

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE
GRUPO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA



**MODELAGEM DE REDES AÉREAS COM
RETORNO POR TERRA EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA
ANÁLISES DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA**

Júlio César Nascimento Souza

São Luís - MA
2006

MODELAGEM DE REDES AÉREAS COM RETORNO POR TERRA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ANÁLISES DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão - UFMA como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia.

Por

Júlio César Nascimento Souza

São Luís - MA
2006

MODELAGEM DE REDES AÉREAS COM RETORNO POR TERRA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA ANÁLISES DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

Júlio César Nascimento Souza

Dissertação aprovada em 22 de Setembro de 2006.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Méndez
UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco
UFPA
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Jose Eduardo Onoda Pessanha
UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, por todo apoio, amizade, orientação e compreensão, fundamentais para a finalização deste trabalho.

Agradeço aos amigos do Grupo de Sistemas de Potência - GSP, que muito me ajudaram nas muitas horas difíceis que passei, principalmente na vida particular. Em especial, Agnelo Coelho, Aniceto Pereira, Anselmo Barbosa, Alex Paz, Aryfrance Rocha, Bartolomeu Ferreira, Carol Wojtyla, Carlos Portugal, Emanuel Moutinho, Fábio Mendes, Fernando Henrique, Marcelo Araújo, Miriam Chávez, Newton Teixeira, Ulisses Bordalo, Yuri Molina, dentre outros. Agradeço aos amigos da CEMAR. Agradeço a Walbermark Marques e ao pessoal do Núcleo de Energia Alternativa – NEA. Ao secretário Alcides Neto, grande amigo que fiz. As participações dessas pessoas foram fundamentais para a realização deste trabalho.

Agradeço aos meus pais, Pedro Faustino e Maria Raimunda, as pessoas mais completas que conheci, sempre me incentivando em tudo, muitas vezes sacrificando alguns de seus sonhos para que eu pudesse realizar os meus. São, sem dúvida, as pessoas mais espetaculares que já conheci. Meu pai, exemplo de Homem. Minha mãe, exemplo de Mulher.

Agradeço a minha esposa, Valéria Matias, meus filhos, Amanda Márcia, César Eduardo e Thiago Henrique, dos quais muito me ausentei, sabendo que sofreríamos por isso, mas em prol de um objetivo importante. Aos meus irmãos e amigos, Alessandro e Júnior, eternos companheiros, aos meus parentes e amigos que muito me incentivaram.

Ao grupo de professores do curso: Prof. Dr. José Eduardo Onoda Pessanha, Profa. Dra. Maria da Guia da Silva, Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Méndez e Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, pelos conhecimentos, orientações, amizade e apoio.

Em resumo, agradeço a Deus, por ter colocado todas essas pessoas em minha vida.

Agradeço ao Centro Federal de Educação Tecnológica do Maranhão - CEFET–MA e à Universidade Federal do Maranhão – UFMA, pela oportunidade e confiança.

À FAPEMA, pelo suporte financeiro deste trabalho.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho:

À minha Mãe, Maria Raimunda (in memorian), por toda uma vida dedicada à família. Pelo carinho que sempre nos ofereceu, sem a intenção de nada em troca. Pelo AMOR que sempre dedicou a mim, minha esposa, meus filhos, meus irmãos e meu pai. Pela dedicação incansável ao trabalho, com determinação e honestidade. Enfim, agradeço à Deus pela MÃE que me deu.

Minha MÃE, a senhora foi, sem dúvida, um presente que DEUS me deu. Pena que ele quis de volta em tão pouco tempo, mas confio em suas decisões. Minha MÃE te AMAREI para sempre.

Ao meu Pai Pedro Faustino, pelo exemplo de Homem, maneira com que sempre conduziu sua vida, me dando tudo que se possa esperar de um Pai, dentre eles, principalmente, AMOR e CARINHO.

Aos meus irmãos, Júnior (Vuma) e Alessandro (Xande), pela amizade, companheirismo e o respeito que sempre tivemos.

À minha esposa Valéria Matias (AMOR), meus filhos, Amanda Márcia (Mandinha), César Eduardo (Dudu) e Thiago Henrique (Thiagão).

Ao meu grande amigo Lázaro de Lima Dantas (in memorian), pela amizade sincera que tivemos, tanto na vida particular quanto profissional e por ter me incentivado para fazer esse curso. Um amigo como poucos. Amizade sem interesses.

RESUMO

Este trabalho focaliza a modelagem das redes de distribuição monofásicas e trifásicas com retorno por terra, para análise das faltas de alta impedância. A motivação principal está no fato de não existirem soluções definitivas para essas faltas. Este tipo de falta ocorre quando um cabo energizado rompe e cai sobre um tipo de superfície, tal como asfalto, areia, árvores, dentre outros. Essa falta é analisada em uma rede Monofásica com Retorno por Terra – MRT em uma rede trifásica rural.

A rede MRT é deduzida a partir de uma rede trifásica genérica, onde são adicionadas hipóteses simplificadoras práticas. São realizadas simulações em dois sistemas testes de distribuição, com o objetivo de identificar o padrão de comportamento das faltas de alta impedância. É realizada uma discussão e análise de resultados, sugerindo-se trabalhos futuros.

Palavras chaves: Modelagem das Redes de Distribuição com Retorno por Terra, Análise das Faltas de Alta Impedância, Queda do Cabo Energizado Sobre o Solo, Resistividade do Solo, Correntes de Curto Circuito Fase Terra.

ABSTRACT

This work focuses on the modeling of single-phase and three-phase distribution with earth return, for high impedance faults analysis. The main motivation is the lack of definitive solutions for such faults. These faults often occur when an overhead conductor breaks and falls on high impedance surface such as asphalt road, cement, trees, among others. That fault is analyzed in a Single wire earth return system - SWER, and in a rural three-phase feeder.

The SWER is deduced starting from a generic three-phase system, where simplifications based on practical assumptions are added. Simulations are accomplished in two distribution test systems, with the objective of identifying the behavior pattern of the high impedance faults. It is also included a discussion and analysis of results and suggestions related to future works.

Keywords: Earth Return Distribution Wires Modeling, High Impedance Faults Analysis, Downed Energized Conductor to the Ground, Soil Resistivity, Ground Phase Short-Circuit Currents.

Lista de Siglas e Símbolos

MRT - Monofásico com Retorno por Terra.

CEMAR - Companhia Energética do Maranhão.

COPEL - Companhia Paranaense de Energia Elétrica.

CPFL - Companhia Paulista da Força e Luz.

CELPE - Companhia Energética de Pernambuco.

COELBA - Companhia de Energia Elétrica da Bahia S.A.

LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A.

CESP - Companhia Energética de São Paulo.

CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina SA

CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul.

DFR - Digital Faults Register.

FAI - Falta de Alta Impedância.

SD - Sistema de Distribuição.

NS - Níveis de Serviços.

Km - (quilômetro).

HP - Horse Power.

A - Ampère

kVA – kilo-Volt-Ampère.

MVA – Mega-Volt-Ampère

V – Volt.

ΔV_k – Variação da tensão, na barra k .

k – identificador da barra do sistema.

CAA - Cabos de Alumínio com alma de Aço.

AWG - American Wire Gauge.

ACSR – Aluminium Conductors Steel Reinforced.

MCM - Mil Circular Mil.

DT - Duplo T.

daN – decaNewton (1 daN = 10 N).

AT - Alta Tensão.

BT - Baixa Tensão.

NS - Níveis de Serviços.

EUA – Estados Unidos da América.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas.

NBR - Norma Brasileira Registrada.

GMR - Geometric Mean Radius.

Hz – hertz.

p.u. – por unidade.

NB - Número de Barras.

φ - diâmetro (metro).

Ω - resistência elétrica (Ohm).

Y – matriz admitância (mho ou siemens).

Lista de Figuras

Figura 1.1	Topologias dos sistemas de distribuição.....	3
Figura 1.2	Configuração de uma rede MRT.....	6
Figura 1.3	Transformadores monofásicos com um lado da bobina de AT ligada ao condutor fase e o outro à terra.....	7
Figura 1.4	Enrolamentos primários e secundários dos transformadores monofásicos usados em MRT. Aterramento interligado a um dos terminais das bobinas de A.T. e de B.T., carcaça do transformador, neutro e pára-raios.....	7
Figura 1.5	Sistema monofilar com transformador de isolamento	8
Figura 1.6	Sistema monofilar com neutro parcial	9
Figura 1.7	Representação de um sistema trifásico com derivações monofásicas com retorno por terra, buscando um equilíbrio entre as fases do sistema.....	10
Figura 2.1	Aterramento da rede secundária.....	30
Figura 2.2	Vistas frontal e superior do aterramento para equipamentos.....	31
Figura 2.3	Aterramento para cercas	32
Figura 2.4	Sugestão para cercas eletrificadas.....	33
Figura 3.1	Condutores fase e fictício de uma rede MRT	37

Figura 3.2	Condutores reais fases a, b e c com condutor fictício de retorno g de uma rede trifásica a três cabos com retorno por terra, com as impedâncias, correntes e tensões identificadas.....	41
Figura 3.3	Rede trifásica genérica.....	46
Figura 3.4	Variação da resistividade do solo com: a concentração de sal (a), umidade (b) e temperatura (c).....	56
Figura 3.5	Diagrama unifilar de um sistema trifásico com três derivações MRTs	60
Figura 3.6	Análise das tensões na barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade, considerando as redes MRTs com 6 km de comprimento	62
Figura 3.7	Análise das tensões na barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade, considerando as redes MRTs com 30 km de comprimento	63
Figura 3.8	Comparações entre as tensões na barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividades, entre os ramais de 6 e 30 km	65
Figura 3.9	Correntes de curto circuito fase A terra, na barra 2 do sistema da Figura 3.5	67
Figura 3.10	Tensões de curto circuito fase A terra, na barra 2 do sistema da Figura 3.5	68
Figura 4.1	Rede trifásica fictícia de 60 barras, com 12 transformadores de 30 kVA e 18 de 45 kVA, em uma tensão de 13.8 kV, com três cabos CAA 4 AWG – 6/1 ACSR.....	70

Figura 4.2	Representação unifilar dos três condutores fase, em linha contínua e do condutor de retorno por terra, em linha tracejada, de uma rede trifásica fictícia de 60 barras, com 12 transformadores de 30 kVA e 18 de 45 kVA, em uma tensão de 13.8 kV, com três cabos CAA 4 AWG – 6/1 ACSR	72
Figura 4.3	Tensões da fase a nas barras do sistema da Figura 4.1 em função da variação da resistividade de 100 a 60.000 $\Omega.m$	73
Figura 4.4	Tensões nas barras fictícias do sistema da Figura 4.1 em função da variação da resistividade de 100 a 60.000 $\Omega.m$	75
Figura 4.5	Resistência de falta para diferentes valores de resistividade e comprimento de cabo no chão para fase a após a barra 2 do sistema teste da Figura 4.1	78
Figura 4.6	Corrente de curto circuito fase terra para diferentes valores de resistividade e comprimento de cabo no solo para fase a após a barra 2 da Figura 4.1	79
Figura 4.7	Correntes de curto circuito da fase a , da barra 2 para o solo, do sistema da Figura 4.1, considerando uma falta entre as barras 2 e 3 .	81
Figura 4.8	Correntes de curto circuito da fase a , da barra 45 para o solo, do sistema da Figura 4.1, considerando uma falta entre as barras 45 e 46.....	82
Figura 4.9	Tensões de curto circuito fase a terra, na barra 2, do sistema da Figura 4.1, considerando uma falta entre as barras 2 e 3	85
Figura 4.10	Tensões de curto circuito fase a terra, na barra 45 do sistema da Figura 4.1, considerando uma falta entre as barras 2 e 3	86

Figura 4.11	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito para um $L_c = 28$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1	89
Figura 4.12	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito para um $L_c = 68$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1	89
Figura 4.13	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito para um $L_c = 113$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1	89
Figura 4.14	Tensões nominais e estabilizadas, variando com a resistividade do solo	90
Figura 4.15	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 28$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1	92
Figura 4.16	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 68$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1	92
Figura 4.17	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 113$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1	92
Figura 4.18	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito fase terra, com $L_c = 28$ metros, para uma falta as Barras 31 e 35, da Figura 4.1	94
Figura 4.19	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito fase terra, com $L_c = 68$ metros, para uma falta as Barras 31 e 35, da Figura 4.1	94

Figura 4.20	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito fase terra, com $L_c = 113$ metros, para uma falta as Barras 31 e 35, da Figura 4.1.....	94
Figura 4.21	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 28$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 31 e 35, da Figura 4.1	96
Figura 4.22	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 68$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 31 e 35, da Figura 4.1	96
Figura 4.23	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 113$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 31 e 35, da Figura 4.1	96
Figura 4.24	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito fase terra, com $L_c = 28$ metros, para uma falta as Barras 45 e 46, da Figura 4.1	98
Figura 4.25	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito fase terra, com $L_c = 68$ metros, para uma falta as Barras 45 e 46, da Figura 4.1	98
Figura 4.26	Tensões nominais, estabilizada e de curto circuito fase terra, com $L_c = 113$ metros, para uma falta as Barras 45 e 46, da Figura 4.1.....	98
Figura 4.27	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 28$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 45 e 46, da Figura 4.1	100
Figura 4.28	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 68$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 45 e 46, da Figura 4.1	100

Figura 4.29	Valores das correntes de curto circuito para um valor de $L_c = 113$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 45 e 46, da Figura 4.1	100
Figura 4.30	Comparações entre correntes nominais e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 20 e 22.....	101
Figura 4.31	Tensões nominais, de curto circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1	104
Figura 4.32	Tensões nominais, de curto circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre as barras 31 e 35, da Figura 4.1	104
Figura 4.33	Tensões nominais, de curto circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre as barras 45 e 46, da Figura 4.1	104
Figura 4.34	Correntes nominais, de curto circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1	107
Figura 4.35	Correntes nominais, de curto circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre as barras 31 e 35, da Figura 4.1	107
Figura 4.36	Correntes nominais, de curto circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre as barras 45 e 46, da Figura 4.1	107
Figura 5.1	Dispositivo mecânico acoplado na rede MRT. (a) Vista lateral. (b) Vista frontal	111

Figura A.1	Tensão nas barras do sistema exemplo	119
Figura A.2	Corrente nas barras do sistema exemplo.....	119
Figura A.3	Corrente nos ramos do sistema exemplo	120
Figura A.4	Corrente e tensão no sistema exemplo.....	121
Figura A.5	Fluxograma para o fluxo de potência por soma de correntes	123
Figura B.1	Estrutura UR-1. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior ..	127
Figura B.2	Estrutura UR-2. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior ..	128
Figura B.3	Estrutura UR-3. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior ..	129
Figura B.4	Estrutura UR-4. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior ..	130
Figura B.5	Estrutura UR-3-UR-3. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior	131

Lista de Tabelas

Tabela 1.1	Sistemas MRTs implantados pelas concessionárias de energia elétrica [7]	5
Tabela 2.1	Valores das tensões trifásicas e as monofásicas correspondentes	21
Tabela 3.1	Variação da resistividade em função do tipo do solo [27], [33] e [36]	57
Tabela 3.2	Carregamentos das fases separadas geograficamente	61
Tabela 3.3	Valores das tensões da fase a na barra 2, em p.u., do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade do solo e comprimento do ramal	64
Tabela 3.4	Valores das correntes de curto circuito fase terra e nominais para a fase a , a razão entre elas, para diferentes comprimentos do contato com o solo dos cabos rompidos e diferentes resistividades do solo, referentes à Figura 3.5	66
Tabela 3.5	Valores das tensões nominais e de curto circuito fase terra para a fase a para diferentes comprimentos do contato com o solo dos cabos rompidos e diferentes resistividades do solo, referentes à Figura 3.5	67
Tabela 4.1	Carregamentos das fases para cada transformador	71
Tabela 4.2	Valores dos módulos das tensões nas barras reais, com valores de resistividade de 100, 1.000, 5.000, 10.000, 20.000, 30.000 e 60.000 $\Omega.m$	74

Tabela 4.3	Valores dos módulos das tensões nas barras fictícias, com valores de resistividade de 100, 1.000, 5.000, 10.000, 20.000, 30.000 e 60.000 $\Omega.m$	76
Tabela 4.4	Valores das resistências de faltas e correntes de curto circuito fase terra para fase <i>a</i> após a barra 2 do sistema teste da Figura 4.1, entre as barras 2 e 3, para diferentes comprimentos do contato com o solo do cabo rompido com diferentes valores de resistividade do solo	77
Tabela 4.5	Valores das correntes nominais e de curto circuito fase terra da fase <i>a</i> para três comprimentos do contato com o solo do cabo rompido, com três valores de resistividade do solo, nas barras 2 e 45, do sistema teste da Figura 4.1	80
Tabela 4.6	Valores das tensões nominais e de curto circuito da fase <i>a</i> para a terra, para três comprimentos do contato com o solo do cabo rompido, com três valores de resistividade do solo, em diferentes posições do sistema teste da Figura 4.1	83
Tabela 4.7	Tensões nominais, de curto circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase <i>a</i> entre as barras 20 e 22	88
Tabela 4.8	Correntes nominais, de curto circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase <i>a</i> entre as barras 20 e 22	91
Tabela 4.9	Tensões nominais, de curto circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase <i>a</i> entre as barras 31 e 35	93

Tabela 4.10	Correntes nominais, de curto circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 31 e 35.....	95
Tabela 4.11	Tensões nominais, de curto circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 45 e 46.....	97
Tabela 4.12	Correntes nominais, de curto circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 45 e 46.....	99
Tabela 4.13	Comparações entre correntes nominais e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 20 e 22.....	101
Tabela B.1	Engastamentos para os principais postes usados em redes de distribuição.....	125

ÍNDICE

Agradecimentos	iv
Dedicatória.....	v
Resumo	vi
Abstract	vii
Lista de Siglas e Símbolos	viii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xviii

CAPÍTULO I

Introdução	1
1.1 Sistemas de distribuição de energia elétrica	2
1.2 Sistemas primários de distribuição.....	2
1.2.1 Tipos de sistemas primários monofásicos	4
1.2.1.1 Sistemas com apenas um condutor fase	4
a) Sistema Monofásico com Retorno por Terra – MRT	6
b) Sistema monofilar com transformador de isolamento	8
c) Sistema monofilar com neutro parcial	9
1.2.1.2 Sistema com um condutor fase e um neutro	9

1.2.2	Equilíbrio das fases nas redes trifásicas que atendem redes MRTs	10
1.3	Faltas em redes de distribuição	11
1.3.1	Tipos de faltas	11
1.3.2	Faltas de Alta Impedância – FAIs.....	12
1.4	Caracterização do problema e revisão bibliográfica.....	13
1.5	Motivação da pesquisa e objetivos da dissertação.....	17
1.6	Estrutura da dissertação.....	17

CAPÍTULO II

Redes Monofásicas com Retorno por Terra - MRTs

2.1	Materiais e equipamentos usados nas redes MRTs.....	20
2.2	Planejamento dos níveis de serviços adotados por cada concessionária	20
2.3	Dimensionamentos elétricos das redes MRTs.....	21
2.4	Levantamento das cargas dos consumidores rurais.....	25
2.5	Dimensionamentos dos transformadores das redes MRTs	26
2.6	Aterramentos para sistemas MRTs	27
2.6.1	Aterramentos da rede secundária para sistemas MRTs.....	29

2.6.2	Aterramentos de equipamentos para sistemas MRTs	30
2.6.3	Aterramentos de cercas para sistemas MRTs	31
2.6.4	Sugestão para casos de cercas eletrificadas	32
2.7	Traçado das redes MRTs e segurança dos consumidores	33
2.8	Dimensionamentos mecânicos das redes MRTs	35

CAPITULO III

Modelagens das Redes Aéreas com Retorno por Terra em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

3.1	Introdução	36
3.2	Modelagem das redes MRTs	36
3.3	Modelagem das redes trifásicas com retorno por terra.....	41
3.4	Modelagem de uma rede trifásica com retorno por terra a partir de derivações de redes MRTs separadas geograficamente.....	46
3.5	Hipóteses simplificadoras	54
3.6	Considerações sobre valores de resistividade do solo	55
3.7	Cálculo de corrente de curto circuito	58
3.7.1	Corrente de curto circuito fase terra.....	58
3.7.2	Impedâncias e resistência de falta.....	59

3.7.3	Tensão de curto circuito.....	60
3.8	Análise de um sistema com redes MRTs separadas geograficamente para validação.....	60
3.8.1	Análise das tensões na fase a da barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade do solo para um ramal MRT de 6 km.....	61
3.8.2	Análise das tensões na fase a da barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade do solo para um ramal MRT de 30 km.....	62
3.8.3	Comparações entre as tensões da fase a na barra 2 para os ramais com comprimentos de 6 e 30 km	63
3.8.4	Análises das tensões e correntes, nominais e de curto circuito fase terra, para diferentes comprimentos de contato dos cabos rompidos com o solo e resistividades do solo na fase a da barra 2 do sistema da Figura 3.5 de um ramal MRT de 30 km.....	65
3.8.4.1	Conclusões sobre padronização de um valor de resistividade do solo..	68

