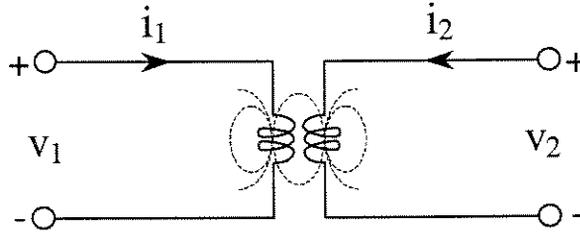


Figura AC.1: Duas bobinas magneticamente acopladas

Particularmente, quando o núcleo for constituído por um material não magnético, os fluxos serão funções lineares das correntes. Desta forma, tem-se:

$$\phi_1 = L_1 i_1 + M i_2 \quad (\text{AC.3})$$

$$\phi_2 = M i_1 + L_2 i_2$$

nas quais os coeficientes L_1 e L_2 são chamados de auto-indutâncias e M de indutância mútua. Tais coeficientes não dependem nem do tempo e nem das correntes i_1 e i_2 .

Derivando as expressões (AC.3), em regime permanente senoidal, as tensões e as correntes podem ser representadas pelos fasores correspondentes:

$$v_1 = j\omega L_1 I_1 + j\omega M I_2 \quad (\text{AC.4})$$

$$v_2 = j\omega M I_1 + j\omega L_2 I_2$$

O sinal da indutância mútua M pode ser positivo ou negativo, dependendo dos sentidos dos fluxos ϕ_1 e ϕ_2 no núcleo, produzidos respectivamente pelas correntes i_1 e i_2 , admitidas ambas positivas.

No caso representado pela Figura AC.1, se as bobinas em ambos os circuitos forem constituídas de uma única espira e o núcleo for de ar tem-se o modelo de circuito de sequência zero para linhas de transmissão com acoplamentos mútuos (Figura AC.2) [SATO79].

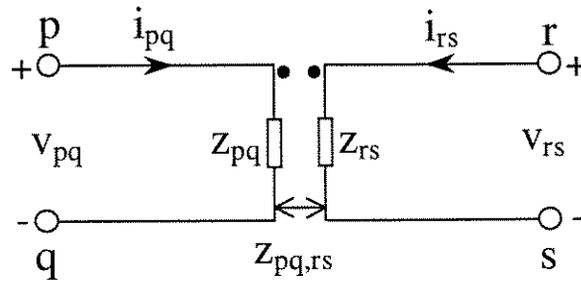


Figura AC.2: Indução mútua entre linhas de transmissão paralelas

Portanto, são válidas as expressões (AC.4), podendo ser reescritas na forma:

$$v_{pq} = z_{pq} i_{pq} + z_{pq,rs} i_{rs} \quad (\text{AC.5})$$

$$v_{rs} = z_{rs,pq} i_{pq} + z_{rs} i_{rs}$$

Na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} v_{pq} \\ v_{rs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{pq} & z_{pq,rs} \\ z_{rs,pq} & z_{rs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{pq} \\ i_{rs} \end{bmatrix} \quad (\text{AC.6})$$

No caso geral, para um grupo de n linhas mutuamente acopladas tem-se:

$$\underline{V} = \underline{Z}_{pri} \underline{I} \quad (\text{AC.7})$$

sendo,

\underline{V} - vetor das quedas de tensões nos elementos da rede;

\underline{Z}_{pri} - matriz de impedância dos elementos da rede (matriz primitiva);

\underline{I} - vetor das correntes nos elementos da rede.

Da expressão (AC.7) obtém-se:

$$\underline{I} = \underline{Y}_{pri} \underline{V} \quad (\text{AC.8})$$

na qual $\underline{Y}_{pri} = \underline{Z}_{pri}^{-1}$ é a matriz admitância primitiva.

No caso particular de duas linhas mutuamente acopladas tem-se:

$$\begin{bmatrix} i_{pq} \\ i_{rs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{pq} & y_{pq,rs} \\ y_{rs,pq} & y_{rs} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{pq} \\ v_{rs} \end{bmatrix} \quad (\text{AC.9})$$

A matriz admitância primitiva é utilizada para duas finalidades:

1. inclusão do efeito dos acoplamentos mútuos na matriz admitância nodal;
2. cálculo dos fluxos de corrente de sequência zero em linhas com acoplamentos mútuos.

Quando da ocorrência de curto-circuito à terra, as correntes de sequência zero fluindo através das três fases, no mesmo sentido (retornando via solo, ou solo e cabos pára-raios), induzem tensões nos circuitos acoplados, podendo causar a circulação de correntes induzidas que fluem na direção oposta. Portanto, a impedância mútua de sequência zero entre os circuitos, tende a reduzir a corrente de curto-circuito sob certas condições, ou aumentá-la sob outras condições, dependendo das direções relativas da corrente de sequência zero e a corrente induzida.

Apêndice D

Produção

Artigos Aprovados para Publicação

1. Mota, R. P., Sato, F. “Inclusão dos Elementos em Derivação nos Cálculos de Curtos-circuitos”. *XII Congresso Brasileiro de Automática*. Uberlândia, MG, 14 a 18 de setembro de 1998.
2. Mota, R. P., Sato, F. “Representação e Inclusão dos Parâmetros *Shunts* nos Cálculos de Curtos-circuitos”. *VI Seminário Técnico de Proteção e Controle*. Natal, RN, 27 de setembro a 2 de outubro de 1998.

Artigo Submetido

1. Mota, R. P., Sato, F. – “Cálculos de curtos-circuitos para estudos e análises da proteção de sistemas elétricos”. *Revista da Sociedade Brasileira de Automática*.

INCLUSÃO DOS ELEMENTOS EM DERIVAÇÃO NOS CÁLCULOS DE CURTOS-CIRCUITOS

RENATO P. MOTA, FUJIO SATO

Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação,
Universidade Estadual de Campinas, C.P. 6101 - CEP: 13081-970 - Campinas, SP, BRAZIL
E-mails: rpmota@dsee.fee.unicamp.br, sato@dsee.fee.unicamp.br

Resumo— Este trabalho mostra os efeitos das cargas e dos elementos em derivação (capacitâncias das linhas de transmissão, transformadores fora da derivação nominal, banco de capacitores e reatores) nos valores de curtos-circuitos do sistema elétrico de potência. Considerando-se o estado pré-falta do sistema, determinado através de cálculos de fluxo de carga, e adotando-se modelamentos apropriados, estes elementos são incluídos nas matrizes de admitâncias para análises de curtos-circuitos trifásico e monofásico. Métodos de vetores esparsos são utilizados para diminuir o esforço computacional. O programa foi testado em sistemas elétricos reais, destacando dentre eles trechos do sistema da região sul-sudeste brasileira. Alguns resultados são apresentados para mostrar as diferenças.