CAPÍTULO IV

Aplicação a um Sistema de 60 Barras e Resultados

4.1	Análise dos resultados das tensões nas barras reais e fictícias para diferentes valores de resistividade.....	72
4.1.1	Análise dos resultados das tensões nas barras da fase a para diferentes valores de resistividade.....	73

4.1.2	Análise dos resultados das tensões nas barras fictícias para diferentes valores de resistividade	75
4.2	Análise dos resultados das resistências de faltas e das correntes de curto circuito fase terra na situação de cabo energizado caído ao solo	77
4.3	Comparações entre valores de correntes e tensões, nominais e de curto circuito fase terra em diferentes regiões, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato do cabo energizado caído ao solo	79
4.3.1	Comparações entre valores de correntes nominais e de curto circuito fase terra em diferentes regiões, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato do cabo energizado caído ao solo.....	80
4.3.2	Comparações entre valores de tensões nominais e de curto circuito fase terra em diferentes regiões, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato do cabo energizado caído ao solo.....	83
4.4	Análises dos valores de tensões e correntes nominais, da rede estabilizada e em curto circuito, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato do cabo energizado caído ao solo.....	86
4.4.1	Comparações entre valores de tensões e correntes, nominais, estabilizadas e de curto circuito fase terra, com falta da fase <i>a</i> no vão imediatamente após a barra 20 (no trecho entre as barras 20 e 22).....	87
4.4.2	Comparações entre valores de tensões e correntes, nominais, estabilizadas e de curto circuito fase terra, com falta da fase <i>a</i> no vão imediatamente após a barra 31 (no trecho entre as barras 31 e 35).....	93

4.4.3	Comparações entre valores de tensões e correntes, nominais, estabilizadas e de curto circuito fase terra, com falta da fase <i>a</i> no vão imediatamente após a barra 45 (no trecho entre as barras 45 e 46).....	97
4.4.4	Comparações entre valores de correntes nominais e estabilizadas no ramo entre as barras 2 e 20 do sistema da Figura 4.1, quando da ocorrência de uma falta fase <i>a</i> terra em três locais distintos, variando a resistividade do solo	101
4.5	Discussão dos Resultados	102

CAPÍTULO V

Conclusões Gerais e Sugestões para Trabalhos Futuros

5.1	Conclusões gerais.....	108
5.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	110

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113
----------------------------------	-----

APÊNDICE A

Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

A.1	Introdução	117
A.2	Métodos de cálculo de fluxo de potência	117
A.3	Arquivos de entrada de dados utilizados no fluxo de potência	118

A.4	Algoritmo de fluxo de potência	118
A.5	Fluxograma do fluxo de potência.....	123

APÊNDICE B

Cabos, Postes e Estruturas mais Utilizadas nas Redes MRTs

B.1	Principais cabos usados em redes MRTs	124
B.2	Principais tipos de postes usados em redes MRTs	124
B.3	Principais estruturas usadas em redes MRTs	126
	I) Estrutura UR-1	127
	II) Estrutura UR-2.....	128
	III) Estrutura UR-3.....	129
	IV) Estrutura UR-4	130
	V) Estrutura UR-3-UR-3	131

CAPÍTULO I

Introdução

Os sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil operam em sua quase totalidade com redes de distribuição aéreas, que têm vantagens e desvantagens. Como a principal vantagem pode-se citar o caráter econômico para sua instalação, operação e manutenção. Dentre as desvantagens, além de uma influência negativa na arquitetura dos grandes centros urbanos, existem os riscos que ficam submetidos os equipamentos e a população, em função da maioria dos cabos usados não serem isolados.

Esses sistemas de distribuição de energia elétrica estão sujeitos à ocorrência de faltas de alta impedância, cuja principal característica é apresentar baixos valores de correntes, que dificilmente são identificadas pelo sistema de proteção convencional, que é projetado para atuar quando da ocorrência de correntes elevadas. Existem muitas formas de ocorrer uma falta de alta impedância. Uma delas é através de um galho de árvore, que pode tocar uma fase da rede ou fazer contato simultâneo com dois, ou até três, cabos de fase. Uma outra forma é algum isolador deteriorado ou com alto grau de impurezas, que permite uma fuga de corrente através de uma estrutura sólida.

Dentre as diversas formas de ocorrerem faltas de alta impedância, será enfocada nesse trabalho a situação da queda ao solo do cabo da rede de distribuição, na classe 15 kv, que na maioria dos casos continua energizado, causando graves acidentes. Esse cabo caído pode ser tocado por uma pessoa ou um animal. Pode ainda aquecer uma vegetação através da formação de arcos elétricos e iniciar um incêndio. Em uma situação como essa a população deve isolar a área, evitar o contato com o cabo e informar a concessionária, pois é uma falta de difícil detecção.

Nas áreas rurais esse problema é mais acentuado, pela existência de poucos consumidores, separados por grandes distâncias e com cargas de baixa potência. Isso gera baixos valores de corrente, que se confundem com as correntes dessas faltas.

1.1 Sistemas de distribuição de energia elétrica

São sistemas que englobam as redes de distribuição primária e secundária de energia elétrica, considerando segurança, economia e confiabilidade, satisfazendo questões técnicas, tais como manter uma tensão adequada, sem poluições harmônicas e sem interrupções de fornecimento de eletricidade. Sua principal missão é levar energia elétrica aos consumidores, com a qualidade necessária para o bom funcionamento dos equipamentos elétricos. As linhas de sub-transmissão, alimentadores de distribuição primários, secundários e conexões consumidoras, subestações de distribuição, transformadores de distribuição, todos formam diferentes partes do que é chamado sistema de distribuição de energia elétrica. Então, os objetivos principais desses sistemas são atender a todos os consumidores que desejam ser conectados e podem comprar energia, situados em seu território de concessão; ter suficiente capacidade de satisfazer os picos de demanda de todos os consumidores; fornecer um satisfatório serviço de continuidade (confiabilidade) a todos os consumidores, com uma qualidade de voltagem estável independente do nível ou condição de carga [1].

1.2 Sistemas primários de distribuição

Em um sistema de distribuição de energia elétrica, existem vários tipos de redes de distribuição que podem ser utilizadas. A escolha do tipo de rede, que é apropriado para uma determinada situação, é definida mediante uma série de considerações, podendo variar de acordo com as concessionárias, que possuem suas normas e padrões de construção, operação e manutenção. Para a Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, consulta-se as normas específicas para redes rurais [2], dentre outras.

Os sistemas de distribuição podem operar em topologias radial, anel ou levemente malhada, conforme Figura 1.1. Geralmente os sistemas são radiais, oferecendo um único caminho elétrico entre a fonte e a carga. Esse tipo de sistema tem como grande desvantagem a total perda de carga do consumidor, se interrompida a rede em algum ponto. Apesar disso, há uma predominância esmagadora deste tipo de sistema, em função de menores custos e facilidades para se planejar, projetar e operar os sistemas. As topologias em anel são possíveis, apresentando determinadas vantagens, já que possuem mais de um caminho entre a fonte de alimentação e os pontos de cargas, onde a falha de um componente poderia ser isolada pela proteção, não provocando interrupções nos pontos de cargas. Devido aos diversos

aspectos, tais como: custo, segurança e complexidade nos ajustes das proteções, a operação dos sistemas em anel somente é utilizada em áreas urbanas de grande concentração ou em casos especiais. É possível também que se tenha uma mistura dessas opções, que caracteriza os sistemas levemente malhados [3].

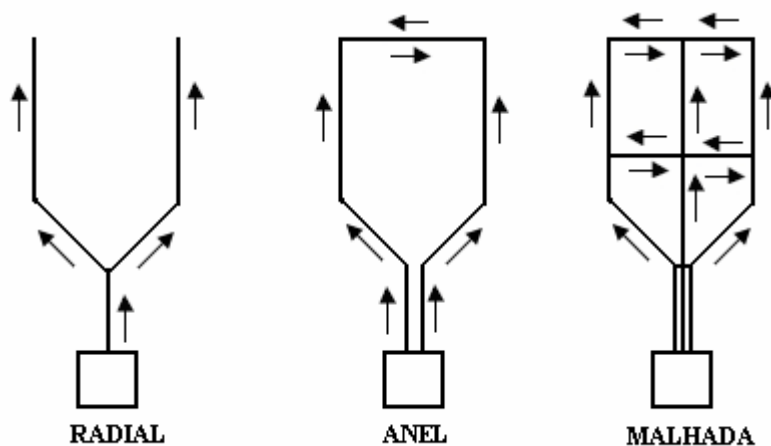


Figura 1.1 – Topologias dos sistemas de distribuição.

Nos sistemas urbanos de distribuição, a topologia em geral é levemente malhada, mas normalmente operando em configuração radial. Portanto, existem determinados circuitos que se encontram operando e outros que se encontram sem operação, para manter a topologia radial, através da abertura ou fechamento de determinadas chaves seccionadoras. Pode-se fazer uma reconfiguração, visando, por exemplo, isolar uma determinada área para manutenção, procurando deixar um mínimo de consumidores sem provisão de energia elétrica, mas sempre se mantendo a topologia radial dos alimentadores, visando a minimização das perdas e balanceamento de cargas, bem como facilitar fatores relacionados às proteções e melhoria no perfil de tensão dos consumidores, aumentando os níveis de confiabilidade. Já nos sistemas rurais de distribuição, geralmente a topologia e a configuração são radiais, pelas dificuldades econômicas que teriam em oferecer uma outra opção [4].

Existem muitos sistemas de distribuição de energia elétrica, que servem de opções para as diversas situações reais. Dentre os sistemas primários mais utilizados de distribuição urbana, estão os trifásicos a três cabos, sendo os três condutores fases; ou trifásicos a quatro cabos, sendo três condutores fases e um neutro. Em alguns casos se utilizam bifásicos a dois cabos, sendo os dois condutores fases; ou bifásicos a três cabos, sendo dois condutores fases e

um neutro. É possível também, para uns poucos casos especiais, que sejam utilizados para as áreas urbanas os sistemas monofásicos a um cabo, sendo este um condutor fase; ou monofásicos a dois cabos, sendo um condutor fase e um neutro.

Para as áreas rurais, todas essas situações também são possíveis, sendo que a predominância é pela opção de sistemas monofásicos com apenas um cabo de fase, que são chamados de sistemas Monofásicos com Retorno por Terra – MRT. Ele é seguramente o tipo que necessita de menores investimentos e que atende as necessidades de cargas dos consumidores, que em maioria são monofásicas. Mesmo as cargas bi e trifásicas, utilizando-se de recursos técnicos, podem ser alimentadas a partir desses sistemas.

Diante das características das cargas dos consumidores rurais, que geralmente são cargas residenciais, acrescidas por bombas d'água de pequena potência, geralmente se torna desnecessário uma rede de distribuição primária com mais de um condutor fase.

1.2.1 Tipos de sistemas primários monofásicos

Por questões econômicas, para que se possa atender ao maior número de consumidores, sem que haja desperdícios dos recursos públicos, serão escolhidos os sistemas de distribuição, de tal forma que se tenham os melhores sistemas possíveis, que atenda as necessidades dos consumidores para cada caso.

1.2.1.1 Sistemas com apenas um condutor fase

O sistema Monofásico com Retorno por Terra (MRT) foi criado pelo Engenheiro Lloyd Mandeno em 1925, na Nova Zelândia. Na década de 1940 passou a ser a solução preferida na Nova Zelândia e Austrália. No Canadá, surgiu por volta de 1949, na província de Saskatchewan [5] e [6].

No Brasil, as redes MRTs foram surgindo através das empresas concessionárias de energia elétrica, sendo que, em março de 1986 atendia a 124.328 unidades consumidoras, num total de 40.271 km de redes. Desse total, 13.161 km com 51.417 unidades consumidoras eram na versão neutro parcial, 59 km com 108 unidades consumidoras são ramais partindo de transformadores de isolamento e 27.701 km com 72.803 unidades consumidoras eram na

versão monofilar, conforme Tabela 1.1. É importante observar as datas dos inícios das utilizações para cada estado, onde se destaca a experiência da Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL com sistema MRT – monofilar, atingindo 53.000 ligações de unidades consumidoras com 20.000 km de linhas de distribuição, implantadas a partir do ano de 1967. No Maranhão, iniciou-se com as redes MRTs, em 1979, atendendo a 1.800 unidades consumidoras, em um total de 2.000 km de linha.

Tabela 1.1 – Sistemas MRTs implantados pelas concessionárias de energia elétrica [7].

EMPRESA	ESTADO	REGIÃO	INÍCIO DO USO	SISTEMA MRT IMPLANTADO					
				MRT MONOFILAR		MRT – MONOFILAR COM TRAFÓ DE ISOLAMENTO		MRT COM NEUTRO PARCIAL	
				CONSUM. LIGADOS	KM DE LINHA	CONSUM. LIGADOS	KM DE LINHA	CONSUM. LIGADOS	KM DE LINHA
CEMAR	MA	NE	1979	1.800	2.000	-	-	-	-
CELPE	PE	NE	1980	2.000	370	-	-	1.100	500
COELBA	BA	NE	1980	4.201	258	-	-	19	27
LIGHT	RJ	SE	1982	-	-	108	59	298	134
CESP	SP	SE	1981	52	73	-	-	-	-
COPEL	PR	S	1967	53.000	20.000	-	-	-	-
CELESC	SC	S	1974	3.000	1.500	-	-	50.000	12.500
CEEE	RS	S	1980	8.750	3.500	-	-	-	-
TOTAL				72.803	27.701	108	59	51.417	13.161

* As informações contidas nessa tabela são de 1986, conforme referência [7].

Esse sistema tem sido adotado em muitos países para suprimento de áreas rurais. A Figura 1.2, a seguir, ilustra uma rede MRT:

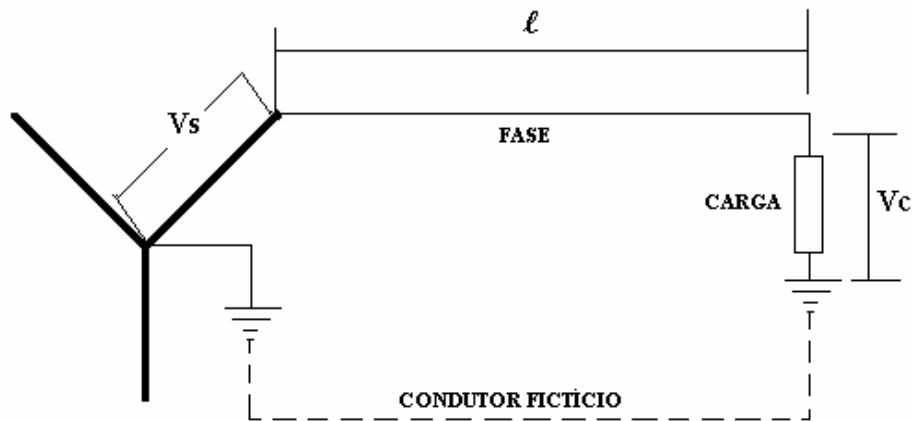


Figura 1.2 – Configuração de uma rede MRT.

Algumas vantagens são evidentes quando comparamos as redes MRTs com outras redes, tais como apresentarem menores custos de instalação, com redução de material utilizado, mão de obra e tempo de construção, por se tratar de um único cabo a ser implantado. Conseqüentemente, possui menores custos de manutenção e operação. Existe também o fato de se ter menores probabilidades de interrupções, quando comparado com os outros sistemas existentes.

Podemos ter as seguintes versões do sistema MRT:

a) Sistema Monofásico com Retorno por Terra - MRT

Nesse sistema é utilizado apenas um condutor fase para conduzir a corrente até às cargas, sendo que o retorno dessa corrente é feito pelo solo, conforme Figura 1.3. Esse condutor é ligado originalmente a partir de uma rede trifásica, cuja subestação de origem precisa ter o transformador ligado em delta-estrela aterrado. Assim, cada fase compõe uma rede MRT, que pode ser analisada de maneira isolada, ou em conjunto, como se fosse uma rede trifásica. As correntes de cada rede MRT retornam para a fonte, através do solo, sendo que seus valores dependem da resistividade do solo da região onde está situada a referida rede. Para cada valor de resistividade do solo, ocorre uma variação dos parâmetros da rede, sendo que essa resistividade pode variar para uma mesma rede analisada ou não, dependendo do tipo de solo e da região.

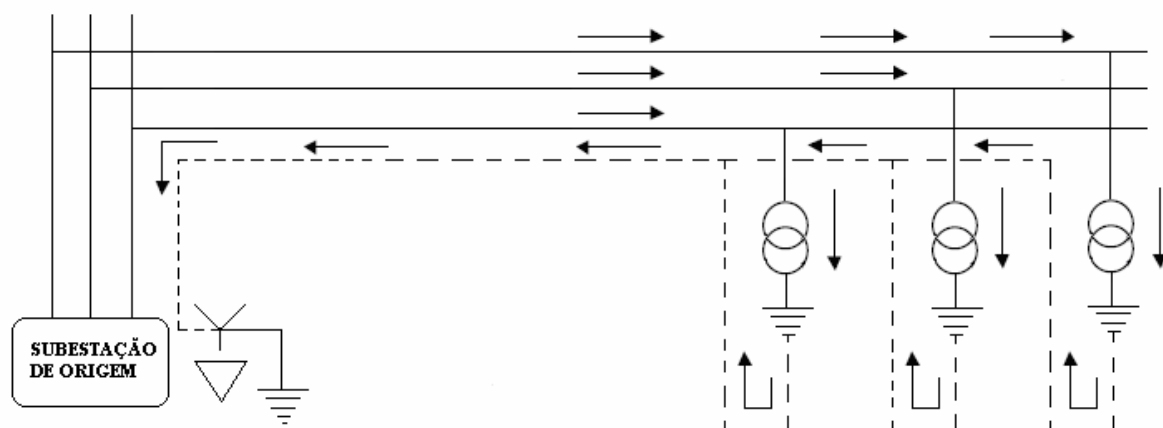


Figura 1.3 – Transformadores monofásicos com um lado da bobina de AT ligada ao condutor fase e o outro à terra.

Todos os transformadores ligados a esta rede monofásica, têm um dos lados da bobina de alta tensão ligado ao condutor fase e o outro ligado à terra. Os enrolamentos secundários são em “V”, com duas fases e um neutro. O ponto comum dessas conexões é também ligado à terra, juntamente com o pára-raios e a carcaça do transformador, através da mesma malha de aterramento da rede primária, conforme Figura 1.4, a seguir.

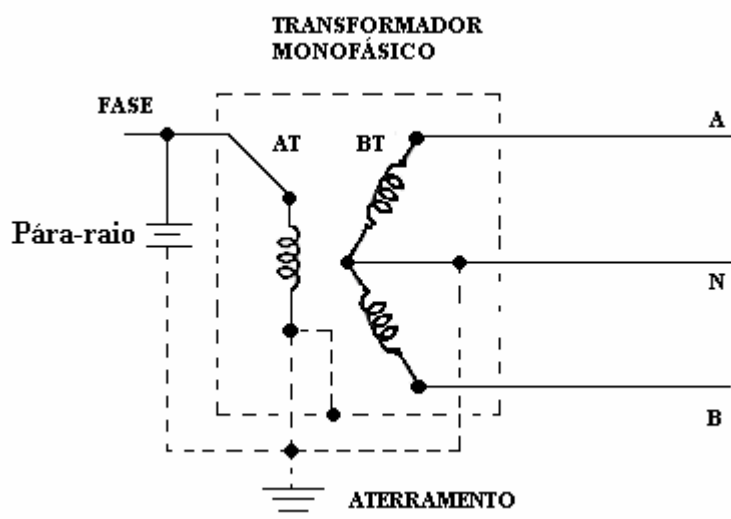


Figura 1.4 – Enrolamentos primários e secundários dos transformadores monofásicos usados em MRT. Aterramento interligado a um dos terminais das bobinas de A.T. e de B.T., carcaça do transformador, neutro e pára-raios.

Este sistema é idêntico ao monofásico multi-aterrado convencional, sendo que não possui o condutor neutro do lado de AT, nem os aterramentos ao longo da linha. É a versão

mais econômica dos sistemas MRTs, e, portanto a mais recomendada para as áreas rurais com baixa densidade de carga.

b) Sistema monofilar com transformador de isolamento

Este sistema também possui um único condutor para conduzir a corrente até às cargas, com a diferença que ele sai diretamente de um transformador de isolamento. O retorno da corrente também é feito pela terra, sendo que o transformador de isolamento tem seu lado de alta tensão ligado em duas fases de um sistema trifásico e no lado do secundário possui uma conexão ao condutor da rede MRT e outra à terra, conforme figura a seguir.