Abstract— This paper presents the effects of loads and shunt elements (charging susceptances of transmission lines, susceptances of off-nominal transformer ratio and shunt compensations) on power systems short-circuits calculations. Taking into consideration the pre-fault state of the system, based on load flow studies, and using adequate modeling, these elements are included on admittances matrix to perform three-phase and single-phase short-circuits analysis. Sparse vector methods are used to reduce the computation effort. The program has been tested on real power systems, emphasizing the Brazilian south-southeastern system. Some results are presented to show the differences.

Keywords— short-circuit, load flow, sparse vector methods, shunt elements, HV and EHV network

1 Introdução

As simulações de curtos-circuitos utilizadas rotineiramente se baseiam em modelamentos dos elementos do sistema elétrico bastante simplificados. Isto tem como justificativa o fato de as correntes de curtos-circuitos serem muito superiores às correntes de carga, além de proporcionar economia de memória e diminuir o esforço computacional. Entretanto, estas simplificações podem acarretar imprecisões nos resultados.

Este trabalho tem como objetivo avaliar estas diferenças, determinando valores mais exatos das tensões e correntes de curtos-circuitos a partir de um modelamento mais completo, no qual são considerados as cargas, os elementos em derivação das linhas de transmissão e dos transformadores fora do *tap* nominal e os bancos de capacitores e reatores.

Os curtos-circuitos são calculados após a inclusão dos elementos em derivação nas matrizes de admitâncias e baseando-se no estado inicial do sistema, determinado através do processamento de fluxo de carga conforme encontrado em detalhes em (Monticelli, 1983).

Para diminuir o esforço computacional foram utilizados os métodos de vetores esparsos, cuja formulação encontra-se em (Tinney et al., 1985).

O programa foi testado em vários sistemas elétricos, destacando-se entre eles um sistema de sub-transmissão da região sudeste brasileira de 138/69/13,8-11,95 kV com 216 barras, 263 ramos e 98 linhas com acoplamentos mútuos e um sistema de EAT de 500/345/138 kV com 28 barras, 60 ramos e 11 linhas com acoplamentos mútuos, baseado em dados do sistema interligado brasileiro da região sul-sudeste. Foram realizadas também, simulações em

um sistema radial de 3 barras para analisar exclusivamente a influência das cargas e das capacitâncias de linhas de transmissão de EAT nas correntes de curtos-circuitos. Foi verificado também a influência dos acoplamentos mútuos no fluxo de corrente de sequência zero numa linha de 138 kV do sistema de 216 barras.

2 Análise de Curto-circuito

2.1 Método Clássico

O método clássico, tal como desenvolvido em (Brown, 1975), se baseia nas seguintes hipóteses simplificadoras:

- o sistema pré-falta é considerado operando em vazio, isto é, todos os elementos em derivação são desconsiderados;
- todas as máquinas síncronas são consideradas operando com tensão 1.0 pu $\angle 0^\circ$.

A simulação de curto-circuito consiste em resolver o sistema de equações algébricas lineares:

$$Y_{BARRA} \cdot \underline{E} = \underline{I} \quad (1)$$

cuja solução é dada por:

$$Z_{BARRA} \cdot \underline{I} = \underline{E} \quad (2)$$

2.2 Modelamentos dos Componentes da Rede

A precisão dos valores de curtos-circuitos pode ser melhorada representando todos os componentes do sistema com modelos apropriados.

As linhas de transmissão são representadas pelo modelo π , encontrado em detalhes em (Grainger e Stevenson JR., 1994), considerando-se os parâmetros com os valores adequados para cada sequência conforme (Blackburn, 1993).

Nas máquinas síncronas as reatâncias subtransitórias, em eixo direto, são consideradas tanto para o parâmetro de sequência positiva conforme (Ramos e Dias, 1982) como para o de sequência negativa.

Os parâmetros de sequência positiva, negativa e zero dos bancos de capacitores e reatores são modelados conforme (Ramos e Dias, 1982).

Os transformadores são representados por um circuito equivalente do tipo π , conforme encontrado em detalhes em (Monticelli, 1983).

As cargas inicialmente são modeladas como potência constante para o cálculo de fluxo de carga. Para os cálculos de curtos-circuitos são convertidas em admitância constante conforme (Undrill, 1975), através da equação (3) encontrada em (Anderson, 1973).

$$y(k) = \frac{S(k)^*}{|V_k|^2} \quad (3)$$

2.3 Cálculos de Curtos-circuitos Considerando-se o Estado Inicial do Sistema

Após a determinação do estado inicial do sistema ($v_i(0)$), através dos cálculos de fluxo de carga, e o modelamento apropriado dos componentes do sistema, os efeitos dos elementos em derivação são incorporados, nas sequências positiva e zero, adotando-se os seguintes passos:

- formar um vetor de dimensão nb (número de barras), cujo conteúdo é a soma de todas as admitâncias em derivação de cada barra do sistema;
- somar os elementos do vetor, obtidos no passo (a), ao valor da diagonal da matriz Y_{BARRA} do caso básico.

Para os cálculos de curtos-circuitos os elementos das matrizes Z_{BARRA} de sequência positiva e zero são obtidos através dos métodos de vetores esparsos.

Neste trabalho são analisados os curtos-circuitos trifásico e monofásico e todas as equações são representadas em valores pu .

Considerando-se uma barra genérica k e uma linha genérica $p-q$:

Curto-circuito Trifásico (Crevier et al., 1975)

- corrente total na barra k

$$i_k^{3f} = \frac{v_k(0)}{Z_{k,k}^+} \quad (4)$$

- tensão nas barras

$$v_i = v_i(0) - v_k(0) \frac{Z_{i,k}^+}{Z_{k,k}^+} \quad (5)$$

- corrente na linha $p-q$

$$i_{p-q} = \left[v_k(0) \frac{Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+}{Z_{k,k}^+} + (v_p(0) - v_q(0)) \right] \cdot y_{p-q}^+ \quad (6)$$

Curto-circuito Monofásico

- corrente total na barra k

$$i_k^{1f} = \frac{3 \cdot v_k(0)}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (7)$$

- correntes de sequências na barra k

$$i_k^+ = i_k^- = i_k^0 = \frac{v_k(0)}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (8)$$

- tensões de sequências nas barras

$$v_i^+ = v_i(0) - v_k(0) \frac{Z_{i,k}^+}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (9)$$

ou

$$v_i^+ = v_i(0) - i_k^0 Z_{i,k}^+ \quad (10)$$

$$v_i^- = -v_k(0) \frac{Z_{i,k}^+}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (11)$$

ou

$$v_i^- = -i_k^0 Z_{i,k}^+ \quad (12)$$

$$v_i^0 = -v_k(0) \frac{Z_{i,k}^0}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (13)$$

ou

$$v_i^0 = -i_k^0 Z_{i,k}^0 \quad (14)$$

- correntes de sequência na linha $p-q$

$$i_{p-q}^+ = \left[v_k(0) \frac{Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} + (v_p(0) - v_q(0)) \right] \cdot y_{p-q}^+ \quad (15)$$

ou

$$i_{p-q}^+ = [i_k^0 (Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+) + (v_p(0) - v_q(0))] \cdot y_{p-q}^+ \quad (16)$$

$$i_{p-q}^- = \left[v_k(0) \frac{Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \right] \cdot y_{p-q}^+ \quad (17)$$

ou

$$i_{p-q}^- = i_k^0 (Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+) \cdot y_{p-q}^+ \quad (18)$$

$$i_{p-q}^0 = \left[v_k(0) \frac{Z_{q,k}^0 - Z_{p,k}^0}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \right] \cdot y_{p-q}^0 \quad (19)$$

ou

$$i_{p-q}^0 = i_k^0 (Z_{q,k}^0 - Z_{p,k}^0) \cdot y_{p-q}^0 \quad (20)$$

A equação 19 se aplica para os casos em que a linha de transmissão não possui acoplamentos mútuos com outras linhas.

Nos casos em que a linha possui acoplamentos mútuos com linhas adjacentes estes efeitos devem ser considerados e aplica-se a equação 21.

$$i_{p-q}^0 = \frac{v_k(0)}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} (Z_{q,k}^0 - Z_{p,k}^0) \cdot y_{p-q}^0 + [y_i^0] \cdot [Z_d^0] \quad (21)$$

ou

$$i_{p-q}^0 = i_k^0 \cdot (Z_{q,k}^0 - Z_{p,k}^0) \cdot y_{p-q}^0 + i_k^0 \cdot [y_i^0] \cdot [Z_d^0] \quad (22)$$

onde a expressão $i_k^0 \cdot [y_i^0] \cdot [Z_d^0]$ do segundo membro é a soma das correntes induzidas pelos circuitos acoplados.

Deve-se observar que $[y_i^0]$ é um vetor linha da matriz de admitâncias das linhas mutuamente acopladas e $[Z_d^0]$ é um vetor coluna formado pelos elementos da matriz de impedâncias Z_{BARRA} , encontrada em (Brown, 1975)

Uma vez determinado o estado inicial do sistema é possível determinar também a *f.e.m.* de cada máquina síncrona, pois são conhecidos o valor da tensão pré-falta da barra à qual a máquina está conectada (*n*, por exemplo), o valor da sua reatância subtransitória e o valor do fluxo de potência complexa na máquina. A potência complexa é convertida em corrente com base na tensão pré-falta da barra e a tensão interna da máquina é calculada através da equação (23).

$$e = v_n(0) + jix_d'' \quad (23)$$

na qual e é a *f.e.m.* da máquina, $v_n(0)$ é a tensão pré-falta na barra *n*, i e x_d'' são respectivamente a corrente e a reatância subtransitória da máquina.

O diagrama de blocos da Fig. 1 mostra os passos do processamento de curto-circuito.

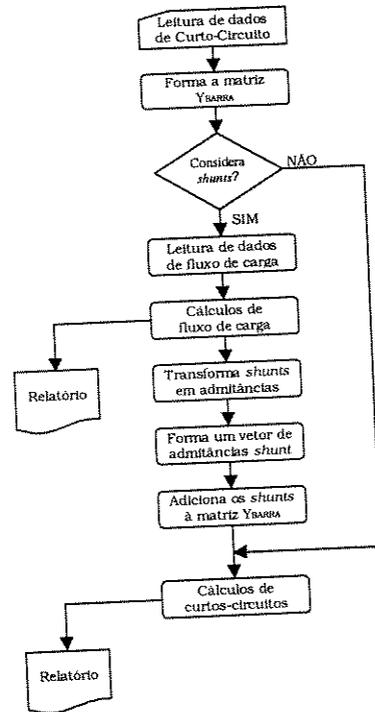


Figura 1. Diagrama de blocos.

3 Testes e Resultados

A análise de curtos-circuitos deve ser feita não só para o caso básico (curtos-circuitos nas barras do sistema), mas também para curtos-circuitos em linhas e para outras configurações (linha aberta e curto no fim da linha) que envolvem a remoção ou a inclusão de linhas na rede, entretanto, nos exemplos que seguem são apresentados apenas os resultados obtidos para o caso básico.

O método foi testado em vários sistemas, destacando-se dentre eles trechos da região sudeste do sistema interligado brasileiro. A primeira, uma rede de 138/69 kV com 216 barras, 263 ramos e 98 linhas com acoplamentos mútuos e outra, uma rede de 500/345/138 kV com 28 barras, 60 ramos e 11 linhas com acoplamentos mútuos. Foram simulados curtos-circuitos trifásico e monofásico em várias barras nos dois sistemas, tanto com o modelamento clássico como com o modelamento completo. Para verificar os efeitos das cargas e das capacitâncias da linha de transmissão de EAT (500 kV) nos valores

de curtos-circuitos foi considerado um sistema-exemplo de 3 barras.

As Tabelas 1 e 2 apresentam os resultados em MVA, obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico na rede de 138/69 kV, nas barras onde foram observadas maiores diferenças percentuais entre os dois modelamentos. A Tabela 3 apresenta o estado inicial de algumas barras, onde Furnas foi tomada como sendo a barra *slack*.

Tabela 1: Curto-circuito monofásico – Rede 138/69 kV.

Barra	Clássico	Completo	Dif. %
Furnas 138	5958,1	6124,7	2,80
S. Bárbara 138	6023,0	6181,4	2,63
Sumaré 138	3869,0	3971,8	2,66
Cosmópolis 69	191,6	184,3	-3,81
3M 69	347,9	338,4	-2,67

Tabela 2: Curto-circuito trifásico – Rede 138/69 kV.

Barra	Clássico	Completo	Dif. %
N. Aparec. 138	5723,6	5958,8	4,11
S. Bárbara 138	7589,4	7931,0	2,66
Trevo 69	683,8	675,2	-1,26
Cosmópolis 69	271,7	266,6	-1,88
3M 69	484,8	474,9	-2,04

Tabela 3: Estado inicial – Rede 138/69 kV.

Barra	V_{pu}	θ
Furnas 138	1,009	0,00
Sumaré 138	1,014	0,35
S. Bárbara 138	1,015	1,20
N. Aparec. 138	1,006	-0,31
Cosmópolis 69	0,942	-2,40
3M 69	0,965	-2,59
Trevo 69	0,981	-2,71

As Tabelas 4 e 5 apresentam alguns resultados relevantes em MVA, obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos respectivamente para rede de 500/345/138 kV. A Tabela 6 apresenta o estado inicial das barras onde Marimbondo foi tomada como a barra *slack*.