Algumas vantagens podem ser aproveitadas com esse sistema, como por exemplo, a limitação da área de circulação das correntes de retorno pela terra, já que, com isso, minimiza-se as interferências dos sinais de comunicação. Pode ser citada também a questão de limitação das correntes de curto-circuito. Questões relacionadas à melhoria nos níveis de tensão são também significativas, apesar de que, no sistema monofilar sem o transformador de isolamento, isso não deve ser considerado um problema, pelas diversas opções de regulações oferecidas pelos taps dos transformadores, que atinge $\pm 10\%$ do valor nominal da tensão.

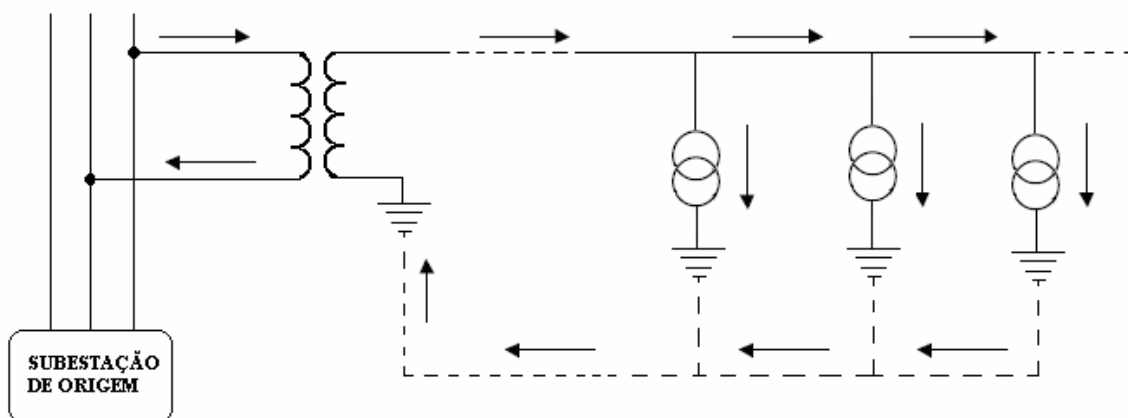


Figura 1.5 - Sistema monofilar com transformador de isolamento.

As desvantagens desse sistema são consideráveis. Como exemplo, os cuidados que deverão ser constantes, com o sistema de aterramento dos transformadores de isolamento, já que uma falha nesses aterramentos provoca falha em toda a rede. Pode ser citado também o

fato que, a potência permitida para o ramal, ficaria atrelada à potência do transformador de isolamento. E, evidentemente, uma grande desvantagem é a própria existência do transformador de isolamento, que tem custos em sua implantação, operação e manutenção.

c) Sistema monofilar com neutro parcial

Este sistema é idêntico ao monofásico citado no item (a), com a diferença que existe uma interligação elétrica entre os aterramentos dos transformadores da rede MRT. É também parecido com o sistema monofásico com neutro multi-aterrado, com a diferença que o condutor neutro não está conectado ao neutro da rede trifásica original. Esse sistema é aconselhável em locais onde a resistividade do solo é muito elevada, o que acarreta em dificuldades de se conseguir o valor de resistência de terra desejado, para os transformadores da rede. Com isso pode ser melhorada a malha de aterramento, a partir de aterramentos que poderão ser feitos ao longo da rede MRT, só que isto é economicamente desaconselhável.

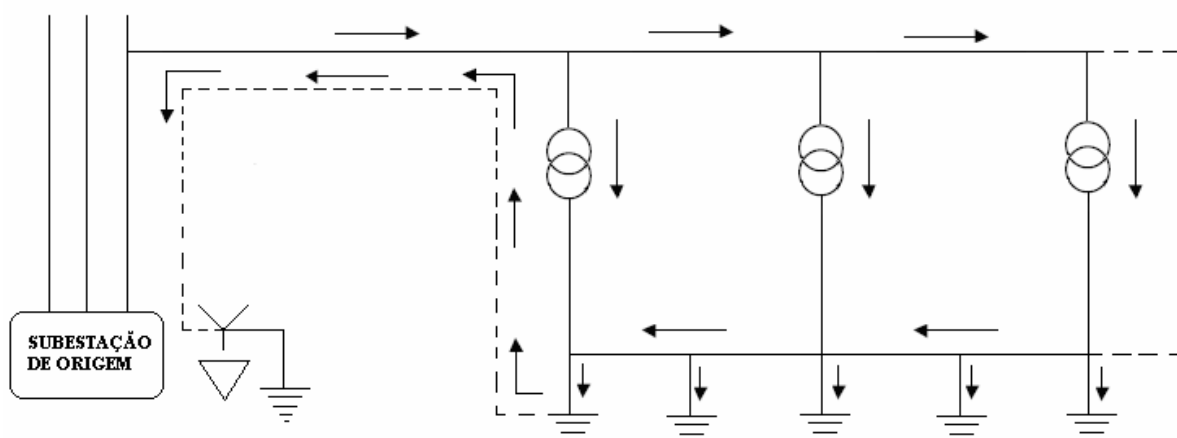


Figura 1.6 - Sistema monofilar com neutro parcial.

1.2.1.2 Sistema com um condutor fase e um neutro

Algumas poucas concessionárias brasileiras usam esse tipo de sistema, que consta de um condutor fase para levar a corrente até às cargas, com o retorno sendo feito pelo condutor neutro, através da rede primária. Nesse sistema, o cabo neutro geralmente é da mesma bitola do condutor fase, e é montado na estrutura na mesma posição do condutor neutro da rede secundária. Em outras palavras, o neutro da rede primária é comum à rede secundária.

O que ocorre é que, na maioria das redes primárias nas áreas rurais, com neutro como retorno, este condutor vem sendo retirado por pessoas não autorizadas. O sistema continua em funcionamento, por ter os transformadores montados da mesma forma que os da rede monofásica com retorno por terra, onde uma das extremidades da bobina do primário é ligada ao condutor fase, e a outra ligada à terra, aterramento do para-raio, carcaça do transformador, e condutor neutro, simultaneamente. Com isso não inviabiliza o funcionamento, e o sistema passa a funcionar como um sistema monofásico com retorno por terra.

1.2.2 Equilíbrio das fases nas redes trifásicas que atendem redes MRTs

No atendimento das redes MRTs, a partir das redes trifásicas, é importante sempre ter o cuidado de se fazer uma tentativa de alcançar o balanceamento, colocando uma derivação monofásica por vez para cada fase da rede trifásica. Esse balanceamento é considerado praticamente impossível, por uma série de fatores, mas deve ser feito esse acompanhamento para minimizar as consequências do desequilíbrio de cargas muito acentuado. As concessionárias costumam proceder com um constante monitoramento dos consumos de cada fase, para determinar a próxima fase que deve ser utilizada, ou mesmo algum remanejamento nas alimentações existentes, caso seja necessário.

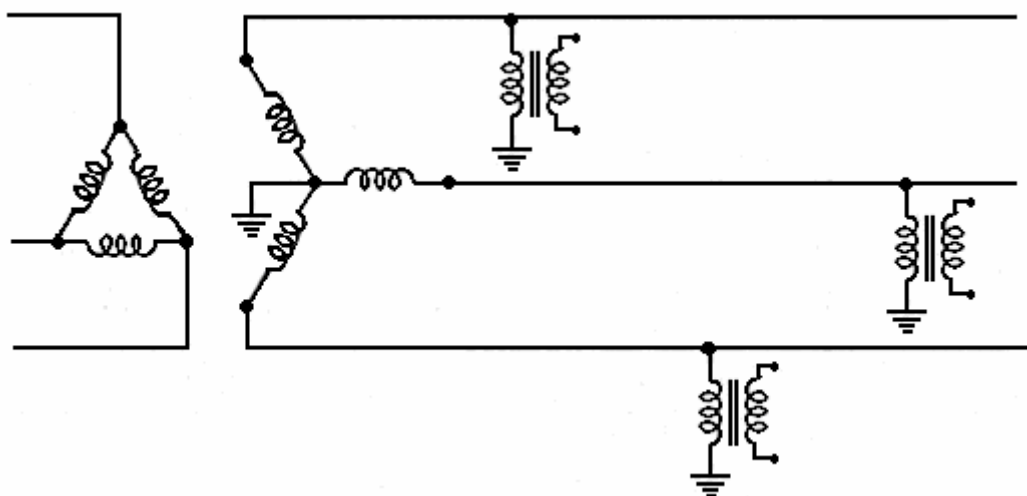


Figura 1.7 – Representação de um sistema trifásico com derivações monofásicas com retorno por terra, buscando um equilíbrio entre as fases do sistema.

1.3 Faltas em redes de distribuição

Uma falta ocorre quando algum fenômeno acidental ou proposital impede o funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico. As causas podem estar relacionadas à ação da natureza, como relâmpagos, contatos de galhos de árvores ou animais, ventos fortes; ou do homem, como atividades de construção, acidentes envolvendo veículos, falhas de equipamentos, dentre outras.

A operação confiável e econômica dos sistemas de energia necessita de uma determinação rápida e precisa dos pontos onde as faltas ocorrem. Nos sistemas de transmissão utilizam-se métodos baseados em informações fornecidas por Registradores Digitais de Faltas (DFR - Digital Faults Register), que são considerados essenciais. Já em sistemas de distribuição esses dispositivos não são normalmente usados e a localização dessas faltas é feita baseada em informações fornecidas pelos consumidores e pela experiência dos operadores dos sistemas. Atualmente, com o aumento da concorrência entre as empresas, em função da desregulamentação dos mercados de energia, ocorre uma busca por melhores e mais rápidos métodos de localização de faltas [8].

1.3.1 Tipos de faltas

As falhas em sistemas de distribuição de energia elétrica basicamente são duas, as simétricas e as assimétricas. Pelas características naturais dos sistemas, as faltas assimétricas são as que ocorrem com mais frequência. Para se fazer uma análise das correntes de curto-circuito, inicialmente se verifica o diagrama unifilar do sistema, com a indicação do traçado, considerando a subestação, o alimentador e os ramais, com algumas das informações principais do sistema [9]:

- Bitolas e tipos de cabos utilizados;
- Proteções instaladas;
- Valores de potência e impedância dos transformadores;

- Distâncias entre os pontos que serão analisados;
- Valores das tensões em todo o sistema a ser analisado;

Em seguida serão codificados no diagrama todos os pontos onde deverão ser calculadas as correntes de curto-circuito, considerando-se:

- Os pontos onde ocorrem as mudanças de bitolas de cabo;
- Os pontos de derivações de alimentadores;
- Derivações para áreas rurais;
- Transformadores de grandes potências;
- Localização de todos os equipamentos de proteção e manobra;
- Localização de bancos de capacitores e reguladores de tensão; dentre outros.

Para o sistema MRT, esses cálculos ficam mais simplificados, em função da pequena quantidade de equipamentos que é utilizada, tipos de cabos e tipo de falta possível.

1.3.2 Falta de Alta Impedância - FAIs

Uma Falta de Alta Impedância (FAI) em um Sistema de Distribuição (SD) ocorre, quando há uma fuga de corrente de um condutor primário energizado através de alguma estrutura sólida, de alta impedância, de modo que a corrente que se forma não é suficiente para fazer atuar as proteções convencionais de sobrecorrentes do SD. É possível que também ocorra sem que haja fuga de corrente, dependendo da superfície de contato e de sua impedância.

Os alimentadores das redes de distribuição são propensos à contatos físicos com objetos vizinhos, tais como galhos de árvores, edificações em construção, ou algum outro tipo. A ocorrência dessa condição de falta também constitui em perdas de energia para as concessionárias, já que nem toda energia elétrica produzida é distribuída em seus pontos de

carga. Pode haver perdas de energia no trajeto, dissipada por objetos estranhos ao sistema de energia, que não deveriam entrar em contato com a linha. Relés convencionais monitoram as condições de curto-circuito, quando uma quantidade significativa de energia atendida pela concessionária deixa de alcançar suas cargas e escoar para a terra [10].

As concessionárias nem sempre fazem os registros das situações de condutores caídos, provavelmente pelo compromisso que as equipes de campo têm na pressa pelo restabelecimento do sistema, ou pelo fato de não perceberem a importância dessa informação, podendo ser considerada uma estimativa entre 5 e 10% das faltas dos sistemas de distribuição de energia [11].

Uma FAI nas redes de distribuição de energia elétrica pode ocorrer entre fase e neutro, entre fases ou entre fase e terra. Esta última hipótese será abordada neste trabalho, especificamente para o caso do cabo caído ao solo, em redes MRT. Este tipo de falta oferece grande perigo às pessoas, animais e ao meio ambiente, visto que, em geral, a proteção convencional não atua e o cabo permanece energizado, podendo provocar incêndios pela formação de pequenos arcos sobre a vegetação [12].

1.4 Caracterização do problema e revisão bibliográfica

Diversas técnicas para detecção e localização das FAIs têm sido propostas nos últimos anos. Existem várias possibilidades que são utilizadas, baseadas em dispositivos mecânicos ou elétricos. Para as técnicas baseadas nos dispositivos elétricos, é possível utilizar métodos relacionados à propagação de ondas, métodos que utilizam componentes de tensões e correntes em frequências superiores e métodos que utilizam as componentes fundamentais de tensões e correntes. Com esses métodos se consegue valores razoáveis de eficiência, mas alguns fatores característicos das faltas de alta impedância impedem uma eficiência total.

No Brasil, as redes de distribuição são predominantemente aéreas, por uma série de vantagens em relação às linhas subterrâneas, desde menores custos de instalação e manutenção até facilidades operacionais. As desvantagens se concentram principalmente nas questões de segurança, tanto para os equipamentos dos sistemas de distribuição como para as pessoas, pelo fato de se ter uma rede com cabos nus, que ficam expostos ao tempo, podendo

ser atingidos facilmente por uma série de intempéries, prejudiciais ao bom funcionamento dos equipamentos e por objetos que podem provocar fugas de correntes e curto-circuitos, em função das posições e proximidades com que os condutores são montados nas estruturas.

As linhas de pesquisas estudadas, em geral, consideram o raciocínio no qual são utilizados equipamentos, normalmente nas subestações, que vão detectar o cabo caído, fazer a localização dessa falta e desenergizar a rede a partir da subestação. Para as áreas rurais, esta ação pode causar interrupção no fornecimento de energia a um grande número de consumidores, uma vez que algumas pequenas cidades são alimentadas pelas mesmas redes que atendem as áreas rurais. Para as áreas urbanas, esta ação também pode causar perda de alimentação para muitas cargas que poderia permanecer energizadas.

Os métodos elétricos de detecções de FAIs analisam o problema de várias formas. Um método mede o ângulo de fase da corrente do terceiro harmônico em relação à tensão fundamental e analisa relações que há entre essa corrente e a tensão da fase em falta [13]. Outro utiliza técnicas de redes neurais para detectar as FAIs, onde uns sensores coletam as informações para cada falta que ocorrer e armazenam dados que são usados para o treinamento das redes [14]. Um outro método analisa o desequilíbrio das tensões, se baseando no fato de que, quando um cabo se rompe, as tensões primárias nos trechos a jusante do ponto de rompimento sofrem grandes desequilíbrios [15].

Existem métodos que visam a localização dessas faltas, que é uma tarefa muito difícil, sendo umas das principais desvantagens desses sistemas. O problema é originado de uma corrente de falta pequena. Métodos clássicos usam localização de sinais injetados, mas eles têm falhas com faltas intermitentes, faltas múltiplas da mesma fase e redes fechadas. Novos métodos de localização tentam superar estes problemas prévios emitindo sinais que podem ser usados durante a operação do sistema e com detectores baseados em microprocessadores [16].

Outros métodos visam aperfeiçoar os sistemas de proteção da distribuição de energia, procurando equilibrar confiança com segurança, nos casos práticos. Isto é bastante difícil para os casos das faltas de alta impedância. Só algoritmos altamente sensíveis podem alcançar uma boa confiança para detectarem baixas correntes de faltas, já que poderia ser um caso apenas de desligamento provisório das cargas, para, por exemplo, efetuar alguma manutenção. Esta alta sensibilidade apresenta uma tendência por falsos desligamentos, criando um sistema

menos seguro, diminuindo a confiabilidade. Os pesquisadores da *Texas A&M University* têm balanceado detecção da falta com discriminação do tipo de falta, resultando em uma combinação prática de algoritmos de descoberta em um sistema comercialmente viável. Este dispositivo tem muitas "características inteligentes", inclusive a habilidade de analisar e correlacionar numerosas características das faltas em tempo real, de forma que uma determinação correta do estado do alimentador pode ser feita com uma alta probabilidade de acerto. São aplicadas técnicas de uso de algoritmos múltiplos, para descobrir vários tipos de faltas, com o uso de uma técnica especialista de decisão, para decifrar dados que entram, determinar o estado e situação de perigo que se encontra um determinado alimentador da distribuição [17].

Existe uma técnica que mede os valores das tensões em determinados pontos, para que sejam identificados valores considerados como subtensões, em pontos terminais das linhas (lado da carga) que podem ocorrer quando de faltas de alta impedância. Nesses pontos, pode ser efetivada a instalação de sensores de subtensão com envio de informações de disparo dos dispositivos de proteção apropriados. Observa-se que nesta opção é necessário um dispositivo receptor junto à proteção. Além disso, para que se possa realmente diagnosticar que o problema deveu-se a uma falta de alta impedância, é necessário incorporar no processo outras informações. Por fim, um ponto contrário ao uso de sensores nos finais dos ramais é que esses "finais", na verdade, são dinâmicos, ou seja, podem requerer uma regular realocação dos relés e demais equipamentos interligados [18] e [19].

A análise dos valores de sobrecorrentes de fase ou de terra é a forma mais simples e barata para a detecção de uma falta. No entanto, as sobrecorrentes existentes nesses casos são com valores não sustentados, que geralmente não se mantém pelo tempo necessário para fazer atuar as proteções, já que a atuação do relé se baseia nas curvas tempo x corrente. Nesse caso, o problema principal está relacionado aos valores dos ajustes tempo x corrente, que não podem ser reduzidos, pelo fato de que os relés atuariam para correntes de inrush, durante a energização de transformadores dos sistemas de distribuição.

É possível detectar as faltas de alta impedância utilizando-se técnicas de redes neurais, onde se pode fazer o treinamento das redes baseando-se nas informações coletadas para cada falta que ocorrer. Muitos valores podem ser monitorados, tais como, temperatura, valores de correntes e de tensões em determinados horários e épocas do ano. Essa hipótese é

bastante promissora, mas não se torna interessante para a maioria das cargas que se localizam em pontos distantes, por exemplo, nas áreas rurais, já que uma desenergização a partir da subestação alimentadora, tiraria a alimentação de muitas cargas pelo trajeto que essas redes fazem, passando por vários povoados e pequenas cidades.

A solução do problema de faltas de alta impedância é bastante prejudicada por vários fatores, dentre eles, as baixas magnitudes das correntes nominais, o desequilíbrio natural que se verifica nas fases dos alimentadores, o fato da corrente de falta normalmente diminuir com a duração da falta e a grande variação nas formas de ondas das correntes de falta fase terra. O problema se agrava para as redes rurais, pelas grandes extensões dessas redes, com sistemas simples de proteção, acessos mais difíceis e as correntes nas fases em operação serem baixas. É possível se utilizar várias técnicas em conjunto, mas, especialmente para as redes rurais, iria onerar o sistema de proteção existente.

Para as técnicas baseadas nos dispositivos mecânicos, são utilizados perfis metálicos, instalados nos postes, com o objetivo de causar uma falta de baixa impedância e de valor sustentado, fazendo assim com que as proteções convencionais atuem. É possível citar como grandes vantagens as minimizações dos trechos sem alimentação, as facilidades na localização do cabo caído, o fato de não ter necessidade de tomadas de decisões nem ações por parte dos operadores do sistema e, principalmente, a utilização do sistema de proteção convencional existente, onde um número reduzido de consumidores ficam sem energia elétrica, quando comparados aos outros métodos citados.

Pela complexidade da decisão de assumir como cabo caído, uma situação que pode ser, por exemplo, somente de um condutor com vazamento de corrente para terra pela estrutura do poste de concreto armado, em função de um problema de isolador rachado, essa decisão é demorada, podendo chegar a alguns minutos, ou até algumas horas [20].

Essa decisão tomada de maneira incorreta também pode trazer perigo para as pessoas, já que em muitas localidades, a falta de energia resulta em problemas no trânsito com o desligamento de semáforos, de máquinas em hospitais, de elevadores em edifícios, dentre outros.

Algumas recomendações podem ser feitas para diminuir a possibilidade de rompimento de cabo, tais como evitar conexões no meio do vão, realização de podas de árvores e troca de postes e cruzetas de madeira apodrecida por outros de concreto armado. É importante notar que naturalmente essas recomendações passam por aumento de custos, que devem ser analisados para cada caso.

1.5 Motivação da pesquisa e objetivos da dissertação

A motivação principal dessa pesquisa foi a oportunidade de colaborar para a solução do problema da queda do cabo da rede primária, nas redes de distribuição MRTs, que continua energizado, sendo que esse fato tem consequências graves nas áreas rurais, onde ocorrem muitos acidentes graves com pessoas e com os animais das propriedades. Em geral, as pesquisas são voltadas para proteger equipamentos, para que se mantenha a continuidade dos serviços, visando atender aos consumidores de maneira satisfatória.