Tabela 4: Curto-circuito monofásico – Rede 500/345 kV.

Barra	Clássico	Completo	Dif. %
Araraqua. 500	4319,6	4496,3	4,10
Campinas 500	6479,8	6748,3	4,14
Guarulhos 345	11013,8	12614,5	14,53
V.Grande 345	5319,0	5532,0	4,00
C.Paulista 500	10451,2	9724,0	-6,96

Tabela 5: Curto-circuito trifásico – Rede 500/345 kV.

Barra	Clássico	Completo	Dif. %
P.Colômb. 138	2084,9	2162,8	3,74
Campinas 500	6707,0	6312,6	-5,88
Campinas 345	7647,7	8094,9	5,85
Guarulhos 345	11144,1	12750,8	14,42
C.Paulista 500	12243,8	11559,7	-5,59

Tabela 6: Estado inicial – Rede 500/345 kV.

Barra	V_{pu}	θ
Araraquara 500	1,044	-2,37
P.Colômb. 138	1,028	6,97
Campinas 500	1,000	-5,62
Campinas 345	1,030	-1,82
Guarulhos 500	1,154	1,44
V.Grande 345	1,052	9,32
C.Paulista 500	0,925	-19,86

O sistema exemplo de 3 barras, mostrado na Fig. 2, tem a finalidade de verificar os efeitos das cargas e das capacitâncias da linha de transmissão de EAT (500kV) nos valores de curtos-circuitos.

Foram simulados curtos-circuitos monofásico e trifásico nas barras 2 e 3 pelos métodos clássico e completo. As simulações com o modelo completo foram realizadas para três configurações:

- com os valores totais da carga e capacitância da linha;
- com 50 % da carga e capacitância total da linha;
- com o valor total da carga e 50 % da capacitância da linha.

As Tabelas 7 e 8 mostram os resultados das simulações em MVA.

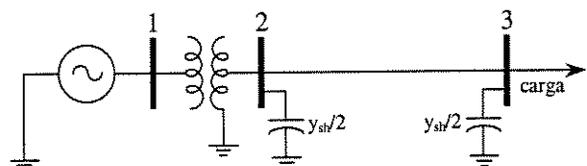


Figura 2. Sistema-exemplo de 3 barras.

Tabela 7: Curto-circuito monofásico – Rede de 3 barras.

Configuração	Barra 2	Barra 3
Clássico	5649,7	1339,6
Completo (a)	6285,5	1403,6
Completo (b)	5958,0	1387,5
Completo (c)	6427,9	1431,5

Tabela 8. Curtos-circuitos trifásico no sistema de 3 barras.

Configuração	Barra 2	Barra 3
Clássico	4405,3	2006,7
Completo (a)	4920,1	2272,7
Completo (b)	4630,3	2139,7
Completo (c)	5048,0	2314,8

A Tabela 9 apresenta uma comparação entre os valores de fluxos de corrente de sequência zero numa das linhas de 138 kV de circuitos paralelos, da rede de 216 barras, com e sem acoplamento mútuo.

Tabela 9. Influência do acoplamento mútuo.
[(*) Barra em curto-circuito]

Linha	Com	Sem	Dif. %
Paineiras-Tanquinho (*)	103,3	122,7	18,8
Tanquinho-Paineiras (*)	607,0	830,0	36,7

4 Conclusões

- A comparação entre os valores de curtos-circuitos obtidos pelo método convencional e o método completo possibilita visualizar uma diferença que varia na faixa de -3,81% a 4,50% na rede de 138/69 kV e de -6,96 a 14,53% no sistema de 500/345/138 kV.
- As diferenças foram maiores nos valores do curto-circuito trifásico. Isto mostra a influência maior das cargas do que outros tipos de elementos em derivação.
- A faixa de variação das tensões pré-falta nas barras apresentadas foi de 0,942 à 1,015 pu na rede de 138/69 kV e de 0,925 à 1,152 pu na rede de 500/345/138 kV, o que mostra que a consideração da tensão pré-falta 1.0 pu $\angle 0^\circ$ é uma fonte de erro considerável.
- Os acoplamentos mútuos entre circuitos paralelos têm efeitos consideráveis nos valores dos fluxos de corrente de sequência zero. Ignorar estes efeitos implicam em erros nos ajustes dos relés de terra.
- A utilização do método de vetores esparsos reduz o tempo de processamento, principalmente para grandes sistemas e quando se exige um número elevado de simulações.

Agradecimentos

Este trabalho contou com apoio parcial da FAPESP e da Finep e o primeiro autor agradece à CAPES pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- Anderson, P. M. (1973). *Analysis of Faulted Power Systems*. The Iowa State University Press, Iowa.
- Blackburn, J. L. (1993). *Symmetrical Components for Power Systems Engineering*. Marcel Dekker, Inc., New York.
- Brown, H. E. (1975). *Solution of Large Networks by Matrix Methods*. John Wiley & Sons, Inc., New York.
- Crevier, D., Robichaud, Y. and Dannenbaum, L. G. (1975). The effect of shunt elements and loads on short circuit calculations for EHV lines. *Fall Meeting of the Canadian Electrical Association*. Edmonton, Alta., Canada, pp. 41-56.
- Grainger, J. J. and Stevenson JR., W. D. (1994). *Power System Analysis*. McGraw-Hill International Editions
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Editora Edgard Blucher LTDA, São Paulo, SP.
- Ramos, D. S. e Dias, E. M. (1982). *Sistemas Elétricos de Potência - Regime Permanente*. Vol. 1. Editora Guanabara Dois S.A., Rio de Janeiro, RJ.
- Tinney, W. F., Brandwajn, V. and Chan, S. M. (1985). Sparse Vector Methods. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* (Feb.). Vol. PAS-104, N° 2, pp. 295-301.
- Undrill, J. M. and Kostyniak, T. E. (1975). Advanced power system fault analysis method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol. PAS-94, N° 6, pp. 2141-2150.

REPRESENTAÇÃO E INCLUSÃO DOS PARÂMETROS *SHUNTS* NOS CÁLCULOS DE CURTOS-CIRCUITOS

Renato P. Mota

UNICAMP Fujio Sato

UNICAMP

1. RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar os erros cometidos nos cálculos de curtos-circuitos, quando são desprezados o estado inicial e os efeitos dos elementos em derivação (cargas, capacitâncias das linhas de transmissão, transformadores fora da derivação nominal, banco de capacitores e reatores) de um sistema elétrico de potência. Apresenta-se uma modelagem matemática de tais elementos e a forma como são introduzidos nos cálculos de curtos-circuitos trifásico e monofásico. Um programa de cálculo de fluxo de carga é utilizado para determinar o estado pré-falta do sistema. Técnicas de vetores esparsos foram utilizadas para diminuir o esforço computacional. São apresentados resultados obtidos para um trecho do sistema da região sudeste brasileira de 138/69 kV e para um sistema de 500/345 kV baseado em dados do sistema sul-sudeste brasileiro.