O principal objetivo da dissertação é fazer a modelagem das redes aéreas com retorno por terra, para que sejam analisadas as faltas de alta impedância, na situação da queda do cabo energizado ao solo. A idéia é que se analise três redes MRTs que estão separadas geograficamente, como sendo uma rede trifásica com retorno por terra.

Em uma rede trifásica padrão, todas as fases são montadas em uma mesma estrutura, com as rotas geográficas sendo as mesmas para as três fases. As redes monofásicas com retorno por terra serão modeladas a partir de um sistema trifásico generalizado, onde as fases, além de serem montadas em estruturas diferentes, não seguem a mesma rota geográfica.

1.6 Estrutura da dissertação

A dissertação foi organizada em cinco capítulos, onde no capítulo 1 foi dada uma visão geral sobre os sistemas de distribuição, os tipos de sistemas primários que são utilizados, os tipos de sistemas monofásicos, sistema monofilar com retorno por terra, o sistema monofilar com transformador de isolamento e o sistema monofilar com neutro parcial.

Serão citados os tipos de redes trifásicas que atendem as redes MRTs, os tipos de faltas prováveis de ocorrer em redes de distribuição, juntamente com a caracterização do problema e revisão bibliográfica, mostrando a motivação da pesquisa e os objetivos da dissertação.

O capítulo 2 contém uma visão geral sobre redes Monofásicas com Retorno por Terra – MRTs, enfocando os Níveis de Serviços (NS), que são as tensões de utilização, incluindo informações sobre os diversos valores de tensões em alta e baixa tensões, em todo o Brasil. Estão sendo mostradas também informações sobre os levantamentos das cargas dos consumidores rurais, com os levantamentos das necessidades de cada consumidor e previsão das cargas, considerando também a possibilidade de aumento de consumo.

Ainda no capítulo 2, são mostradas também informações gerais sobre a determinação da potência dos transformadores, enfatizando o problema dos super dimensionamentos nas áreas rurais. São mostrados os principais aterramentos usados nas redes MRTs, enfocando o aterramento da rede secundária, dos equipamentos e das cercas de arame liso ou farpado. É mostrado também como se definem os traçados das novas redes rurais, de tal forma que as redes sejam construídas pelo menor trajeto possível, sem deixar de priorizar as facilidades para futuras manutenções.

No capítulo 3, são mostradas as modelagens das redes MRTs e das redes trifásicas a três cabos com retorno por terra, considerando a terra como condutor fictício. É mostrada também uma situação de uma rede MRT, considerando a situação onde uma rede MRT é uma terça parte de uma rede trifásica a três cabos com retorno por terra, apenas estando separadas geograficamente. São mostrados os cálculos das correntes de curto-circuito para os diversos tipos de sistemas, enfatizando a situação da queda de um cabo em uma rede MRT, considerando como sendo uma terça parte de uma rede trifásica a três cabos com retorno por terra. É mostrada a importância da análise da resistividade do solo, observando alguns fatores que influenciam em seus valores. São mostrados valores de resistividades para vários tipos de solos.

Ainda no capítulo 3 são analisadas três redes MRTs dentro de um sistema trifásico, separadas geograficamente, considerando dois ramais de 6 e 30 km, e analisada a influência da resistividade do solo nos valores das tensões em uma barra do sistema, para as situações de

alguns valores de resistividades do solo, para fins de interpretação. São feitas comparações entre essas várias situações. São analisadas também as influências que a resistividade do solo e o comprimento do cabo caído em contato com o solo têm nos valores de tensões e correntes de curto-circuito, com o objetivo de padronização de um valor de resistividade do solo, que se possa utilizar em estudos similares.

No capítulo 4, é montada uma rede teste trifásica primária de distribuição de energia, que possui 60 barras, com 12 transformadores de 30 kVA e 18 de 45 kVA, em uma tensão de 13.8 kV, com três cabos CAA 4 AWG – 6/1 ACSR e são analisados os resultados das tensões em todas as barras reais e fictícias, utilizando-se diferentes valores de resistividade do solo. São mostrados, através de tabelas, os principais resultados obtidos, para os valores de resistência de falta e corrente de curto-circuito fase terra, para diferentes valores de resistividade e comprimento de cabo caído ao solo, para fins de interpretação. São feitos também, gráficos dessas situações, visando uma melhor observação do comportamento das tensões quando da mudança desses parâmetros.

Ainda no capítulo 4, serão simuladas algumas faltas de alta impedância, com a queda do cabo de uma das fases ao solo, em algumas posições diferentes de um sistema teste fictício, após algumas barras. Serão analisados valores de tensões e correntes em várias barras deste sistema, variando com a resistividade do solo e com o comprimento do contato do cabo que estará em contato com o solo. Essas simulações serão feitas com a rede funcionando em situação normal, estabilizada após a falta e em condição de curto-circuito. Os transformadores serão sempre considerados funcionando com as cargas nominais.

No capítulo 5, serão mostradas as conclusões gerais sobre esse trabalho, com destaques para as situações das FAIs nas áreas rurais, as ações de manutenção e operação dos sistemas MRTs, enfatizando as questões básicas de segurança. Para trabalhos futuros, foi sugerida a utilização de uma técnica, que utilizará um dispositivo mecânico, cuja idéia é desenergizar o cabo caído, isolando a menor área possível.

CAPÍTULO II

Redes Monofásicas com Retorno por Terra - MRTs

2.1 Materiais e equipamentos usados nas redes MRTs

As redes MRTs utilizam basicamente os mesmos materiais e equipamentos que as redes de distribuição urbanas. No apêndice B são mostrados os principais materiais utilizados nas redes MRTs.

2.2 Planejamento dos níveis de serviços adotados por cada concessionária

Os Níveis de Serviços (NS) consistem de linhas e equipamentos operando em tensão de utilização, sendo específicos de cada concessionária estadual. No Brasil se adotam valores que são próximos aos utilizados em todo o mundo, geralmente de 110 V, 220 V, 380 V e 440 V. Sendo esse nível encontrado do lado de Baixa Tensão (BT) dos transformadores de serviços, ele opera em tensão de utilização. Esta tensão é muito baixa para transportar energia a grandes distâncias com eficiência, um fato que restringe bastante o projeto e o *layout* do nível de serviço.

A energia é obtida dos alimentadores através de transformadores de serviço, que reduzem a tensão primária ao nível de utilização e aos circuitos secundários que alimentam os consumidores. As tensões de utilização mais comuns são 105 V (Japão), 120 V (EUA) e 230-250 V (Europa e muitas outras nações). Tensões na faixa de 105 a 250 V não podem transportar grandes quantidades de energia, mesmo em pequenas distâncias, e não podem transportar nem mesmo pequenas quantidades de energia a grandes distâncias. Por essa razão, o nível de serviço consiste de muitos pequenos transformadores, cada um fornecendo energia a consumidores que estão nas suas vizinhanças, com circuitos secundários geralmente menores que 1000 metros, a partir do transformador.

Os sistemas de distribuição americano e europeu diferem substancialmente no *layout* do sistema secundário, devido às diferentes capacidades dos seus padrões de tensão

secundárias. A maioria dos circuitos em NS dos EUA são monofásicos a 2 cabos, com 120 volts, com circuitos radiais. Já na Europa são trifásicos, 416 volts, em anel aberto.

Regras e tabelas são usadas para projetar a grande maioria dos equipamentos dos NS, especificados e arranjados pelos técnicos, que utilizam tabelas desenvolvidas por engenheiros a partir de estudos de situações gerais. As tabelas podem ser implementadas em computadores. Os custos para as concessionárias, em analisar os milhares de novos consumidores anuais dos NS, com coleta de dados atualizados, são muito elevados. Os benefícios desses levantamentos detalhados em relação aos levantados por tabelas são muito pequenos, ficando esse investimento injustificável. Assim, são adotados conjuntos de transformadores e redes obedecendo aos padrões de cada concessionária [3].

2.3 Dimensionamentos elétricos das redes MRTs

As redes de distribuição no Brasil operam em maioria na tensão nominal de 13,8 kV, sendo que em alguns casos se originam de subestações com transformadores de potência tendo o secundário ligado em delta e outras com transformadores com o secundário ligado em estrela aterrado. Os sistemas MRT só podem ser originados nessa segunda hipótese.

Dessas 3 tensões entre fases, é possível obter as seguintes tensões nominais entre fase e terra, para utilizar em redes MRTs de distribuição:

Tabela 2.1 – Valores das tensões trifásicas e as monofásicas correspondentes.

Tensão Trifásica (kV)	Tensão MRT (kV)
13,8	7,960
23	13,280
34,5	19,920

O circuito primário é constituído de 3 condutores fases, com 13,8 kV entre fases e de um condutor neutro comum à rede secundária, aterrado em múltiplos pontos. Há poucos anos vem tendo uma boa difusão as redes de distribuição com tensão nominal entre fases de 34,5

kV, estando estas 2 tensões padronizadas no país. Há também uma razoável extensão de redes primárias em 23 kV em algumas regiões do país.

Em uma pesquisa sobre os níveis de tensão de distribuição, a tensão mais comum foi no nível de 15 kV com 61%, depois o nível de 5 kV com 20%, o nível de 25 kV com 15% e o nível de 35 kV com 4%. Esses valores variam de acordo com cada região, sendo que normalmente há uma predominância do nível de 15 kV.

A queda de tensão nos condutores fase é calculada dentro de uma aproximação permissível, considerando-se a linha curta e tomando-se a diferença aritmética dos módulos da tensão da fonte e da tensão na carga, utilizando-se o coeficiente de queda de tensão unitário (kVA x km, em %) relativo à bitola de cada condutor utilizado [21].

A Queda de Tensão em percentual $\Delta V\%$ é calculada pela fórmula abaixo:

$$\Delta V\% = \frac{N \cdot \ell \cdot (r_f \cos \phi + x_f \sin \phi) \cdot 100}{10^3 \cdot V_f^2} \quad [2.1]$$

Em que:

$\Delta V\%$ é a queda de tensão em porcentual da tensão de fornecimento [%];

N é carga do ramal em [kVA];

ℓ é o comprimento do circuito [km];

ϕ é o ângulo do FP da carga [graus];

V_f é a tensão de fornecimento entre fase e terra [kV];

r_f é a resistência de fase [Ω];

x_f é a reatância de fase [Ω].

A quantidade de fases, para atender as cargas de um determinado consumidor rural é definida de acordo com suas necessidades e as disponibilidades das concessionárias. Na grande maioria dos casos, o mais indicado é que a rede seja Monofásica com Retorno por Terra – MRT, por ser uma rede econômica e que atende em maioria as necessidades de carga dos consumidores. Em quase sua totalidade os ramais MRTs utilizam o condutor Cabo de

Alumínio com alma de Aço - CAA 4 AWG (American Wire Gauge). A alma de aço no condutor está associada aos maiores esforços mecânicos, ocasionados pelos vãos mais extensos que ocorrem nas áreas rurais.

Esse tipo atende tanto cargas monofásicas, com uma fase e um neutro, como cargas bifásicas, com duas fases. Somente para alguns casos especiais, utilizam-se cargas bi ou trifásicas. As cargas bifásicas podem ser atendidas diretamente pelas redes MRTs, através de seu circuito secundário, normalmente em 220 ou 440 volts, já que os transformadores monofásicos possuem seus circuitos secundários em V, com duas fases e um neutro aterrado, conforme ilustra a Figura 1.4, no capítulo anterior.

Para situações em que se necessita de motores elétricos trifásicos, de potências superiores a 15 HP, geralmente para alimentação de eletro bomba, nos casos de poços profundos, pode ser adotada como solução para que se possa continuar optando por redes MRTs, a utilização de conversores de fase, que são equipamentos que convertem a energia elétrica de corrente alternada com dado número de fases, em outro número de fases, porém à mesma frequência. Esses equipamentos são muito usados na eletrificação rural em países, como os Estados Unidos, Canadá, Austrália, dentre outros. Os conversores podem ser estáticos, rotativos ou a tiristores.

Para construir uma nova rede, faz-se a escolha do nível de tensão em função dos níveis disponíveis naquela área, normalmente optando pelo de menor valor, por motivos econômicos, salvos quando os motivos técnicos impeçam. De posse dos valores das futuras cargas e definições dos traçados das redes, inclusive com as distâncias envolvidas, faz-se um estudo da queda de tensão no trecho e a análise para avaliar se está dentro do limite aceitável para aquele cabo considerado. Esse valor normalmente é definido pelas concessionárias em 5% da tensão na fonte, servindo como critério para determinar os máximos comprimentos permitidos para as redes MRTs. Na hipótese desse valor ser ultrapassado, todo o procedimento é refeito com o cabo de bitola imediatamente superior, no todo ou em parte da rede, inicialmente nos trechos próximos a fonte. Para esse procedimento é adotada a expressão “Alcance da carga”, que é a distância (em km ou milhas) que se pode transportar uma determinada potência, sem que se extrapole os limites de queda de tensão pré estabelecidos [3].

Esse critério é utilizado para limitar o comprimento das redes, por não haver nenhum equipamento de controle dessa tensão nas redes MRT, novamente por critérios econômicos. Isso ocorre em função do baixo retorno financeiro proporcionado por essas áreas, já que são poucos consumidores e geralmente com baixa densidade de carga. Para os cálculos elétricos das redes secundárias, fazem-se procedimentos idênticos considerando a rede para cada lado do transformador separadamente e, para determinação da potência do transformador, considerar o número total de consumidores do circuito secundário.

Utiliza-se a tabela padronizada de cálculo de queda de tensão primária, pelo coeficiente de queda de tensão unitária que constam nas normas específicas de cada concessionária estadual, o que facilita os cálculos. A linha é dividida em trechos, adotando os seguintes critérios:

- a) saída de ramais;
- b) Os pontos de mudança de seção de condutores;
- c) Os pontos de derivações equivalentes dos trechos e as cargas dos consumidores.

Os cálculos das quedas de tensão são feitos por etapas, a cada trecho. Analisa o primeiro trecho designado, seu comprimento, a(s) carga(s) distribuída(s) no trecho, bem como a(s) carga(s) acumulada(s) no final de cada trecho e total.

Em seguida calcula-se a metade da(s) carga(s) distribuída(s) no trecho e soma à(s) carga(s) acumulada(s) no final desse trecho. Calcula-se o momento pela multiplicação desse valor calculado pelo comprimento desse trecho. Procede-se à escolha do condutor daquele trecho, geralmente cabo CAA 4 AWG, e muito raramente CAA 2 ou 1/0 AWG, por motivos mecânicos. Após essa escolha e utilizando-se do coeficiente de queda de tensão unitária desse cabo, fornecido por tabelas pelas concessionárias de cada estado, calcula-se a queda de tensão no trecho.

Repete todo esse procedimento para o trecho seguinte e, de maneira acumulativa, vai somando às quedas de tensão dos trechos analisados, até o último trecho. Caso o valor da queda de tensão total ultrapasse ao máximo permitido pela concessionária estadual, refaz-se

todo o estudo, mudando a bitola de alguns dos trechos iniciais até que a queda de tensão total fique dentro desse limite.

2.4 Levantamento das cargas dos consumidores rurais

Muitos dos eventuais consumidores de energia elétrica das zonas rurais, não podem custear a própria rede de alimentação, não tendo inclusive condições financeiras para comprar sequer a instalação do interior de sua residência. Em muitos casos o poder público arca com essas despesas, através de associações de moradores, que são criadas para que possam receber esse e também outros benefícios, tais como estradas vicinais, escolas, postos de saúde, casas de farinha, telefones rurais, poços artesianos, e outros. Assim sendo, esses consumidores não conseguem adquirir equipamentos elétricos com cargas significativas por um longo período, o que acarreta em consumos muito baixos [22].

Desse modo, os sistemas elétricos das zonas rurais são definidos por um tipo que atenda aos consumidores e ao mesmo tempo não acarrete em custos exorbitantes. A idéia é que se construam redes elétricas que atendam às necessidades de cargas inicialmente dos consumidores, mas ao mesmo tempo considerando um pequeno período de crescimento, para evitar um recondutoramento dessas redes em um intervalo de tempo muito reduzido.

Esses fatores são decisivos para que os engenheiros do setor de sistemas de energia concentrem os esforços para que sejam atendidos esses consumidores com um tipo de rede de menor custo e que satisfaça as suas necessidades de cargas, sem que com isso tenha que se trabalhar com redes super dimensionadas.

De início são feitos levantamentos das necessidades de cada consumidor, com a previsão das cargas, considerando também a possibilidade de aumento de consumo para os próximos cinco anos. Assim, é possível determinar a potência que será utilizada por cada consumidor. Inicialmente é feito um levantamento das cargas a partir dos valores das demandas diversificadas padronizadas para projeto e em seguida acrescenta-se uma taxa de crescimento anual da carga, que é definida baseada em um estudo das características de cada região. Essa taxa pode ser obtida quando da determinação dos perfis de carga dos consumidores rurais, onde se analisa a situação da demanda de quando uma propriedade foi eletrificada, e compara-se com a demanda atual. Daí se consegue determinar estatisticamente

o valor da taxa de crescimento anual com resultados bem próximos da realidade. Assim, é possível determinar a carga prevista para o final de um determinado período, pela fórmula a seguir [22]:

$$Q_f = Q_i \cdot (1 + 0.01 \cdot \Delta)^n \quad [2.2]$$

Em que:

Q_f – carga ao final do tempo considerado [kVA];

Q_i – carga no início da instalação [kVA];

Δ - taxa de crescimento anual [%];

n – vida útil da linha [anos].

2.5 Dimensionamentos dos transformadores das redes MRTs

As concessionárias adotam uma tabela para definição da potência do transformador a ser utilizado nessas áreas rurais, onde o futuro consumidor passa informações das cargas que pretende utilizar.

Em termos práticos, ocorre um super dimensionamento desses transformadores, em função de algumas previsões otimistas de cargas que não se confirmam, e pelo fato da proximidade que existe entre os preços dos transformadores. Pela semelhança desses valores, os consumidores acabam optando por potências bem acima daquelas que realmente necessitam. Com isso, nas redes MRTs, ocorre que o fator de potência atinge valores bastante reduzidos, chegando a menos de 10% em alguns casos.

Para o consumidor que se encontra em operação, pode-se simplesmente analisar o seu consumo normal de energia elétrica, comparando-se com os valores que estão disponibilizados. Com isso aparece a possibilidade de realocação de transformadores. Evidente que esse estudo deve ser constante, para acompanhamento de prováveis variações de

consumo, seja com aumento ou diminuição, para que sejam feitas modificações, quando necessário.

Para o futuro consumidor, é importante um estudo criterioso de suas reais necessidades de cargas, com uma espécie de termo de compromisso entre o consumidor e a concessionária, para que o primeiro seja responsável pela substituição do transformador, em condições de sub ou super dimensionamento. Assim, os consumidores tomariam uma decisão acertada, sem penalizar as concessionárias. Dentre as informações coletadas é importante também conhecer a classe do consumidor que está sendo analisado, para que as concessionárias organizem por grupos, para melhor controlar os diversos parâmetros variáveis das redes. Para atendimento da grande maioria das propriedades rurais, é seguramente suficiente a instalação de transformadores de 5 a 10 kVA.

2.6 Aterramentos para sistemas MRTs

Existe uma peculiaridade nos sistemas MRTs, determinante para o seu bom funcionamento, que é o fato de todas as cargas elétricas possuírem correntes que passam obrigatoriamente pelo aterramento do sistema. Por essa razão, esses aterramentos devem ter uma atenção especial.

Tanto questões de segurança quanto de confiabilidade estão ligadas ao bom aterramento do sistema. A resistência do aterramento deve permanecer, em qualquer época do ano, dentro dos valores permitidos pelas concessionárias estaduais, que no caso da CEMAR é de, no máximo, 10Ω [2]. Um problema que geralmente se manifesta é a falta de manutenção nesses aterramentos, que para algumas concessionárias é agravado pelos métodos de conexão entre as hastes e os cabos de aterramento, por utilizar conector de aperto, por questões econômicas. O mais recomendável nesses casos é a conexão com solda exotérmica, que tem um custo adicional, mas um resultado satisfatório.

Nas áreas rurais, por existir a possibilidade da malha de aterramento ser danificada por grades de ferro, usadas para arar a terra, é aconselhável que se instale essa malha com uma profundidade de segurança, que pode variar em função dos tipos de terrenos e das grades utilizadas nas propriedades. Essa profundidade geralmente é em torno de 1 metro.

Como o bom funcionamento das redes MRTs está diretamente ligado ao sistema de aterramento, é importante que se tenha um estudo da resistividade do solo. De acordo com os valores obtidos, projeta-se a malha de aterramento, de tal forma que se obtenham valores iguais ou menores aos exigidos pelas concessionárias. Isso pode elevar os custos desse aterramento, porém, não inviabiliza a utilização desse tipo de sistema, ficando como alerta para inclusão no levantamento de custos, para que se tenha um bom funcionamento. Em alguns casos especiais, é necessária a instalação de equipamentos de proteção contra sobretensões em alguns pontos ao longo da rede, podendo ser pára-raios tipo válvula ou descarregadores de chifres, situações nas quais deverão possuir aterramentos independentes, exclusivos para esses equipamentos, até mesmo pelas distâncias entre essas estruturas e as subestações, que inviabiliza completamente a possibilidade de interligação desses aterramentos, por questões econômicas.