2. INTRODUÇÃO

As simulações de curtos-circuitos utilizadas rotineiramente, se baseiam numa modelagem bastante simplificada do sistema elétrico. Isto tem como justificativa o fato de as correntes de curtos-circuitos serem muito superiores às correntes de carga. Tais simplificações também proporcionam uma economia de memória e esforço computacional. Entretanto, estas simplificações podem acarretar imprecisões nos resultados.

Este trabalho tem como objetivo avaliar estes erros, determinando valores mais precisos das tensões e correntes de curtos-circuitos. Assim, todos os elementos *shunts* do sistema (cargas, *shunts* das linhas de transmissão e dos transformadores fora da derivação nominal e banco de capacitores e reatores) são considerados na modelagem do sistema elétrico.

O curto-circuito é processado após o estado inicial do sistema ser determinado através de um programa de fluxo de carga desacoplado rápido [1] (Apêndice D). Nas formulações são consideradas as tensões internas das

máquinas síncronas, as influências dos elementos *shunts* nos fluxos de potências dos ramos e as tensões nas barras.

O esforço computacional é aumentado devido a necessidade de se determinar o estado inicial do sistema. Para diminuir-lo foram utilizadas técnicas de vetores esparsos [2] nas simulações de curtos-circuitos (Apêndice II).

O programa foi testado em vários sistemas, destacando-se dentre eles um trecho do sistema de 138/69 kV da região sudeste e um sistema de 500/345 kV baseado no sistema sul-sudeste brasileiro. Foram realizados também, testes em um sistema radial de 3 barras para analisar exclusivamente a influência das cargas e das capacitâncias de linhas de transmissão de EAT nas correntes de curtos-circuitos monofásico e trifásico.

3. ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

3.1. ANÁLISE CONVENCIONAL

O primeiro passo na análise de um sistema de potência é o desenvolvimento de modelos matemáticos que devem descrever as características individuais dos componentes da rede, assim como as relações decorrentes das suas interligações.

Na análise convencional [3] de curtos-circuitos, as correntes normais de cargas dos consumidores são usualmente ignoradas, pois são pequenas em comparação à corrente de curto-circuito. Este fato permite que se façam duas simplificações nos modelos matemáticos do sistema:

- o sistema (pré-falha) é considerado operando em vazio, isto é, são desligados todos os elementos em derivação;
- são consideradas todas as máquinas operando em 1.0 p.u. $\angle 0^\circ$.

Uma outra simplificação normalmente adotada é a consideração de todos os transformadores e auto-transformadores do sistema no *tap* nominal.

Após a modelagem conveniente da rede, a simulação de curto-circuito consiste em resolver o sistema de equações algébricas lineares:

$$Y_{BARRA} \cdot \underline{E} = \underline{I} \quad (1)$$

na qual:

Y_{BARRA} → matriz de admitância nodal;

\underline{E} → vetor tensão nodal;

\underline{I} → vetor corrente injetada.

A solução do sistema de equações (1) é dada por:

$$Z_{BARRA} \cdot \underline{I} = \underline{E} \quad (2)$$

na qual:

Z_{BARRA} → matriz de impedância nodal.

3.2. MELHORAMENTOS DOS MODELOS

A precisão dos resultados obtidos pelo método convencional, pode ser melhorada representando-se adequadamente todos os elementos do sistema. As representações mostradas a seguir são utilizadas no melhoramento dos modelos matemáticos do sistema elétrico.

3.2.1 Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão são representadas, em todas as seqüências pelo modelo π -equivalente [4] da FIGURA 1, na qual z é a impedância série e y é a admitância total em derivação da linha de transmissão.

O modelo de seqüência zero de linha de transmissão difere do modelo de seqüência positiva e negativa apenas nos valores de impedância série z e admitância para terra y .

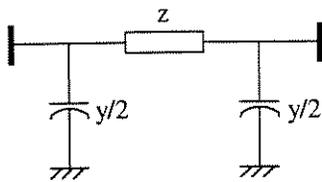


FIGURA 1: Modelo π -equivalente de uma linha de transmissão

3.2.2 Geradores

O modelo dos geradores adotado para seqüência positiva, é mostrado na FIGURA 2 [5], na qual E é a f.e.m. e x_d'' é a reatância subtransitória do gerador.

Na seqüência negativa, o gerador é representado apenas por sua reatância subtransitória x_d'' .

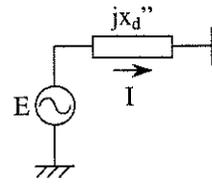


FIGURA 2: Modelo de seqüência positiva de um gerador

3.2.3 Banco de capacitores e reatores

Para se representar bancos de capacitores e reatores nas seqüências positiva, negativa e zero, utiliza-se o modelo da FIGURA 3 [5], na qual Q_n é a potência reativa nominal do banco de capacitores ou do reator e V_n é a tensão nominal do banco de capacitores ou do reator.

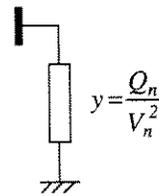


FIGURA 3: Modelo de um banco de capacitores e de um reator

3.2.4 Transformadores

Um transformador com sua derivação nominal pode ser representado apenas por uma admitância série y FIGURA 4 [1]. Neste caso é desprezado o ramo magnetizante do transformador.

Fora da derivação nominal, adota-se para o transformador, o modelo π -equivalente da FIGURA 4, onde y é a admitância série e a é o valor do tap. Para o caso do transformador na derivação nominal, $a=1$.

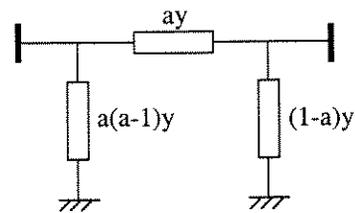


FIGURA 4: Modelo π -equivalente de um transformador

Para um transformador de três enrolamentos, o modelo deve ser suficientemente versátil para permitir a representação de taps em qualquer dos enrolamentos.

3.2.5 Cargas

Inicialmente, as cargas do sistema são modeladas como potência-constante para o cálculo de fluxo de carga. Em

seguida são convertidas para um valor de admitância constante [6] para os cálculos de curto-circuito, através da expressão (3),

$$y(k) = \frac{S(k)^*}{|V_k|^2} \quad (3)$$

na qual $y(k)$ é o valor da admitância da carga na barra k , $S(k)^*$ é conjugado da potência complexa da carga e $|V_k|$ é a magnitude da tensão pré-falta.