Os projetos especiais para terrenos com alta resistividade podem utilizar diversas soluções, para que o valor da resistência de terra seja alcançado. Dentre elas, podemos citar a utilização de produtos químicos, que são misturados aos materiais retirados do solo e reutilizados, para que com isso se obtenha um menor valor de resistividade, e, conseqüentemente, uma menor resistência de terra. Pode-se também utilizar-se de uma técnica onde as hastes de aterramento são instaladas em camadas mais profundas do solo, que normalmente são mais úmidas e, portanto, apresentam menor resistividade, proporcionando um melhor valor para resistência do aterramento. As hastes de aterramento que são utilizadas nesses casos são emendáveis, para se alcançar a profundidade desejada. Existem outras técnicas que também podem ser usadas para este fim. Essas camadas mais profundas são menos sujeitas às variações de umidade e temperatura, o que proporciona uma resistência de aterramento praticamente constante ao longo do tempo.

Para os transformadores monofásicos de distribuição das redes MRTs, são interligados à malha de aterramento: um dos terminais do enrolamento primário do transformador (internamente), o pára-raios existente, o terminal da saída do transformador para o condutor neutro, que é interligado internamente com um dos lados de cada uma das duas bobinas do secundário e a carcaça do transformador, conforme figura 3. A quantidade de hastes de aterramento é de no mínimo cinco, conforme norma de padronização [2]. Existem duas situações que podem ocorrer:

1) Quando o transformador é instalado em uma rede nos moldes das redes urbanas, geralmente em estrutura UR-1, onde haja também redes de baixa tensão no mesmo poste, geralmente do tipo 300/11 kgf/m, o procedimento é idêntico ao citado anteriormente para transformadores monofásicos, com aterramentos diversos através da rede secundária.

2) Quando o transformador é instalado em uma rede que atenda a um único consumidor, em estrutura UR-3, com a medição instalada no próprio poste do transformador, geralmente do tipo 300/11 kgf/m, o procedimento é idêntico ao aterramento dos transformadores monofásicos de distribuição das redes MRTs, citado anteriormente, sendo que se conecta também à malha de aterramento a caixa de medição do consumidor, conforme padrão fornecido pela concessionária.

2.6.1 Aterramentos da rede secundária para sistemas MRTs

Para o aterramento da rede secundária, a haste de aterramento não possui uma posição pré-estabelecida, ficando a critério do instalador, para encontrar o local conveniente. Isso logicamente tem que ser feito com bom senso, e geralmente é escolhido um ponto bem próximo ao poste da rede, por questões de facilitação de instalação e economia de material. Quando isso é feito juntamente com a instalação do poste da rede, fica mais fácil próximo ao poste. O material do cabo recomendado é o cobre ou o aço cobreado, com a haste de aterramento de ferro galvanizado tipo cantoneira ou aço cobreado tipo *cooperweld*, sendo conectadas aos cabos através de grampo tensor, ou, se for o caso, através de solda exotérmica.

A Figura 2.1 mostra o aterramento da rede secundária, que deve ser feito em pontos finais das redes e aproximadamente a cada 150 metros, sendo que essa distância pode variar de acordo com avaliação do setor de engenharia da concessionária. Esse aterramento geralmente é feito em estruturas de baixa tensão de amarração.

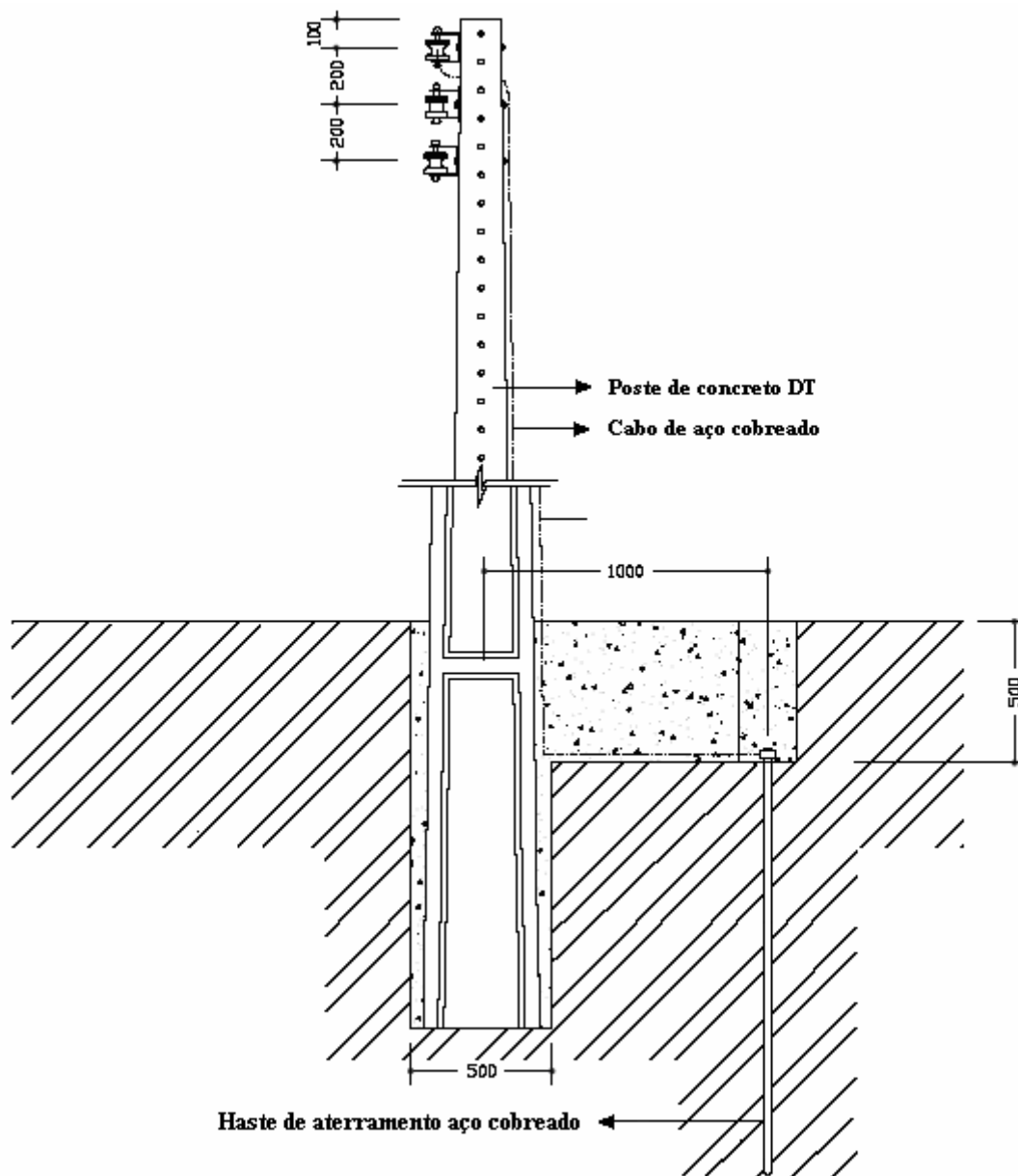


Figura 2.1 – Aterramento da rede secundária.

A posição da haste de aterramento é ilustrativa, podendo variar de acordo com a necessidade no local de sua instalação [2].

2.6.2 Aterramentos de equipamentos para sistemas MRTs

Os aterramentos dos equipamentos nas redes MRTs devem ser feitos com um mínimo de cinco hastes, conforme Figura 2.2. Pelas normas da concessionária pesquisada, o aterramento deve ser com cabo de cobre de, no mínimo, $\phi 25\text{mm}^2$. Em áreas industriais, ou próximas a regiões de incidência de salitre, aplicar como condutor de aterramento o cabo de

aço cobreado. Nunca fazer emendas no cabo de aterramento, para evitar os problemas referentes às conexões entre esses cabos. As medidas da Figura 2.2 estão todas em milímetros.

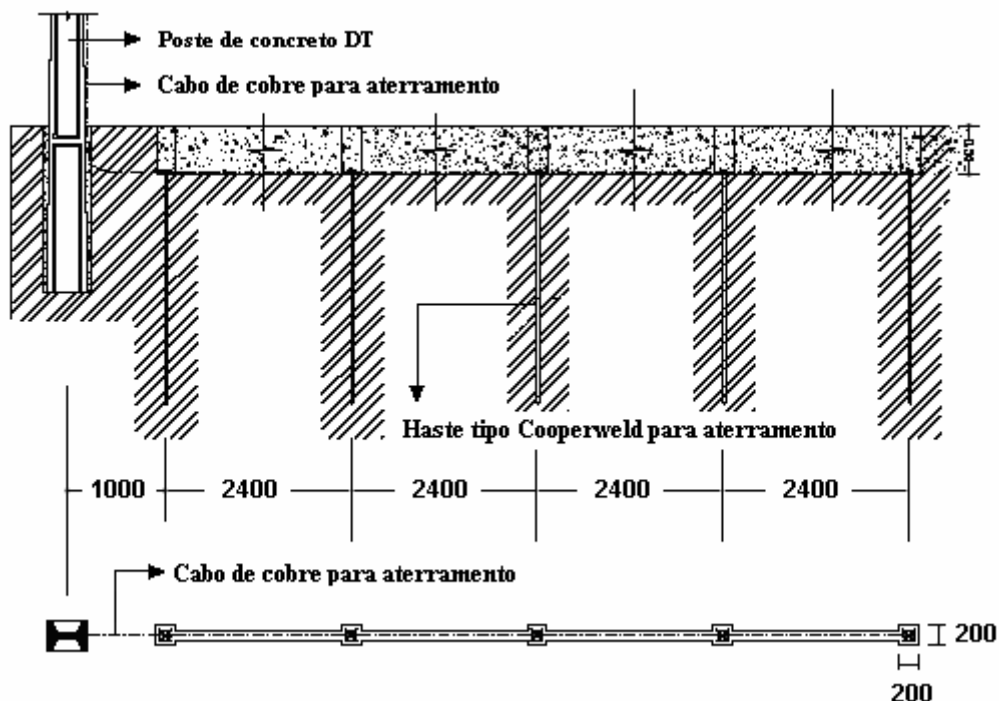


Figura 2.2 – Vistas frontal e superior do aterramento para equipamentos.

Aterrar todos os equipamentos que forem instalados nas redes MRTs. Os principais são: pára-raios, transformadores, chaves a óleo, reguladores de tensão, religadores, seccionadores automáticos, banco de capacitores, interligando as suas carcaças ao neutro da baixa tensão.

2.6.3 Aterramentos de cercas para sistemas MRTs

O aterramento das cercas de arame liso ou farpado se faz necessário por questões de segurança para as pessoas e animais. Uma cerca pode provocar acidentes, mesmo estando a vários quilômetros de distâncias das redes de distribuição, podendo ser energizada até mesmo por indução. Com isso, é necessário que sejam feitos os aterramentos, com a devida atenção para cada situação das cercas em relação às redes.

Deve ser feito tanto aterramento de cercas paralelas quanto transversais à rede, que devem ser seccionadas e aterradas, conforme exemplo mostrado na Figura 2.3 a seguir. Recomenda-se que sejam programadas vistorias, pela importância desses aterramentos.

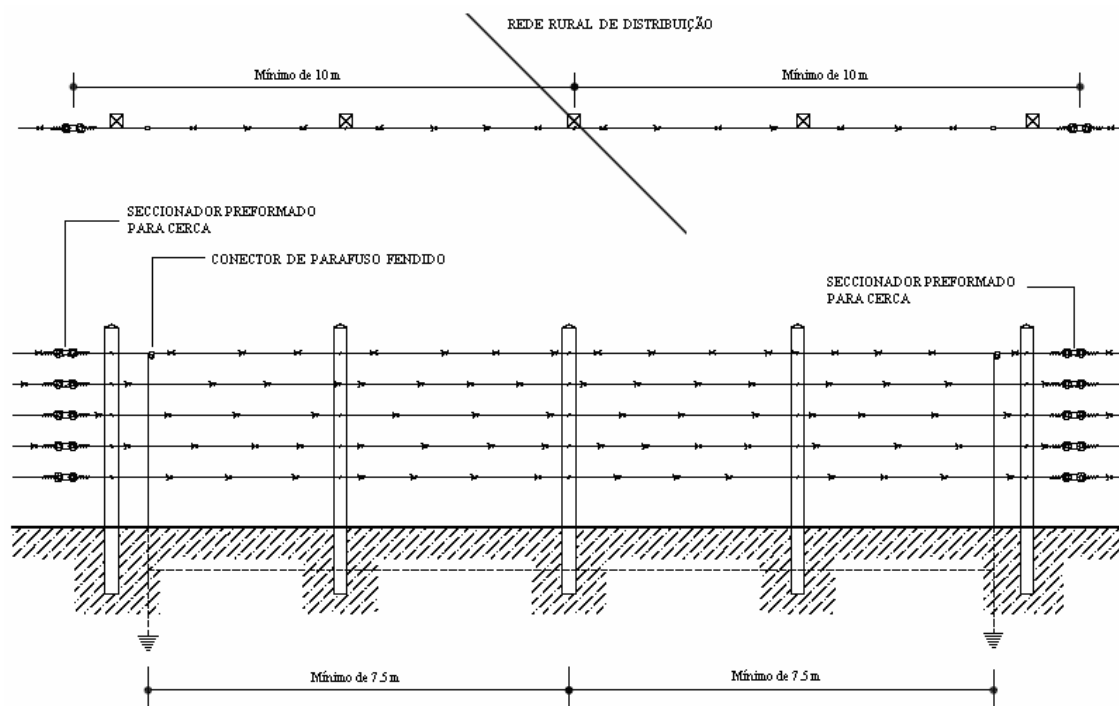


Figura 2.3 – Aterramento para cercas.

2.6.4 Sugestão para casos de cercas eletrificadas

Algumas propriedades utilizam cercas eletrificadas, com o objetivo de manter alguns animais isolados em determinadas áreas. Isso acarreta inicialmente em problema para a questão da possibilidade de quebra do cabo da rede primária, já que a cerca não poderia estar aterrada. Esse problema é facilmente resolvido se utilizarmos uma proteção, por exemplo de madeira, para evitar que um suposto cabo caído da rede MRT, venha a entrar em contato com os fios das cercas eletrificáveis, o que causaria um provável aumento das tensões dessas cercas, causando acidentes graves, podendo prejudicar os equipamentos da cerca, pessoas e animais, conforme Figura 2.4.

Poderia também ser pensado em uma proteção, feita com duas peças de madeira presas por um arame liso de cerca aterrado, o que funcionaria como incentivo para a desenergização da rede MRTs.

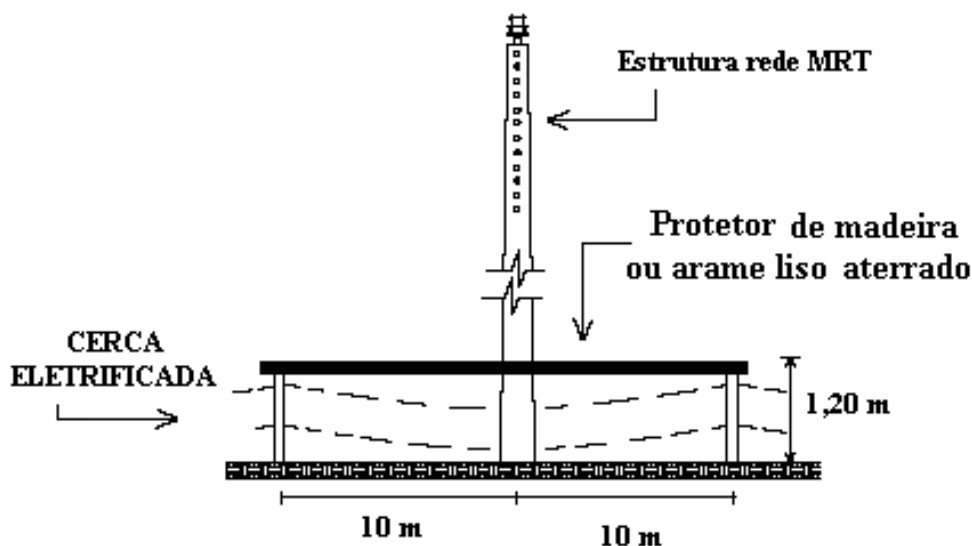


Figura 2.4 – Sugestão para cercas eletrificadas.

2.7 Traçado das redes MRTs e segurança dos consumidores

Os consumidores, por conhecerem bem suas regiões, podem também participar ativamente da definição do traçado das novas redes, em conjunto com as empresas instaladoras e com os técnicos das concessionárias, de tal forma que as redes sejam construídas pelo menor trajeto possível, sem deixar de priorizar as facilidades para futuras manutenções.

A escolha do traçado é uma das fases mais importantes do projeto, onde devem ser analisados diversos pontos, tais como as condições dos terrenos, para evitar postes em terrenos alagadiços, muito arenosos, ou em áreas com grande quantidade de pedras, o que onera os custos de material e mão de obra. Devem-se evitar terrenos sujeitos as erosões, matas densas, rios sujeitos as grandes enchentes, que tenham travessias de rodovias e ferrovias. Sempre que possível, deve ser evitado que as redes passem por propriedades que não estejam diretamente interessadas no benefício, para não ter custos relacionados a indenizações.

Caso haja necessidade de cruzamentos com outras redes existentes, deve ser analisada a questão dos níveis de tensão, de tal forma que a rede de tensão mais elevada possa ficar acima da rede de menor tensão, obedecendo à norma ABNT - NBR-5422. Isso assegura que em caso de acidentes com as redes de menor tensão, as redes de maior tensão, que se presume atender cargas maiores, não sejam prejudicadas.

O levantamento topográfico do terreno, onde vai passar a nova rede é de grande importância para a escolha das estruturas e tipos de postes. As concessionárias de energia, às vezes, podem dispensar essa etapa, quando se tratar de terrenos praticamente planos. Esse procedimento tem o objetivo de minimizar custos, mas deve ter um acompanhamento de seus técnicos. Nessas condições, é possível também que seja adotado o método de locação direta e o projeto simplificado. Esse método só deve ser utilizado por técnicos experientes, para que não deixe de atender aos diversos itens das normas das concessionárias, como por exemplo, as distâncias máximas permitidas entre postes, de acordo com o tipo de cabo, de terreno e de estrutura.

O projeto simplificado pode ser adotado, associando a rapidez e a economia da locação direta com a segurança e os benefícios de um projeto convencional, desde que seja feito por técnicos experientes, inclusive com conhecimentos topográficos. Alguns pontos importantes devem ser localizados, tais como os pontos de derivação da rede e dos transformadores, para então alocar os postes, seguindo o percurso mais favorável. Deve existir um ponto de equilíbrio, entre se fazer o traçado mais próximo possível das estradas vicinais, para facilitar manutenções, e o fato que se deve procurar encurtar ao máximo o comprimento da rede, por questões econômicas e ambientais.

As concessionárias poderiam fazer constantemente orientações sobre os cuidados referentes ao uso da energia elétrica, durante a etapa de implantação e até mesmo operação, para essas comunidades rurais, por tratar-se de consumidores com menos informações disponíveis. Uma das informações mais importantes que sempre deve ser lembrada é o fato de que, o cabo elétrico permanece energizado após uma eventual queda ao solo, já que inúmeros acidentes graves ocorrem nessas condições, sendo que a maioria por desinformação.

Os gradientes de tensão no solo, nas proximidades dos transformadores, devem ser mantidos em valores aceitáveis, que não ponham em risco a vida de pessoas e animais. Uma

possível ocorrência de riscos para gradientes de potencial na superfície do solo, superiores a 12 V, nas vizinhanças dos sistemas de aterramento em regiões pecuaristas ou que apresentam possibilidade de circulação de animais.

Considera-se o valor de corrente permissível máxima igual a 10 mA para o organismo humano, sendo que 20 mA pode ser suficiente para uma parada cardíaca. Esses valores podem variar, em função de características elétricas diferentes entre as pessoas. Em todos os casos as características do solo são importantes, visto que, dependendo da resistividade superficial, os potenciais que ocorrem na configuração do aterramento vão aflorar à superfície com maior ou menor intensidade.

2.8 Dimensionamentos mecânicos das redes MRTs

Após definido o traçado das novas redes, o projetista decide as localizações dos postes e suas estruturas, com o auxílio de gabaritos especiais, que são escolhidos de acordo com os tipos de estruturas, de cabo e temperatura, a partir do ponto de derivação de uma rede existente, utilizando-se de um desenho planialtimétrico, que destaca o perfil do terreno por onde vai passar a rede. Utilizam-se gabaritos para vãos contínuos ou ancorados, para verificação da existência ou não da situação de cabo baixo e/ou de arrancamento, para que, se necessário, sejam relocados os postes da rede, até que se definam essas posições e estruturas.

CAPITULO III

Modelagens das Redes Aéreas com Retorno por Terra em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

3.1 Introdução

Para se analisar um alimentador aéreo de distribuição de uma linha com retorno por terra, é necessário inicialmente que se faça um estudo de sua impedância série. A impedância série de uma rede de distribuição trifásica com retorno por terra, consiste das resistências dos condutores, das reatâncias indutivas mútuas entre os condutores, entre cada condutor e a terra, e das reatâncias indutivas próprias de cada condutor e da terra, resultantes dos campos magnéticos que circulam em volta dos condutores [1].

A resistência do condutor é definida simplesmente por tabela de condutores, enquanto que a reatância indutiva é determinada de um estudo de casos individuais, dependendo da configuração, tipo de estrutura, resistividade, nível de tensão, frequência, e outros.

São feitas modelagens para as redes com retorno por terra, sendo que também é analisada a situação de uma rede trifásica com três derivações monofásicas, uma em cada fase, separadas geograficamente, onde são analisadas diversas situações, para diferentes valores de resistividades do solo e comprimentos dos ramais. Para as resistências de falta e correntes de curto-circuito fase terra, são analisadas algumas possibilidades de locais onde o cabo pode se partir, em relação ao vão, e do comprimento desse cabo que ficará em contato com o solo, variando principalmente a resistividade do solo nesse local, para que se possa analisar sua influência.

3.2 Modelagem das redes MRTs

Carson escreveu em seu artigo, em 1926, sobre a impedância de condutores aéreos e foi considerada uma grande contribuição [30]. Esse artigo, com algumas modificações, tem servido como base para os cálculos das impedâncias aéreas das linhas, em casos onde a corrente flui através da terra.

Carson considerou uma linha longa, com um cabo paralelo ao solo e analisou as tensões entre dois pontos distantes, considerando a terra como condutor fictício, conforme a Figura 3.1, que ilustra uma rede MRT.

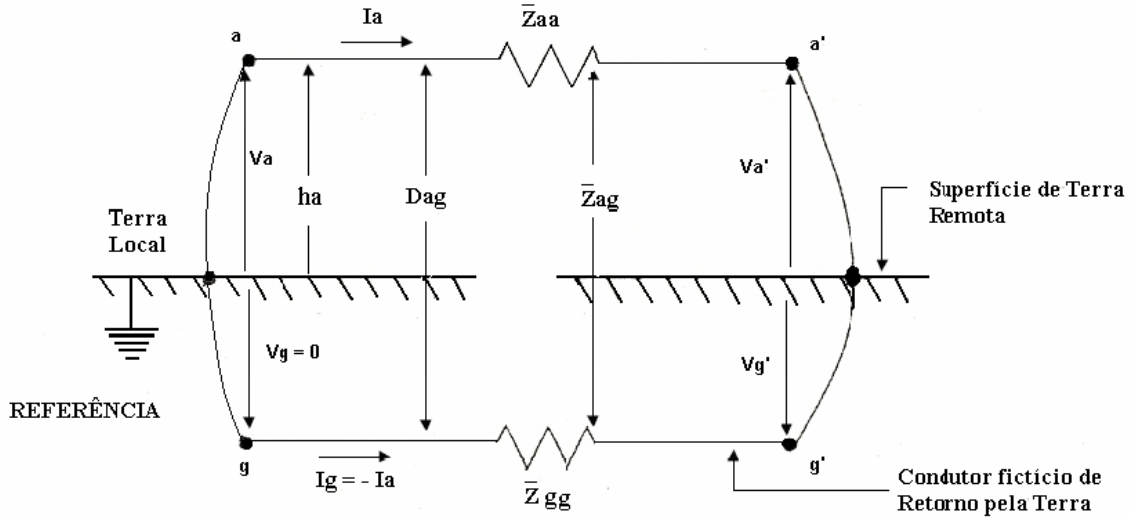


Figura 3.1 – Condutores fase e fictício de uma rede MRT.

Analisando a Figura 3.1, as tensões no início e no final do trecho, são calculadas com a expressão:

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{gg'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_g - V_{g'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ag} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_g \end{bmatrix} \quad [Volts] \quad [3.1]$$

Em que:

$V_{aa'}$ é a diferença de tensão entre os pontos a e a' , em V;

$V_{gg'}$ é a diferença de tensão entre os pontos g e g' , em V;

V_a , $V_{a'}$, V_g e $V_{g'}$ são tensões em a , a' , g e g' , respectivamente, em V;

I_a é a corrente nominal entre os pontos a e a' , em A;

I_g é a corrente de retorno entre os pontos g e g' , em A.

As impedâncias $\bar{Z}_{aa}$, $\bar{Z}_{ag}$, $\bar{Z}_{ga}$ e $\bar{Z}_{gg}$ serão mostradas mais adiante.

Desenvolvendo a equação [3.1], ocorrem:

$$V_a - V_{a'} = \bar{Z}_{aa}.I_a + \bar{Z}_{ag}.I_g \quad [3.2]$$

$$V_g - V_{g'} = \bar{Z}_{ag}.I_a + \bar{Z}_{gg}.I_g \quad [3.3]$$

Como $I_g = -I_a$, tem-se:

$$V_a - V_{a'} = \bar{Z}_{aa}.I_a - \bar{Z}_{ag}.I_a \quad [3.4]$$

$$V_g - V_{g'} = \bar{Z}_{ag}.I_a - \bar{Z}_{gg}.I_a \quad [3.5]$$

As tensões $V_a, V_{a'}, V_g$ e $V_{g'}$ são todas medidas em relação à mesma referência. A tensão de referência adotada é $V_g = 0$. O condutor fase $a-a'$ é percorrido por uma corrente I_a , que retorna por um condutor fictício $g-g'$. A resistividade de terra é considerada constante nos trechos analisados. O condutor de retorno possui um raio médio geométrico (GMR - Geometric Mean Radius) de 1 metro, localizado a uma distância D_{ad} (metros) do condutor fase. A condição de conexão entre os condutores no final do trecho permite afirmar que: $V_{a'} - V_{g'} = 0$ [23].

Subtraindo a equação [3.4] da [3.5]:

$$(V_a - V_{a'}) - (V_g - V_{g'}) = (\bar{Z}_{aa}.I_a - \bar{Z}_{ag}.I_a) - (\bar{Z}_{ag}.I_a - \bar{Z}_{gg}.I_a) \quad [3.6]$$

$$V_a - V_{a'} + V_{g'} = \bar{Z}_{aa}.I_a - \bar{Z}_{ag}.I_a - \bar{Z}_{ag}.I_a + \bar{Z}_{gg}.I_a \quad [3.7]$$

$$V_a = (\bar{Z}_{aa} - 2.\bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{gg}).I_a = Z_{aa}.I_a \quad [3.8]$$

$$Z_{aa} \cong \bar{Z}_{aa} - 2.\bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{gg} \quad [3.9]$$

Assim sendo, $\bar{Z}_{aa}$ representa a impedância própria da linha, e $(\bar{Z}_{gg} - 2\bar{Z}_{ag})$ representa a correção causada pela presença da terra.

Considerando o solo como um condutor perfeito, calcula-se a impedância própria do condutor fase [23]:

$$\bar{Z}_{aa} = ra + j.4\pi.10^{-4} f . \ln\left(\frac{2ha}{GMRa}\right) \quad [\Omega / km] \quad [3.10]$$

Em que:

$\bar{Z}_{aa}$ é a impedância própria do condutor da fase a , em Ω/km ;

ra é a resistência do condutor da fase a , em Ω/km ;

f é a frequência do sistema, em Hz;

ha é a altura do cabo da fase a em relação ao solo, em km;

$GMRa$ é o raio médio geométrico do condutor da fase a , em km.

Considerando que a maioria dos postes utilizados nas redes MRT é de 10 metros, e que, conforme expressão [2.1] e mostrado na Tabela [2.1], o engastamento é de 1.6 metros, e, considerando ainda que a altura aproximada do topo do poste ao cabo é de 0.4 metros, a altura adotada será de 8.8 metros. Na aproximação que está sendo adotada, essa altura está sendo considerada constante, adotando-se o terreno como plano e paralelo ao cabo em todo o trajeto.

Assim:

$$ha = 8.8 \text{ m} \quad [3.11]$$

O valor do $GMRa$ para o cabo CAA 4 AWG – 6/1 ACSR [1], corresponde a:

$$GMRa = 0.00437 \text{ ft} = 0.1331976 \times 10^{-2} \text{ m} \quad [3.12]$$

Igualando o termo de correção $(\bar{Z}_{gg} - 2\bar{Z}_{ag})$ à equação simplificada de Carson, para a correção da impedância própria, resulta em:

$$\bar{Z}_{gg} - 2.\bar{Z}_{ag} = 8\pi.10^{-4}.f.\left(\frac{\pi}{8}\right) + j.8\pi.10^{-4}.f.\left(-0.0386 + \frac{1}{2}\ln\left(\frac{2}{5.619842.10^{-3}.ha.\sqrt{\frac{f}{\rho}}}\right)\right) \quad [3.13]$$

Em que ρ é a resistividade do solo, expressa em $\Omega.m$.

Reordenando os termos:

$$\bar{Z}_{gg} - 2.\bar{Z}_{ag} = \pi^2.10^{-4}.f - j0.0386*8\pi.10^{-4}.f + j.4\pi.10^{-4}.f.\ln\frac{2}{5.619842.10^{-3}} + j.4\pi.10^{-4}.f.\ln\left(\frac{\sqrt{\frac{\rho}{f}}}{ha}\right) \quad [3.14]$$

Analisando a equação anterior, observa-se que a impedância própria do solo $\bar{Z}_{gg}$ e a impedância mútua entre o condutor e a terra $\bar{Z}_{ag}$ correspondem a:

$$\bar{Z}_{gg} = \pi^2.10^{-4}.f - j0.0386*8\pi.10^{-4}.f + j.4\pi.10^{-4}.f.\ln\frac{2}{5.619842.10^{-3}} \quad [3.15]$$

$$\bar{Z}_{ag} = -\frac{1}{2}.j4\pi.10^{-4}.f.\ln\left(\frac{\sqrt{\frac{\rho}{f}}}{ha}\right) \quad \text{ou} \quad \bar{Z}_{ag} = j2\pi.10^{-4}.f.\ln\left(\frac{ha}{\sqrt{\frac{\rho}{f}}}\right) \quad [3.16]$$

Onde:

Assim, a linha de Carson fica completamente representada por [3.10], [3.15] e [3.16], para o caso das redes MRTs, tendo a vantagem de possuir a terra como condutor fictício. Pode ser mostrado também em forma de matriz, que tem a forma:

$$\begin{bmatrix} Z_{linha1\phi_1_cabo/terra} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ag} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \quad [3.17]$$

Essa matriz apresenta as impedâncias próprias do condutor fase a , $\bar{Z}_{aa}$ e do condutor fictício de retorno $\bar{Z}_{gg}$ e a mútua do condutor fase em relação ao condutor fictício de retorno $\bar{Z}_{ag}$, onde se considera a terra como o condutor de retorno.

3.3 Modelagem das redes trifásicas com retorno por terra

Para encontrar as impedâncias das redes de distribuição trifásicas com retorno por terra, o procedimento será o mesmo feito que para a rede MRT, analisada anteriormente. A configuração desse circuito é ilustrada com a Figura 3.2 em que as impedâncias, correntes e tensões estão identificadas.

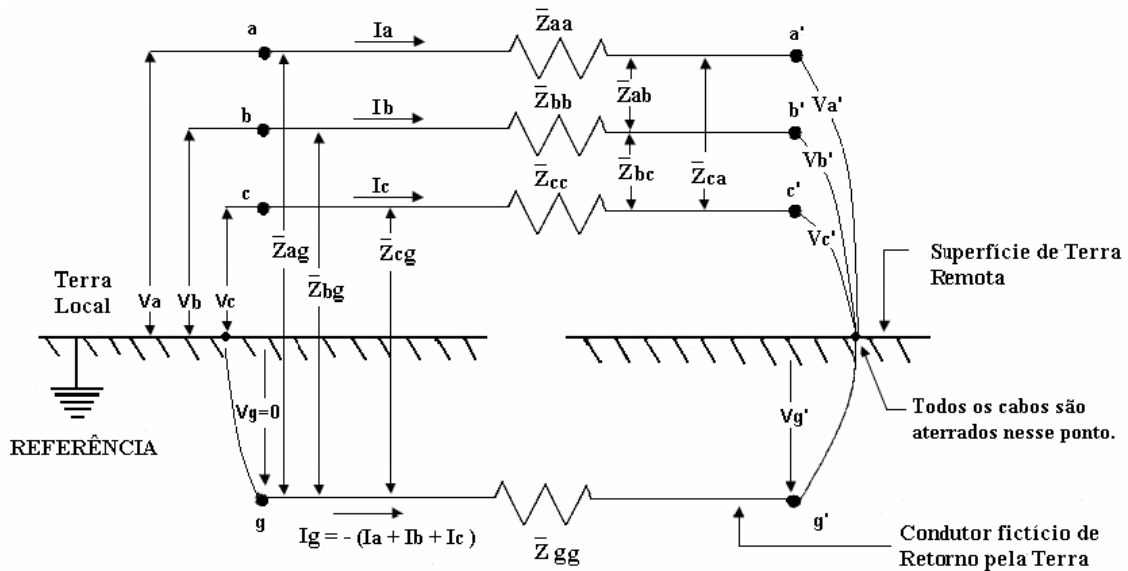


Figura 3.2 – Condutores reais fases a , b e c com condutor fictício de retorno g de uma rede trifásica a três cabos com retorno por terra, com as impedâncias, correntes e tensões identificadas.

Todos os cabos são aterrados nos pontos a' , b' , c' e g' , de tal forma que se pode assumir:

$$I_g = -(I_a + I_b + I_c) \quad [3.18]$$

Da mesma forma, é possível escrever as equações das quedas de tensões como segue:

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \\ V_{gg'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_b - V_{b'} \\ V_c - V_{c'} \\ V_g - V_{g'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bg} \\ \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cg} \\ \bar{Z}_{ag} & \bar{Z}_{bg} & \bar{Z}_{cg} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_g \end{bmatrix} \quad [Volts] \quad [3.19]$$

Em que:

$V_{bb'}$ é a diferença de tensão entre os pontos b e b' , dada em V;

$V_{cc'}$ é a diferença de tensão entre os pontos c e c' , dada em V;

V_b , $V_{b'}$, V_c e $V_{c'}$ são tensões em b , b' , c e c' , respectivamente, dadas em V;

I_b é a corrente nominal entre os pontos b e b' , dada em A;

I_c é a corrente nominal entre os pontos c e c' , dada em A.

Essas equações são chamadas de “equações primitivas das tensões”. As impedâncias da rede são normalmente relacionadas às correntes e tensões no início e final do trecho analisado. Assim, é possível dizer que:

$$V_a - V_{a'} = \bar{Z}_{aa}.I_a + \bar{Z}_{ab}.I_b + \bar{Z}_{ac}.I_c + \bar{Z}_{ag}.I_g \quad [3.20]$$

$$V_b - V_{b'} = \bar{Z}_{ab}.I_a + \bar{Z}_{bb}.I_b + \bar{Z}_{bc}.I_c + \bar{Z}_{bg}.I_g \quad [3.21]$$

$$V_c - V_{c'} = \bar{Z}_{ac}.I_a + \bar{Z}_{bc}.I_b + \bar{Z}_{cc}.I_c + \bar{Z}_{cg}.I_g \quad [3.22]$$

$$V_g - V_{g'} = \bar{Z}_{ag}.I_a + \bar{Z}_{bg}.I_b + \bar{Z}_{cg}.I_c + \bar{Z}_{gg}.I_g \quad [3.23]$$

Como $I_g = -(I_a + I_b + I_c)$, ocorre:

$$V_a - V_{a'} = \bar{Z}_{aa}.I_a + \bar{Z}_{ab}.I_b + \bar{Z}_{ac}.I_c - \bar{Z}_{ag}.I_a - \bar{Z}_{ag}.I_b - \bar{Z}_{ag}.I_c \quad [3.24]$$

Que pode ser reescrito como:

$$V_a - V_{a'} = (\bar{Z}_{aa} - \bar{Z}_{ag}).I_a + (\bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ag}).I_b + (\bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ag}).I_c \quad [3.25]$$

Da mesma forma:

$$V_b - V_{b'} = (\bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{bg}).I_a + (\bar{Z}_{bb} - \bar{Z}_{bg}).I_b + (\bar{Z}_{bc} - \bar{Z}_{bg}).I_c \quad [3.26]$$

$$V_c - V_{c'} = (\bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{cg}).I_a + (\bar{Z}_{bc} - \bar{Z}_{cg}).I_b + (\bar{Z}_{cc} - \bar{Z}_{cg}).I_c \quad [3.27]$$

$$V_g - V_{g'} = (\bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{gg}).I_a + (\bar{Z}_{bg} - \bar{Z}_{gg}).I_b + (\bar{Z}_{cg} - \bar{Z}_{gg}).I_c \quad [3.28]$$

Todas as tensões são medidas em relação à mesma referência. A tensão de referência adotada é $V_g = 0$. Os condutores fases $a-a'$, $b-b'$ e $c-c'$ são percorridos pelas correntes I_a , I_b e I_c , respectivamente, e retornam por um condutor fictício $g-g'$, salvo quando há um equilíbrio das cargas e essa corrente de retorno é nula. A resistividade de terra é considerada constante nos trechos analisados. O condutor de retorno possui as mesmas características já mencionadas para as redes MRTs. A condição de conexão entre os condutores no final do trecho permite afirmar que:

$$V_{a'} - V_{g'} = 0 \quad [3.29]$$

$$V_{b'} - V_{g'} = 0 \quad [3.30]$$

$$V_{c'} - V_{g'} = 0 \quad [3.31]$$

Como $V_g = 0$, é possível subtrair a equação [3.25] da equação [3.28] e obter-se:

$$(V_a - V_{a'}) - (V_g - V_{g'}) = (\bar{Z}_{aa} - \bar{Z}_{ag}).I_a + (\bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ag}).I_b + (\bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ag}).I_c - [(\bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{gg}).I_a + (\bar{Z}_{bg} - \bar{Z}_{gg}).I_b + (\bar{Z}_{cg} - \bar{Z}_{gg}).I_c] \quad [3.32]$$

$$V_a - (V_a' - V_g') = (\bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{gg}).I_a + (\bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{bg} + \bar{Z}_{gg}).I_b + (\bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{cg} + \bar{Z}_{gg}).I_c \quad [3.33]$$

Assim:

$$V_a = (\bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{gg}).I_a + (\bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{bg} + \bar{Z}_{gg}).I_b + (\bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{cg} + \bar{Z}_{gg}).I_c \quad [3.34]$$

Que pode ser colocada na forma:

$$V_a = Z_{aa}.I_a + Z_{bb}.I_b + Z_{cc}.I_c \quad [3.35]$$

Se for considerado $I_b = I_c = 0$, a equação [3.34] se reduz à equação [3.8], que foi definida para as redes MRTs.

Repetindo-se a mesma análise para as fases b e c , a seguinte matriz será obtida:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad [Volts] \quad [3.36]$$

As impedâncias próprias são assim definidas:

$$Z_{aa} = \bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{gg} \quad [\Omega / km] \quad [3.37]$$

$$Z_{bb} = \bar{Z}_{bb} - 2\bar{Z}_{bg} + \bar{Z}_{gg} \quad [\Omega / km] \quad [3.38]$$

$$Z_{cc} = \bar{Z}_{cc} - 2\bar{Z}_{cg} + \bar{Z}_{gg} \quad [\Omega / km] \quad [3.39]$$

As impedâncias mútuas:

$$Z_{ab} = \bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{bg} + \bar{Z}_{gg} \quad [\Omega / km] \quad [3.40]$$

$$Z_{bc} = \bar{Z}_{bc} - \bar{Z}_{bg} - \bar{Z}_{cg} + \bar{Z}_{gg} \quad [\Omega / km] \quad [3.41]$$

$$Z_{ac} = \bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{cg} + \bar{Z}_{gg} \quad [\Omega / km] \quad [3.42]$$

Os termos $\bar{Z}_{aa}$, $\bar{Z}_{bb}$, $\bar{Z}_{cc}$, $\bar{Z}_{ag}$, $\bar{Z}_{bg}$, $\bar{Z}_{cg}$ e $\bar{Z}_{gg}$ das equações anteriores são calculados usando [3.10], [3.15] e [3.16], sendo que essas expressões precisam ser adequadas também para as fases b e c . Essas adequações e os termos das impedâncias mútuas $\bar{Z}_{ab}$, $\bar{Z}_{bc}$ e $\bar{Z}_{ac}$ serão mostrados mais adiante. Com isso, todos os elementos da matriz [3.43] a seguir, são calculados, para serem utilizados na equação [3.19].

$$[Z_{linha3\phi_3_cabos / terra}] = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bg} \\ \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cg} \\ \bar{Z}_{ag} & \bar{Z}_{bg} & \bar{Z}_{cg} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \quad [3.43]$$

Essa matriz apresenta as seguintes hipóteses:

- a) A resistividade para o terreno é considerada uniforme;
- b) Distâncias entre as fases, não sendo considerada a transposição, praticamente constantes e relativamente próximas. Impedâncias mútuas não variando com as distâncias entre as fases.