3.3 CÁLCULOS DE CURTOS-CIRCUITOS CONSIDERANDO-SE O ESTADO INICIAL DO SISTEMA

Após a determinação do estado inicial do sistema ($v_i(0)$), através dos cálculos de fluxo de carga, e o modelamento apropriado dos componentes do sistema, os efeitos dos elementos em derivação são incorporados, nas seqüências positiva e zero, adotando-se os seguintes passos:

- formar um vetor de dimensão nb (número de barras), cujo conteúdo é a soma de todas as admitâncias em derivação de cada barra do sistema;
- somar os elementos do vetor, obtidos no passo (a), ao valor da diagonal da matriz Y_{BARRA} do caso básico.

Para os cálculos de curtos-circuitos os elementos das matrizes Z_{BARRA} de seqüência positiva e zero são obtidos através dos métodos de vetores esparsos.

Neste trabalho são analisados os curtos-circuitos trifásico e monofásico e todas as equações são representadas em valores pu.

Considerando-se uma barra genérica k e uma linha genérica $p-q$:

Curto-circuito Trifásico [7]

- corrente total na barra k

$$i_k^{3f} = \frac{v_k(0)}{Z_{k,k}^+} \quad (4)$$

- tensão nas barras

$$v_i = v_i(0) - v_k(0) \frac{Z_{i,k}^+}{Z_{k,k}^+} \quad (5)$$

- corrente na linha $p-q$

$$i_{p-q} = \left[v_k(0) \frac{Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+}{Z_{k,k}^+} + (v_p(0) - v_q(0)) \right] \cdot y_{p-q}^+ \quad (6)$$

Curto-circuito Monofásico

- corrente total na barra k

$$i_k^{1f} = \frac{3 \cdot v_k(0)}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (7)$$

- correntes de seqüências na barra k

$$i_k^+ = i_k^- = i_k^0 = \frac{v_k(0)}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (8)$$

- tensões de seqüências nas barras

$$v_i^+ = v_i(0) - v_k(0) \frac{Z_{i,k}^+}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (9)$$

ou

$$v_i^+ = v_i(0) - i_k^0 Z_{i,k}^+ \quad (10)$$

$$v_i^- = -v_k(0) \frac{Z_{i,k}^+}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (11)$$

ou

$$v_i^- = -i_k^0 Z_{i,k}^+ \quad (12)$$

$$v_i^0 = -v_k(0) \frac{Z_{i,k}^0}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \quad (13)$$

ou

$$v_i^0 = -i_k^0 Z_{i,k}^0 \quad (14)$$

- correntes de seqüência na linha $p-q$

$$i_{p-q}^+ = \left[v_k(0) \frac{Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} + (v_p(0) - v_q(0)) \right] \cdot y_{p-q}^+ \quad (15)$$

ou

$$i_{p-q}^+ = \left[i_k^0 (Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+) + (v_p(0) - v_q(0)) \right] \cdot y_{p-q}^+ \quad (16)$$

$$i_{p-q}^- = \left[v_k(0) \frac{Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \right] \cdot y_{p-q}^+ \quad (17)$$

O diagrama de blocos da FIGURA 5 mostra os passos do processamento de curto-circuito.

$$i_{p-q}^- = i_k^0 (Z_{q,k}^+ - Z_{p,k}^+) \cdot y_{p-q}^+ \quad (18)$$

$$i_{p-q}^0 = \left[v_k(0) \frac{Z_{q,k}^0 - Z_{p,k}^0}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} \right] \cdot y_{p-q}^0 \quad (19)$$

$$i_{p-q}^0 = i_k^0 (Z_{q,k}^0 - Z_{p,k}^0) \cdot y_{p-q}^0 \quad (20)$$

A equação 19 se aplica para os casos em que a linha de transmissão não possui acoplamentos mútuos com outras linhas.

Nos casos em que a linha possui acoplamentos mútuos com linhas adjacentes estes efeitos devem ser considerados e aplica-se a equação 21.

$$i_{p-q}^0 = \frac{v_k(0)}{2Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^0} (Z_{q,k}^0 - Z_{p,k}^0) y_{p-q}^0 + [y_i^0] \cdot [Z_d^0] \quad (21)$$

$$i_{p-q}^0 = i_k^0 (Z_{q,k}^0 - Z_{p,k}^0) y_{p-q}^0 + i_k^0 \cdot [y_i^0] \cdot [Z_d^0] \quad (22)$$

onde a expressão $i_k^0 \cdot [y_i^0] \cdot [Z_d^0]$ do segundo membro é a soma das correntes induzidas pelos circuitos acoplados.

Deve-se observar que $[y_i^0]$ é um vetor linha da matriz de admitâncias das linhas mutuamente acopladas e $[Z_d^0]$ é um vetor coluna formado pelos elementos da matriz de impedâncias Z_{BARRA} , encontrada em [8].

Uma vez determinado o estado inicial do sistema é possível determinar também a *f.e.m.* de cada máquina síncrona, pois são conhecidos o valor da tensão pré-falta da barra à qual a máquina está conectada (n , por exemplo), o valor da sua reatância subtransitória e o valor do fluxo de potência complexa na máquina. A potência complexa é convertida em corrente com base na tensão pré-falta da barra e a tensão interna da máquina é calculada através da equação (23),

$$e = v_n(0) + jix_d'' \quad (23)$$

na qual e é a *f.e.m.* da máquina, $v_n(0)$ é a tensão pré-falta na barra n , i e x_d'' são respectivamente a corrente e a reatância subtransitória da máquina.

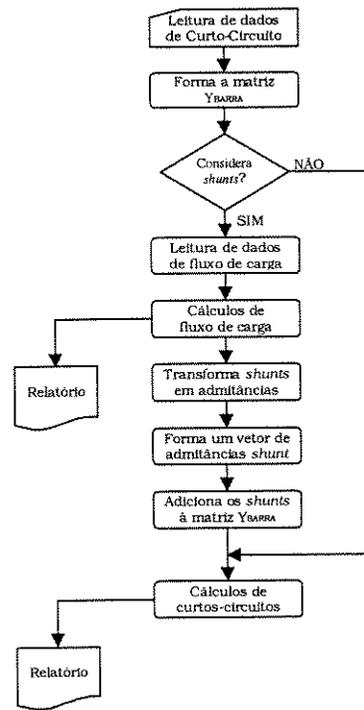


FIGURA 5: Diagrama de blocos

4. TESTES E RESULTADOS

A análise de curtos-circuitos deve ser feita não só para o caso básico (curtos-circuitos nas barras do sistema), mas também para curtos-circuitos em linhas e para outras configurações (linha aberta e curto no fim da linha) que envolvem a remoção ou a inclusão de linhas na rede. Entretanto, nos exemplos que seguem são apresentados apenas os resultados obtidos para o caso básico.