A matriz [3.43] fica sendo um caso geral, para sistemas trifásicos a três cabos com retorno por terra, para redes padrões, onde as fases são montadas em uma mesma estrutura. Será visto a seguir uma situação derivada desse caso geral, onde são analisadas três redes monofásicas MRTs e feitas algumas considerações, para que possam ser interpretadas como o sistema trifásico apresentado.

3.4 Modelagem de uma rede trifásica com retorno por terra a partir de derivações de redes MRTs separadas geograficamente

Considere-se uma rede trifásica genérica, ilustrada na Figura 3.3, onde se tenha resistividade do solo heterogênea e rotas geográficas por fases quaisquer. Observa-se que as redes trifásicas clássicas, assim como as redes MRTs, são casos particulares desta generalização.

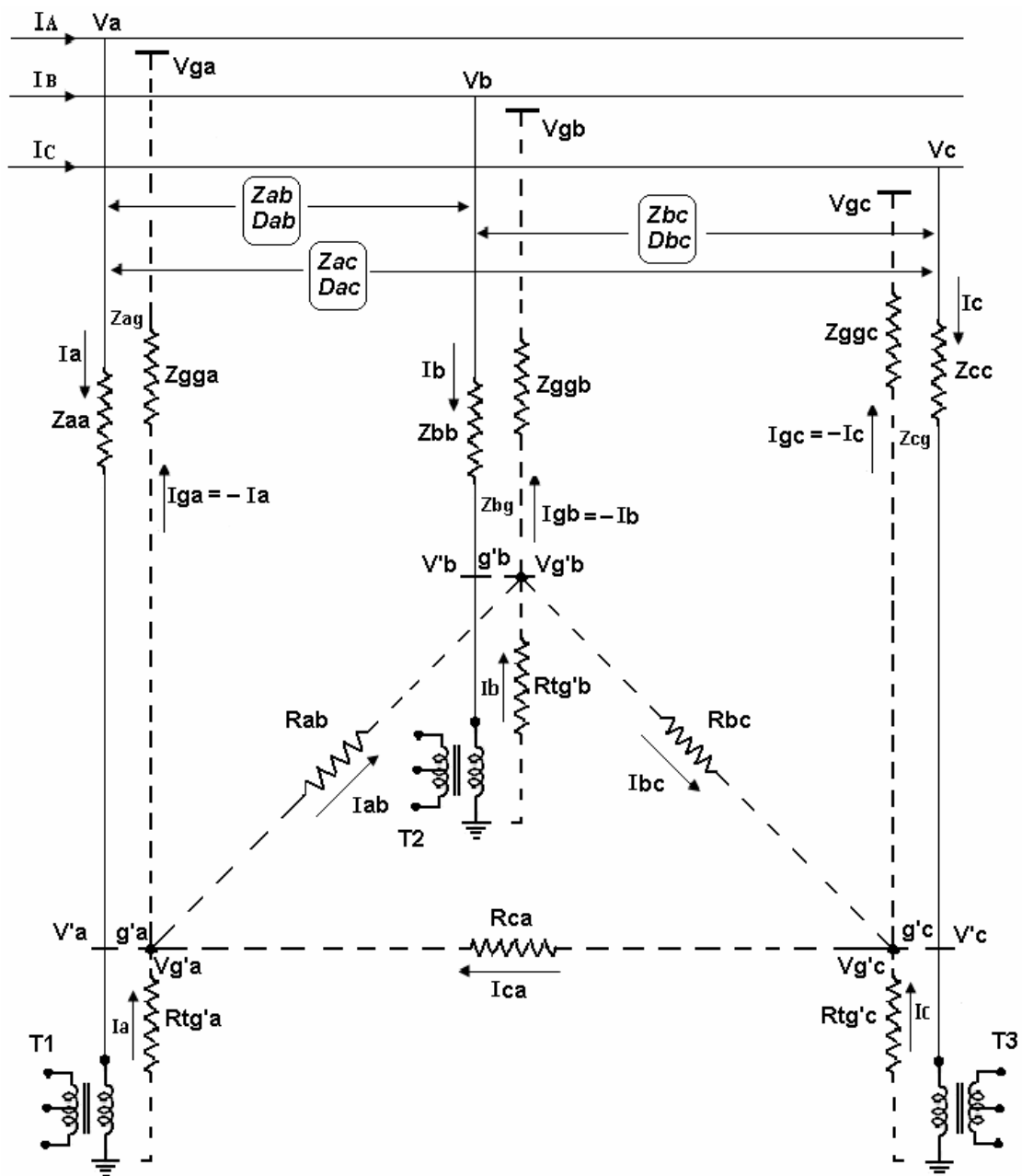


Figura 3.3 – Rede trifásica genérica.

A Figura 3.3 pode ser interpretada como três redes MRTs, derivando das fases *a*, *b* e *c* de uma rede trifásica, alimentando os transformadores monofásicos T1, T2 e T3, respectivamente. Observe que cada fase está representada por sua impedância própria, (*Zaa*, *Zbb* e *Zcc*) e pela impedância própria de terra para cada local onde as respectivas fases se localizam (*Zgga*, *Zggb* e *Zggc*). Nos pontos de carga, para cada fase, estão sendo mostrados os transformadores (T1, T2 e T3), as interligações elétricas de suas bobinas de A.T. com a terra e com suas barras fictícias (*Rtg'a*, *Rtg'b* e *Rtg'c*). São mostradas também as interligações elétricas (*Rab*, *Rbc* e *Rac*) e as correntes (*Iab*, *Ibc* e *Iac*) entre essas barras fictícias.

O objetivo é analisar o comportamento dessas redes MRTs e a influência da resistividade do solo em cada derivação. Estão sendo consideradas as hipóteses de essas resistividades possuírem valores iguais para cada derivação ou valores diferentes para as fases distintas. São analisadas também as impedâncias mútuas e suas influências.

É possível trabalhar com o fluxo de potência de uma rede trifásica a três cabos com retorno por terra, levando-se em conta que as distâncias entre as fases sejam constantes e muito maiores que as alturas dos cabos em relação ao solo. Com isso, se pode analisar uma rede MRT, admitindo-se que essa rede seja uma terça parte dessa rede trifásica, com retorno por terra, apenas as fases estando separadas geograficamente. As impedâncias mútuas entre as fases *a*, *b* e *c* dessas redes são nulas, o que pode ser analisado pelas expressões matemáticas, através das equações [3.65] à [3.70], mais adiante.

A partir da análise das correntes nos nós fictícios *g'a*, *g'b* e *g'c*, é possível somar as correntes que entram e igualar às somas das correntes que saem dos nós, que resulta em:

$$I_a + I_{ca} = I_{ga} + I_{ab} \quad [3.44]$$

$$I_b + I_{ab} = I_{gb} + I_{bc} \quad [3.45]$$

$$I_c + I_{bc} = I_{gc} + I_{ca} \quad [3.46]$$

Somando-se essas equações:

$$(I_a + I_b + I_c) + (I_{ab} + I_{bc} + I_{ca}) = (I_{ga} + I_{gb} + I_{gc}) + (I_{ab} + I_{bc} + I_{ca}) \quad [3.47]$$

O termo $(I_{ab} + I_{bc} + I_{ca})$ aparece nos dois lados da equação, assim:

$$I_a + I_b + I_c = I_{ga} + I_{gb} + I_{gc} \quad [3.48]$$

Com essa análise, considerando as cargas iguais em cada fase, mesma distância entre condutores e solo, mesma resistividade de solo e mesmos tipos de condutores, é possível afirmar que as correntes que alimentam as cargas são as mesmas que retornam ao ponto de derivação, sendo que aí se somam para totalizar o retorno até o transformador em estrela aterrada da subestação, como se não existissem as resistências de terra entre as barras fictícias, ou seja:

$$I_a = I_{ga} \quad [3.49]$$

$$I_b = I_{gb} \quad [3.50]$$

$$I_c = I_{gc} \quad [3.51]$$

Analisando a Figura 3.3, as situações para as tensões referentes às fases b e c são idênticas às estudadas para a fase a , assim:

$$\begin{bmatrix} V_{bb'} \\ V_{gg'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_b - V_{b'} \\ V_g - V_{g'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bg} \\ \bar{Z}_{bg} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_b \\ I_g \end{bmatrix} \quad [Volts] \quad [3.52]$$

$$\begin{bmatrix} V_{cc'} \\ V_{gg'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_c - V_{c'} \\ V_g - V_{g'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cg} \\ \bar{Z}_{cg} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_c \\ I_g \end{bmatrix} \quad [Volts] \quad [3.53]$$

Da mesma forma que demonstrado anteriormente, as impedâncias próprias das fases b e c são calculadas pelas expressões:

$$Z_{bb} \cong \bar{Z}_{bb} - 2\bar{Z}_{bg} + \bar{Z}_{gg} \quad [3.54]$$

$$Z_{cc} \cong \bar{Z}_{cc} - 2.\bar{Z}_{cg} + \bar{Z}_{gg} \quad [3.55]$$

Assim sendo, $\bar{Z}_{bb}$ e $\bar{Z}_{cc}$ representam as impedâncias próprias das fases b e c , respectivamente, com $(\bar{Z}_{gg} - 2.\bar{Z}_{bg})$ e $(\bar{Z}_{gg} - 2.\bar{Z}_{cg})$ representando as correções causadas pela presença da terra, para as fases b e c , respectivamente.

Analogamente:

As impedâncias próprias dos condutores fases b e c são expressas pelas equações:

$$\bar{Z}_{bb} = r_b + j.4\pi.10^{-4} f . \ln\left(\frac{2hb}{GMR_b}\right) \quad [\Omega / km] \quad [3.56]$$

$$\bar{Z}_{cc} = r_c + j.4\pi.10^{-4} f . \ln\left(\frac{2hc}{GMR_c}\right) \quad [\Omega / km] \quad [3.57]$$

Em que:

$\bar{Z}_{bb}$ - a impedância própria do condutor da fase b , em Ω/km ;

$\bar{Z}_{cc}$ - a impedância própria do condutor da fase c , em Ω/km ;

r_b - a resistência do condutor da fase b , conforme tabela, em Ω/km ;

r_c - a resistência do condutor da fase c , conforme tabela, em Ω/km ;

f - a frequência do sistema, em Hz;

hb - a altura do cabo da fase b em relação ao solo, em km;

hc - a altura do cabo da fase c em relação ao solo, em km;

GMR_b - o raio médio geométrico do condutor da fase b , em km;

GMR_c - o raio médio geométrico do condutor da fase c , em km.

Considerando que os cabos estão nas estruturas mais comuns das redes, em postes de 10 metros, que os cabos das três fases são idênticos, desconsiderando as diferenças de relevo e flechas formadas nos vãos, que são mínimas, as alturas correspondem a:

$$h_a = h_b = h_c = 8.8m = 8.8 \text{ m} \quad [3.58]$$

$$GMRa = GMRb = GMRc = 0.00437 \text{ ft} = 0.1331976 \times 10^{-2} \text{ m} \quad [3.59]$$

Da mesma forma:

$$\bar{Z}_{gg} - 2.\bar{Z}_{bg} = 8\pi.10^{-4}.f.\left(\frac{\pi}{8}\right) + j.8\pi.10^{-4}.f.\left(-0.0386 + \frac{1}{2}\ln\left(\frac{2}{5.619842.10^{-3}.hb.\sqrt{\frac{f}{\rho}}}\right)\right) \quad [3.60]$$

$$\bar{Z}_{gg} - 2.\bar{Z}_{cg} = 8\pi.10^{-4}.f.\left(\frac{\pi}{8}\right) + j.8\pi.10^{-4}.f.\left(-0.0386 + \frac{1}{2}\ln\left(\frac{2}{5.619842.10^{-3}.hc.\sqrt{\frac{f}{\rho}}}\right)\right) \quad [3.61]$$

Em que ρ é a resistividade do solo, expressa em $\Omega.m$.

Da mesma forma, a impedância própria do solo $\bar{Z}_{gg}$ e a impedância mútua entre os condutores e a terra $\bar{Z}_{bg}$ e $\bar{Z}_{cg}$ são expressas pelas equações:

$$\bar{Z}_{gg} = \pi^2.10^{-4}.f - j0.0386*8\pi.10^{-4}.f + j.4\pi.10^{-4}.f.\ln\frac{2}{5.619842.10^{-3}} \quad [3.62]$$

$$\bar{Z}_{bg} = j2\pi.10^{-4}.f.\ln\left(\frac{hb}{\sqrt{\frac{\rho}{f}}}\right) \quad [3.63]$$

$$\bar{Z}_{cg} = j2\pi.10^{-4}.f.\ln\left(\frac{hc}{\sqrt{\frac{\rho}{f}}}\right) \quad [3.64]$$

As impedâncias entre as fases a , b e c são expressas pelas equações:

$$\bar{Z}_{ab} = j.4\pi.10^{-4}.f.\ln\left(\frac{\sqrt{D_{ab}^2 + (ha + hb)^2}}{\sqrt{D_{ab}^2 + (ha - hb)^2}}\right) \quad \Omega / km \quad [3.65]$$

$$\bar{Z}_{bc} = j.4\pi.10^{-4} f . \ln \left(\frac{\sqrt{D_{bc}^2 + (hb + hc)^2}}{\sqrt{D_{bc}^2 + (hb - hc)^2}} \right) \quad \Omega / km \quad [3.66]$$

$$\bar{Z}_{ca} = j.4\pi.10^{-4} f . \ln \left(\frac{\sqrt{D_{ca}^2 + (hc + ha)^2}}{\sqrt{D_{ca}^2 + (hc - ha)^2}} \right) \quad \Omega / km \quad [3.67]$$

Nesse caso, assume-se que as distâncias entre os cabos são muito grandes e muito maiores que as alturas dos cabos em relação ao solo, levando em conta o fato dos cabos estarem distantes geograficamente, de tal forma que:

$$D_{ab} \gg ha \text{ e } D_{ab} \gg hb$$

$$D_{bc} \gg hb \text{ e } D_{bc} \gg hc$$

$$D_{ca} \gg hc \text{ e } D_{ca} \gg ha$$

Em que:

D_{ab} é a distância entre os condutores a e b , em km;

D_{bc} é a distância entre os condutores b e c , em km;

D_{ca} é a distância entre os condutores c e a , em km.

ha é a altura do cabo da fase a em relação ao solo, em km;

hb é a altura do cabo da fase b em relação ao solo, em km;

hc é a altura do cabo da fase c em relação ao solo, em km.

O que nos resulta em:

$$\left(\frac{\sqrt{D_{ab}^2 + (ha + hb)^2}}{\sqrt{D_{ab}^2 + (ha - hb)^2}} \right) \cong \left(\frac{\sqrt{D_{bc}^2 + (hb + hc)^2}}{\sqrt{D_{bc}^2 + (hb - hc)^2}} \right) \cong \left(\frac{\sqrt{D_{ca}^2 + (hc + ha)^2}}{\sqrt{D_{ca}^2 + (hc - ha)^2}} \right) \cong 1 \quad [3.68]$$

Como:

$$\ln(1) = 0 \quad [3.69]$$

$$\text{Assim:} \quad \bar{Z}_{ab} = \bar{Z}_{bc} = \bar{Z}_{ca} = 0 \quad [3.70]$$

As impedâncias mútuas entre os condutores das fases a , b e c com o condutor fictício de terra, são consideradas iguais, já que está sendo considerado que as alturas e as resistividades são iguais, conforme mostrado a seguir:

$$\bar{Z}_{ag} = -j.4\pi.10^{-4} f \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{\frac{\rho a}{f}}}{h_a} \right) \Omega / km \quad [3.71]$$

$$\bar{Z}_{bg} = -j.4\pi.10^{-4} f \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{\frac{\rho b}{f}}}{h_b} \right) \Omega / km \quad [3.72]$$

$$\bar{Z}_{cg} = -j.4\pi.10^{-4} f \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{\frac{\rho c}{f}}}{h_c} \right) \Omega / km \quad [3.73]$$

Como:

$$h_a = h_b = h_c = h \quad [3.74]$$

$$\rho_a = \rho_b = \rho_c = \rho \quad [3.75]$$

$$\text{As expressões [3.71], [3.72] e [3.73] se tornam: } \bar{Z}_{ag} = \bar{Z}_{bg} = \bar{Z}_{cg} = \bar{Z}_{ig} \quad [3.76]$$

É importante notar ainda que, em uma análise individual, são três impedâncias $\bar{Z}_{gg}$, sendo uma de cada fase e que podem ser apresentadas como somente uma impedância, pelo equilíbrio assumido no sistema, ou seja:

$$\bar{Z}_{gg}(a) = \bar{Z}_{gg}(b) = \bar{Z}_{gg}(c) = \bar{Z}_{gg} \quad [3.77]$$

Observe que em uma rede trifásica a três cabos, estando estes nas distâncias padrões, $Dab = 0.6m$, $Dbc = 1.2m$ e $Dca = 1.8m$, normalmente seria um condutor fictício de retorno, ao invés de três, da mesma forma que é feito quando utilizado o condutor de neutro como retorno.

A matriz [3.43], que é um caso geral das redes trifásicas a três cabos, se tornaria a matriz [3.78] ou [3.79] mostradas a seguir, onde ambas assumiriam as condições das grandes distâncias entre as fases em comparação às alturas dos cabos em relação ao solo, apenas diferenciando sobre as resistividades, em cada local onde se localizam as três fases.

Observe que, se for considerado que as resistividades são as mesmas para as três fases, resultará na matriz:

$$[Z_{linha3\phi_3_cabos / terra}] = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & 0 & 0 & \bar{Z}_{ig} \\ 0 & \bar{Z}_{bb} & 0 & \bar{Z}_{ig} \\ 0 & 0 & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{ig} \\ \bar{Z}_{ig} & \bar{Z}_{ig} & \bar{Z}_{ig} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \quad [3.78]$$

E, para diferentes valores de resistividades, resultará na matriz:

$$[Z_{linha3\phi_3_cabos / terra}] = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & 0 & 0 & \bar{Z}_{ag} \\ 0 & \bar{Z}_{bb} & 0 & \bar{Z}_{bg} \\ 0 & 0 & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cg} \\ \bar{Z}_{ag} & \bar{Z}_{bg} & \bar{Z}_{cg} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \quad [3.79]$$

Para os dois casos, observe que os elementos da diagonal não são alterados, já que independem de D_{ij} e de ρ , que são a distância entre as fases i e j e a resistividade do solo, respectivamente, conforme equações [3.10], [3.56] e [3.57]. As impedâncias mútuas entre as três fases são consideradas nulas, conforme podem ser melhor compreendidos se forem analisadas as equações de [3.65] à [3.70]. Para as impedâncias mútuas entre cada fase e a terra, podem variar com as resistividades dos locais onde se encontram as referidas fases,

conforme equações [3.71], [3.72] e [3.73]. Essas hipóteses consideram que todas as fases são montadas em estruturas diferentes, fazendo parte de redes MRTs independentes.

Assim, as três redes monofásicas de Carson para os condutores de fases a , b e c , ficam completamente representadas pelas matrizes [3.78] ou [3.79], tendo a vantagem de possuir a terra como condutor fictício.

Depois de calculadas as tensões fictícias nos pontos das cargas, $Vg'a$, $Vg'b$ e $Vg'c$, pode-se calcular as correntes que circulam entre as barras fictícias a , b e c , que são Iab , Ibc e Ica , conforme desenvolvimento a seguir:

Como:

$$V'ga - V'gb = Rab.Iab \quad [3.80]$$

$$V'gb - V'gc = Rbc.Ibc \quad [3.81]$$

$$V'ga - V'gc = Rac.Iac \quad [3.82]$$

Então:

$$Iab = (V'ga - V'gb) / Rab \quad [3.83]$$

$$Ibc = (V'gb - V'gc) / Rbc \quad [3.84]$$

$$Iac = (V'ga - V'gc) / Rac \quad [3.85]$$

3.5 Hipóteses simplificadoras

Pode ser observado no exemplo mostrado a seguir, que os valores das correntes que circulam entre as barras fictícias $g'a$, $g'b$ e $g'c$, que são Iab , Ibc e Ica , são desprezíveis, em função dos valores das tensões nessas barras fictícias serem muito pequenos. É

interessante notar ainda que, se as cargas forem equilibradas, se anularam da mesma forma que em um sistema trifásico equilibrado convencional.

Considere-se um exemplo, utilizando-se valores de tensões nas barras fictícias calculados, de $Vg'a = 0,0581612$ volts e de $Vg'b = 0,0543076$ volts, para uma resistividade de $1.000 \Omega.m$ e considerando um caso onde a distância de a para b é de 2000 metros, teremos um valor calculado de $Rab = 636942,67 \Omega$. Considerando um valor de GMR de 1 metro [23], obtém-se um $Iab = 6,05 \times 10^{-9}$ A. Observe como o valor da corrente encontrado é desprezível.