O método foi testado em vários sistemas, destacando-se dentre eles trechos da região sudeste do sistema interligado brasileiro. A primeira, uma rede de 138/69 kV com 216 barras, 263 ramos e 98 linhas com acoplamentos mútuos e outra, uma rede de 500/345/138 kV com 28 barras, 60 ramos e 11 linhas com acoplamentos mútuos. Foram simulados curtos-circuitos trifásico e monofásico em várias barras nos dois sistemas, tanto com o modelamento clássico como com o modelamento completo. Para verificar os efeitos das cargas e das capacitâncias da linha de transmissão de EAT (500 kV) nos valores de curtos-circuitos foi considerado um sistema-exemplo de 3 barras.

As Tabelas 1 e 2 apresentam os resultados em MVA, obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásico e trifásico na rede de 138/69 kV, nas barras onde foram observadas maiores diferenças percentuais entre os dois modelamentos. A Tabela 3 apresenta o estado inicial de

algumas barras, onde Furnas foi tomada como sendo a barra *slack*.

Tabela 1: Curto-circuito monofásico – Rede 138/69 kV

Barra	Clássico	Completo	Dif. %
Furnas 138	5958,1	6124,7	2,80
S. Bárbara 138	6023,0	6181,4	2,63
Sumaré 138	3869,0	3971,8	2,66
Cosmópolis 69	191,6	184,3	-3,81
3M 69	347,9	338,4	-2,67

Tabela 2: Curto-circuito trifásico – Rede 138/69 kV

Barra	Clássico	Completo	Dif. %
N.Aparec. 138	5723,6	5958,8	4,11
S. Bárbara 138	7589,4	7931,0	2,66
Trevo 69	683,8	675,2	-1,26
Cosmópolis 69	271,7	266,6	-1,88
3M 69	484,8	474,9	-2,04

Tabela 3: Estado inicial – Rede 138/69 kV

Barra	V_{pu}	θ
Furnas 138	1,009	0,00
Sumaré 138	1,014	0,35
S. Bárbara 138	1,015	1,20
N. Aparec. 138	1,006	-0,31
Cosmópolis 69	0,942	-2,40
3M 69	0,965	-2,59
Trevo 69	0,981	-2,71

As Tabelas 4 e 5 apresentam alguns resultados relevantes em MVA, obtidos nas simulações de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos respectivamente para rede de 500/345/138 kV. A Tabela 6 apresenta o estado inicial das barras onde Marimbondo foi tomada como a barra *slack*.

Tabela 4: Curto-circuito monofásico – Rede 500/345 kV

Barra	Clássico	Completo	Dif. %
Araraqua. 500	4319,6	4496,3	4,10
Campinas 500	6479,8	6748,3	4,14
Guarulhos 345	11013,8	12614,5	14,53
V.Grande 345	5319,0	5532,0	4,00
C.Paulista 500	10451,2	9724,0	-6,96

Tabela 5: Curto-circuito trifásico – Rede 500/345 kV

Barra	Clássico	Completo	Dif. %
P.Colômb. 138	2084,9	2162,8	3,74
Campinas 500	6707,0	6312,6	-5,88
Campinas 345	7647,7	8094,9	5,85
Guarulhos 345	11144,1	12750,8	14,42
C.Paulista 500	12243,8	11559,7	-5,59

Tabela 6: Estado inicial – Rede 500/345 kV

Barra	V_{pu}	θ
Araraquara 500	1,044	-2,37
P.Colômb. 138	1,028	6,97
Campinas 500	1,000	-5,62
Campinas 345	1,030	-1,82
Guarulhos 500	1,154	1,44
V.Grande 345	1,052	9,32
C.Paulista 500	0,925	-19,86

O sistema exemplo de 3 barras, mostrado na FIGURA 6, tem a finalidade de verificar os efeitos das cargas e das capacitâncias da linha de transmissão de EAT (500kV) nos valores de curtos-circuitos.

Foram simulados curtos-circuitos monofásico e trifásico nas barras 2 e 3 pelos métodos clássico e completo. As simulações com o modelo completo foram realizadas para três configurações:

- com os valores totais da carga e capacitância da linha;
- com 50 % da carga e capacitância total da linha;
- com o valor total da carga e 50 % da capacitância da linha.

As Tabelas 7 e 8 mostram os resultados das simulações em MVA.

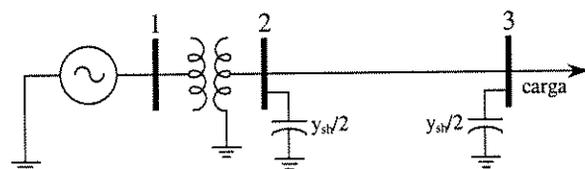


FIGURA 6: Sistema-exemplo de 3 barras

Tabela 7. Curto-circuito monofásico – Rede de 3 barras

Configuração	Barra 2	Barra 3
Clássico	5649,7	1339,6
Completo (a)	6285,5	1403,6
Completo (b)	5958,0	1387,5
Completo (c)	6427,9	1431,5

Tabela 8. Curto-circuito trifásico no sistema de 3 barras

Configuração	Barra 2	Barra 3
Clássico	4405,3	2006,7
Completo (a)	4920,1	2272,7
Completo (b)	4630,3	2139,7
Completo (c)	5048,0	2314,8

$$\theta_{km} \rightarrow \theta_k - \theta_m;$$

$$G_{km} + jB_{km} \rightarrow \text{elemento (k,m) da matriz } Y_{BARRA}: [G]+j[B];$$

$$m \in K \rightarrow \text{conjunto das barras } m \text{ ligadas a barra } k, \text{ incluindo } m=k.$$

No método DR, o primeiro passo consiste em fazer as submatrizes Jacobianas N e J iguais a zero em (AI.1). Esta aproximação é feita baseada em duas considerações:

- A variação no ângulo de fase θ da tensão de uma barra qualquer afeta o fluxo de potência ativa nas linhas conectadas a esta barra e deixa o fluxo de potência reativa nas mesmas, praticamente inalterado;
- A variação na magnitude da tensão (V) de uma barra qualquer, afeta o fluxo de potência reativa nas linhas conectadas a esta barra, e deixa o fluxo de potência ativa nas mesmas, praticamente inalterado.

Desta forma, obtém-se:

$$[\Delta P] = [H] \cdot [\Delta \theta] \quad (\text{AI.2})$$

$$[\Delta Q] = [L] \cdot [\Delta V/V] \quad (\text{AI.3})$$

As equações (AI.2) e (AI.3) podem ser resolvidas alternadamente. Na resolução da equação (AI.2), são utilizados os valores atualizados de V e na resolução da equação (AI.3), são utilizados os valores atualizados de θ .

Considerando-se ainda que na maioria dos sistemas de potência reais as seguintes relações são válidas: $\cos \theta_{km} \approx 1$; $G_{km} \sin \theta_{km} \ll B_{km}$; $Q_k \ll B_{kk} V_k^2$, após algumas manipulações algébricas, chega-se às expressões finais do algoritmo básico do método desacoplado rápido:

$$[\Delta P/V] = [B'] \cdot [\Delta \theta] \quad (\text{AI.4})$$

$$[\Delta Q/V] = [B''] \cdot [\Delta V] \quad (\text{AI.5})$$

As matrizes $[B']$ e $[B'']$ são reais, esparsas e têm as estruturas de $[H]$ e $[L]$ respectivamente. Devido ao fato de conterem apenas admitâncias do sistema, essas matrizes são constantes e precisam ser triangularizadas apenas uma vez, no início do processo.

7. APÊNDICE II

Técnicas de Vetores Esparsos.

O método de vetores esparsos [2] é utilizado para aumentar a eficiência dos algoritmos para resolução dos problemas da rede elétrica, pois, elimina-se todas as operações matriciais desnecessárias.

5. CONCLUSÕES

- A comparação entre os valores de curtos-circuitos obtidos pelo método convencional e o método completo possibilita visualizar uma diferença que varia na faixa de $-3,81\%$ a $4,50\%$ na rede de 138/69 kV e de $-6,96\%$ a $14,53\%$ na rede de 500/345/138 kV.
- As diferenças foram maiores nos valores do curto-circuito trifásico. Isto mostra a influência maior das cargas do que outros tipos de elementos em derivação.
- A faixa de variação das tensões pré-falta nas barras apresentadas foi de 0,942 à 1,015 pu na rede de 138/69 kV e de 0,925 à 1,152 pu na rede de 500/345/138 kV, o que mostra que a consideração da tensão pré-falta 1.0 p.u. $\angle 0^\circ$ é uma fonte de erro considerável.
- A utilização do método de vetores esparsos reduz o tempo de processamento, principalmente para grandes sistemas e quando se exige um número elevado de simulações.

6. APÊNDICE I

Cálculo de Fluxo de Carga Desacoplado Rápido

Algoritmo Básico.

O ponto de partida para a dedução do algoritmo básico do método desacoplado rápido (DR), é o método de Newton. O método de Newton consiste em resolver o sistema dado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} \quad (\text{AI.1})$$

na qual:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \text{ é a matriz Jacobiana (J);}$$

$\Delta P \rightarrow$ mismatch de potência ativa;

$\Delta Q \rightarrow$ mismatch de potência reativa;

$\Delta \theta, \Delta V \rightarrow$ correções do ângulo de fase e magnitude da tensão;

$V \rightarrow$ magnitude da tensão;

$$\Delta P_k \rightarrow P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) ;$$

$$\Delta Q_k \rightarrow Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) ;$$

$P_k^{esp} + j Q_k^{esp} \rightarrow$ valor especificado da potência complexa na barra k ;

$\theta_k, V_k \rightarrow$ ângulo de fase e magnitude da tensão na barra k ;

A matriz Y_{BARRA} da equação (1) pode ser fatorada na forma mostrada na equação (AII.1), que se segue:

$$Y_{BARRA} = L.D.U \quad (AII.1)$$

Pode-se ter uma determinada situação em que o vetor independente \underline{I} possua um grande número de elementos nulos. Pode-se ter outra situação em que se deseja conhecer apenas alguns elementos do vetor solução \underline{E} .

A solução do sistema (AII.1) pode ser obtida em duas etapas, operando-se com as matrizes L , D e U , conforme se segue:

$$U\underline{E} = D^{-1} \cdot L^{-1} \cdot \underline{I} = \underline{Z} \quad (AII.2)$$

$$\underline{E} = U^{-1} \cdot \underline{Z} \quad (AII.3)$$

A equação (AII.2) define a solução *forward* e a equação (AII.3) define a solução *backward* para o problema. Para o método de vetores esparsos é fundamental que a etapa *forward* seja executada por colunas e a etapa *backward* por linhas.

Para o caso em que \underline{I} é esparsos, só é necessário realizar operações com algumas colunas da matriz L (*fast forward - FF*). Na análise de curto-circuito o caso é extremo, pois, somente um elemento do vetor \underline{I} é diferente de zero. Se somente alguns elementos de \underline{E} são necessários, basta realizar a operação com algumas linhas de U (*fast backward - FB*).

O subconjunto de colunas para *FF* é uma função das estruturas esparsas de L e \underline{I} , enquanto que o subconjunto de linhas para *FB* é uma função das estruturas esparsas de U e \underline{E} . As estruturas esparsas de L e U , por sua vez, dependem da esparsidade da matriz Y_{BARRA} e do algoritmo de ordenação adotado.

As colunas de L que deverão ser utilizadas para a solução *FF* ou as linhas de U que deverão ser utilizadas para a solução *FB*, formam uma lista ordenada, chamada de caminho de fatoração.

A idéia do caminho de fatoração é fundamental para o método de vetores esparsos e é através dela que se obtém uma economia de cálculos para a solução das equações (AII.2) e (AII.3).

8. BIBLIOGRAFIA

[1] MONTICELLI, A. J. "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica". Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, SP.

[2] TINNEY, W. F., BRANDWAJN, V., CHAN, S. M. "Sparse Vector Methods". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (Feb.). Vol. PAS-104, N° 2, pp. 295-301, 1985.

[3] SATO, F. (1979). "Análise de Curto-Circuito em Sistemas Elétricos de Potência". Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Campinas, SP, 1979.

[4] STEVENSON Jr., W. D. "Elementos de Análise de Sistemas de Potência". 2ª Edição, McGraw-Hill, São Paulo, SP, 1986.

[5] RAMOS, D. S. E DIAS, E. M. "Sistemas Elétricos de Potência - Regime Permanente". Vol. 1. Editora Guanabara Dois S.A., Rio de Janeiro, RJ, 1982.

[6] UNDRILL, J. M., KOSTYNIK, T. E. "Advanced power system fault analysis method". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-94, No. 6, pp. 2141-2150, 1975.

[7] CREVIER, D., ROBICHAUD, Y. AND DANNENBAUM, L. G. "The effect of shunt elements and loads on short circuit calculations for EHV lines". Fall Meeting of the Canadian Electrical Association. Edmonton, Alta., Canada, pp. 41-56, 1975.

[8] BROWN, H. E. "Solution of Large Networks by Matrix Methods". John Wiley & Sons, Inc., New York, 1975.