3.6 Considerações sobre valores de resistividade do solo

Em geral, a presença de alguns componentes metálicos e de líquidos em poros e fraturas de solo causam uma diminuição da resistividade [25]. Alguns fatores influenciam na resistividade do solo. Dentre eles podemos citar: a permeabilidade, a resistividade do líquido nos poros, a porosidade, o tamanho, a forma e a espessura das partículas sólidas, a profundidade das camadas analisadas, a composição química [26].

Outros fatores de grande importância são:

- A concentração de sais dissolvidos na água retida no solo: a resistividade decresce com a concentração de sais. (Figura 3.4-a).
- A umidade do solo: a resistividade decresce sensivelmente com o teor de umidade. De zero a 20% a influência é mais significativa (Figura 3.4-b).
- Temperatura: a resistividade diminui com a elevação de temperatura (Figura 3.4-c).

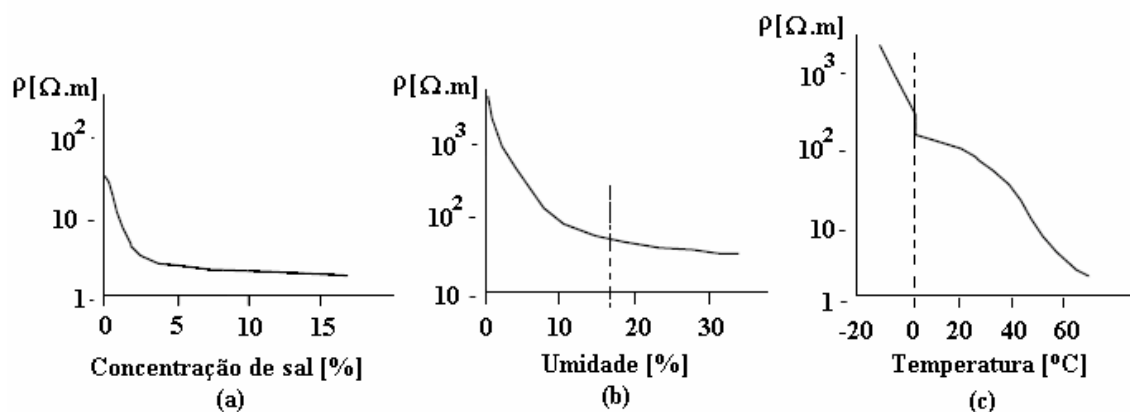


Figura 3.4 - Variação da resistividade do solo com: a concentração de sal (a), umidade (b) e temperatura (c).

Os diversos tipos de solo: lama, húmus, limo, argila, calcário, granito, basalto, e outros, possuem valores de resistividades distintos. Os valores de resistividade variam com os tipos de solo, o que poderia ser uma fonte de informação para considerações aproximadas. Para cálculos onde se necessita de maiores precisões, é importante o levantamento desses valores, através de medidas feitas no próprio local em estudo.

Na Tabela 3.1 a seguir serão mostrados alguns valores de resistividades para alguns tipos de solos. Vale citar, que a resistividade da água pura é quase infinita, sendo, portanto, um isolante perfeito. O que faz com que isso não seja confiável na prática, é a presença de sais que faz com que a água deixe de ser pura e, através da ionização, passe a permitir a condução de correntes elétricas.

Para os sistemas de aterramento, conhecer as características do solo é de fundamental importância, sendo que a sua resistividade elétrica é o principal parâmetro. Por possuir valores típicos de resistividade na faixa de algumas unidades a milhares de $\Omega.m$, o solo é um condutor de baixa qualidade, com raríssimas exceções. Como comparação de valores, pode-se citar o cobre, que tem resistividade na faixa de $10^{-8} \Omega.m$ da ordem de 1 bilhão de vezes menor. Quanto maior a resistividade do solo, maior será a resistência de terra do sistema. É possível distinguir solos arenosos de argilosos com base em medidas de resistividade elétrica. Foi estudada uma determinada área, onde foram observados valores de resistividade abaixo de 15.000 $\Omega.m$ para solos argilosos e entre 15.000 e 30.000 $\Omega.m$ para solos arenosos [27], [33] e [36].

Tabela 3.1 - Variação da resistividade em função do tipo do solo [27], [33] e [36].

TIPOS DE SOLO	RESISTIVIDADE [$\Omega.m$]
Lama	5 a 100
Húmus	10 a 150
Limo	20 a 100
Concreto	50 a 200
Argila com 40%-20% de umidade	80 e 330
Terra de jardim 50%-20% de umidade	140 e 480
Argila seca	1.500 a 5.000
Calcário fissurado	500 a 1.000
Calcário compactado	1.000 a 5.000
Granito	1.500 a 10.000
Areia com 90% de umidade	1.300
Areia seca	3.000 a 8.000
Basalto (rocha)	10.000 a 20.000
Asfalto	10^7 a 10^{13}

Uma menor porosidade é proporcionada por uma textura mais fina, formando menores espaços entre os grãos, dificultando assim o escoamento da água. De forma simplificada, os solos argilosos tendem a reter mais água que os arenosos, e deste modo, têm a condução da eletricidade facilitada. Os solos argilosos têm quantidades relativamente grandes de argilominerais e pequenas de quartzo, enquanto que nos arenosos essa relação é inversa. Deste modo, a condução elétrica derivada de íons metálicos adsorvidos tende a ser maior nos solos argilosos, contribuindo, portanto para a sua menor resistividade. Sabendo que quantidade de água no solo influencia diretamente no valor da resistividade, foi observada uma variação nos valores de resistividade nos solos argilosos entre 8.000 e 10.000 $\Omega.m$, em função da mudança da fase chuvosa para a seca. Ocorreu situação semelhante para os solos arenosos, onde a variação chegou de 20.000 até 60.000 $\Omega.m$, no mesmo período [28].

3.7 Cálculo de corrente de curto-circuito

Somente as correntes de curto-circuito fase terra são analisadas, já que é a única possibilidade de ocorrer nas redes MRTs [24].

3.7.1 Corrente de curto-circuito fase terra

Em p.u.:

$$I_{ccFT} = \frac{3}{2Z_{1pu} + Z_{0pu} + 3R_{fpu}} \times I_{base} \quad [3.86]$$

Em que:

I_{ccFT} é a corrente de curto-circuito fase terra;

I_{base} é a corrente base;

Z_{1pu} é a impedância de seqüência positiva, em p.u.;

Z_{0pu} é a impedância de seqüência zero, em p.u.;

R_{fpu} é a resistência de contato de falta, em p.u..

Em valores reais:

$$I_{ccFT} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{ff}}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \quad [A] \quad [3.87]$$

Em que:

V_{ff} é a tensão entre fases, em V;

Z_{1pu} é a impedância de seqüência positiva, em Ω ;

Z_{0pu} é a impedância de sequência zero, em Ω ;

R_f é a resistência de contato de falta, em Ω .

3.7.2 Impedâncias e resistência de falta

Em p.u.:

$$2Z_{1pu} + Z_{0pu} + 3R_{fpu} = \frac{3}{I_{ccFT}} \times I_{base} \quad [3.88]$$

$$Z_{0pu} = \frac{3.I_{base}}{I_{ccFT}} - 2.Z_{1pu} - 3.R_{fpu} \quad [p.u.] \quad [3.89]$$

Em valores reais:

$$2Z_1 + Z_0 + 3R_f = \frac{\sqrt{3}.V_{ff}}{I_{ccFT}} \quad [3.90]$$

$$Z_0 = \frac{\sqrt{3}.V_{ff}}{I_{ccFT}} - 2.Z_1 - 3.R_f \quad [\Omega] \quad [3.91]$$

$$R_f = \frac{\rho}{\pi.Lc} \cdot \ln\left(\frac{2.Lc}{1,36.d}\right) \quad [\Omega] \quad [3.92]$$

Em que:

ρ é a resistividade do solo, em $\Omega.m$;

Lc é o comprimento do condutor em contato com o solo, em metros;

d é o diâmetro do condutor, em metros.

3.7.3 Tensão de curto-circuito

As tensões nas condições de curto-circuito fase terra com resistência de terra, foram calculadas pela expressão a seguir, conforme [24].

$$V_{ccFT} = V_f \cdot \left(\frac{3 \cdot R_f}{2Z_1 + Z_0 + 3R_f} \right) \quad [3.93]$$

Em que:

V_{ccFT} é a tensão de curto-circuito de uma fase do sistema, em volts;

V_f é a tensão nominal fase terra do sistema, em volts.

3.8 Análise de um sistema com redes MRTs separadas geograficamente para validação

Um sistema trifásico pode ser generalizado por 3 redes MRTs com rotas geográficas e cargas quaisquer, conforme Figura 3.5. A tensão nominal utilizada é de 13.8 kV, entre fases.

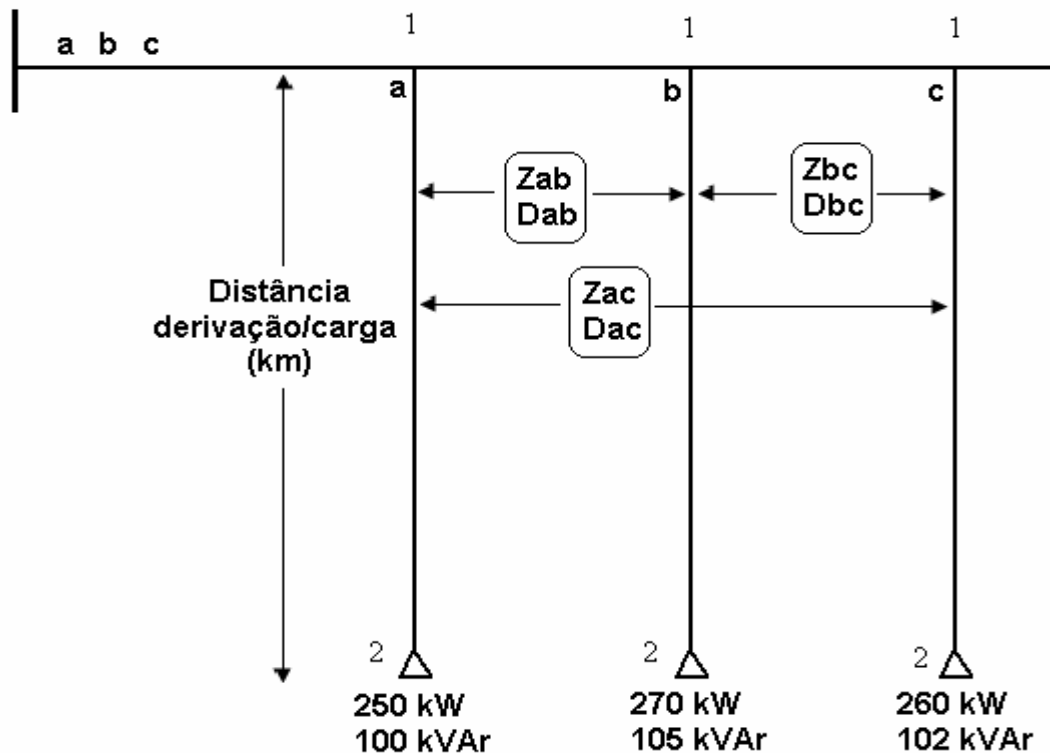


Figura 3.5 – Diagrama unifilar de um sistema trifásico com três derivações MRTs.

A base de funcionamento adequada para redes MRTs é que essas cargas sejam equilibradas, de forma que as correntes de retorno por terra somadas, se anulam. Assumindo que as distâncias entre as derivações monofásicas Dab , Dbc e Dac são constantes e muito grandes, quando comparadas às alturas dos cabos em relação ao solo ha , hb e hc , é possível desprezar os valores das impedâncias mútuas entre as fases, como já foi dito. Logo, a rede MRT pode ser representada pela Figura 3.5.

Tabela 3.2 – Carregamentos das fases separadas geograficamente.

Fase	Pot. Ativa (kW)	Pot. Reativa (kVAR)	Pot. Aparente (kVA)
a	250	100	269,26
b	270	105	289,70
c	260	102	279,29

A seguir são apresentadas simulações numéricas, considerando as situações práticas de operação de redes MRTs, com o intuito de estabelecer e validar outras aproximações. Os carregamentos utilizados nas simulações são mostrados na Figura 3.5 e Tabela 3.2. Foi utilizada uma situação com um leve desequilíbrio das cargas.

3.8.1 Análise das tensões na fase a da barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade do solo para um ramal MRT de 6 km

O sistema com as derivações monofásicas é considerado como um sistema trifásico, apenas com as distâncias entre as fases bem maiores. É analisada a fase a , em uma situação para diferentes valores de resistividade do solo para dois comprimentos possíveis para o ramal.

Na Figura 3.6 pode ser observada que a queda de tensão para o ramal de 6 km é perfeitamente aceitável. Essa é uma carga significativa para a situação, pelo baixo consumo das áreas rurais.

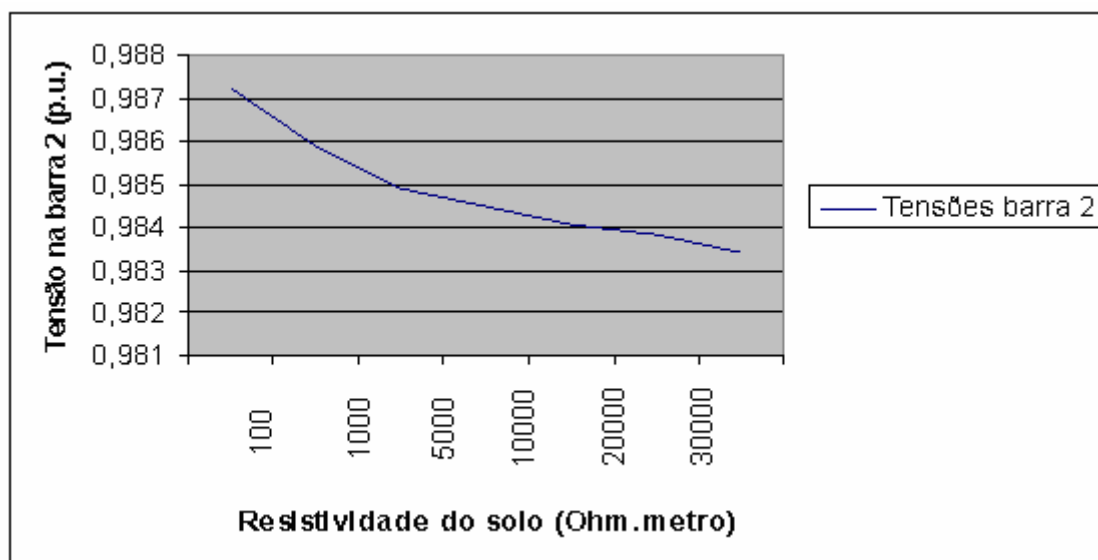


Figura 3.6 – Análise das tensões na barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade, considerando as redes MRTs com 6 km de comprimento.

3.8.2 Análise das tensões na fase α da barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade do solo para um ramal MRT de 30 km

A queda de tensão para um ramal MRT de 30km, mostrado na Figura 3.7, tem um valor significativo, conforme Tabela 3.3, o que normalmente é fator decisivo para a limitação do comprimento máximo da rede, para um determinado cabo, o que costuma ser chamado de “Alcance de carga”. É utilizado nessas simulações o cabo CAA 4 AWG – 6/1 ACSR.

Caso haja a necessidade de utilizar mais cargas na rede ou de levar esse ramal a uma distância superior a 30 km, teria que ser analisada a possibilidade de usar o cabo imediatamente superior ao utilizado, no caso o CAA 2 AWG – 6/1 ACSR. Esse cálculo de queda de tensão deve ser feito segundo o padrão de cada concessionária e normalmente é o fator decisivo para a escolha do cabo a ser utilizado em uma determinada rede, haja vista que as capacidades de correntes para esses cabos são bem superiores às requeridas normalmente.

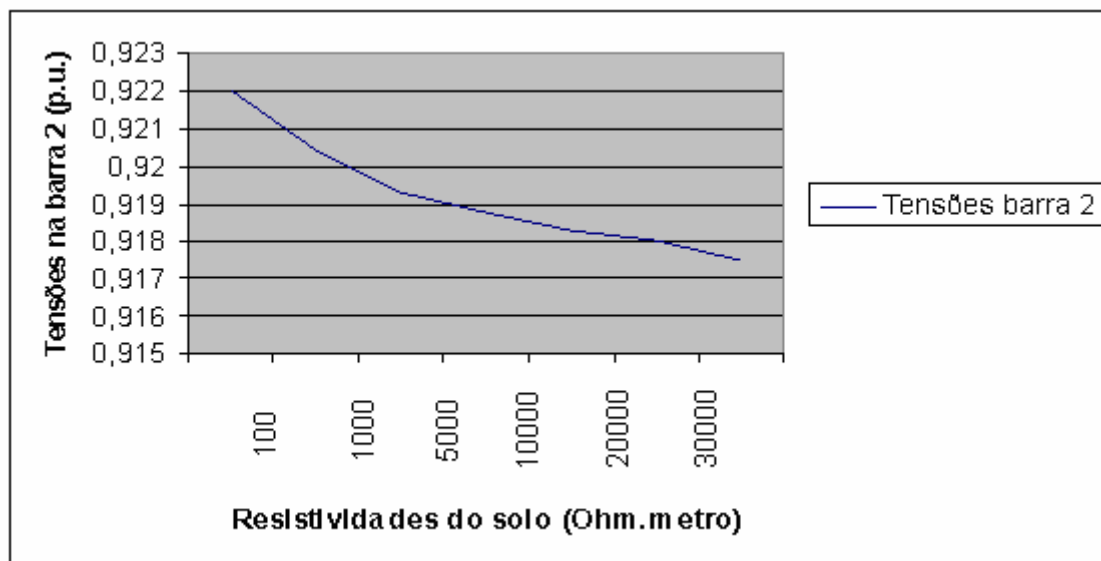


Figura 3.7 – Análise das tensões na barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade, considerando as redes MRTs com 30 km de comprimento.

3.8.3 Comparações entre as tensões da fase *a* na barra 2 para os ramais com comprimentos de 6 e 30 km

A média da potência considerada para cada fase é de 279,57 kVA, com um leve desequilíbrio entre as fases, sendo que essas potências correspondem à aproximadamente 19 transformadores monofásicos de 15 kVA para cada fase, que é uma quantidade considerada normal para a situação de um ramal MRT de 30 km. É possível, mas menos provável, essa situação para um ramal com 6 km, mas os cálculos também foram feitos, para fins de comparações. A tensão nominal utilizada é de 13.8 kV, entre fases.

A tensão na barra 2 para um valor médio de resistividade do solo, de 30.000 $\Omega.m.$, é de 0,98382 p.u. para o ramal de 6 km e de 0,91800 p.u. para o ramal de 30 km, que são valores aceitáveis. Para o ramal de 6 km, se forem analisados os valores de tensão entre os menores e maiores valores de resistividades dos solos estudados, resultará em uma tensão de 0,98721 p.u. para a resistividade de 100 $\Omega.m.$ e de 0,98340 p.u. para uma resistividade de 60.000 $\Omega.m.$ Para o ramal de 30 km, se forem analisados os valores de tensão entre os menores e maiores valores de resistividades estudados, resultará em uma tensão de 0,92197 p.u. para a resistividade de 100 $\Omega.m.$ e de 0,91751 p.u. para uma resistividade de 60.000 $\Omega.m.$

Os resultados para tensões na barra 2, da fase α , da Figura 3.5 são mostrados na Figura 3.6 para um ramal de 6 km e na Figura 3.7 para um ramal de 30 km. É possível observar que os valores das tensões na barra 2 desse sistema, variam conforme vai variando a resistividade e que para valores de resistividade entre 100 e 60.000 $\Omega.m$, não oferecem quedas significativas. Ou seja, mesmo em uma situação de solo com alta resistividade, a rede MRT pode ser utilizada, já que a queda de tensão no sistema não ultrapassa os valores estabelecidos como padrão para o bom funcionamento dos equipamentos. Mesmo com essa expectativa, cada caso requer uma análise individual, dentro das normas específicas de cada concessionária.

Tabela 3.3 – Valores das tensões da fase α na barra 2, em p.u., do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividade do solo e comprimento do ramal.

Comprimento ramal MRT (km)	Resistividade do solo ($\Omega.m$)						
	100	1.000	5.000	10.000	20.000	30.000	60.000
6	0,98721	0,98585	0,98489	0,98448	0,98406	0,98382	0,98340
30	0,92197	0,92038	0,91926	0,91878	0,91829	0,91800	0,91751

Analisando os dados da Tabela 3.3 e a Figura 3.8 a seguir, se pode constatar que a diferença entre os valores das tensões não é significativa, mesmo para uma grande variação nos valores da resistividade do solo. Observe que existe uma queda nos valores das tensões de acordo com o comprimento do ramal, mas que esses valores praticamente se estabilizam com a variação da resistividade. Isso leva a concluir que, para se analisar o aspecto queda de tensão, não é de grande importância para as redes MRTs o tipo de solo onde forem implantadas. Já para as correntes de curto-circuito fase terra, é necessário que sejam analisados mais alguns aspectos, que será feito mais adiante.

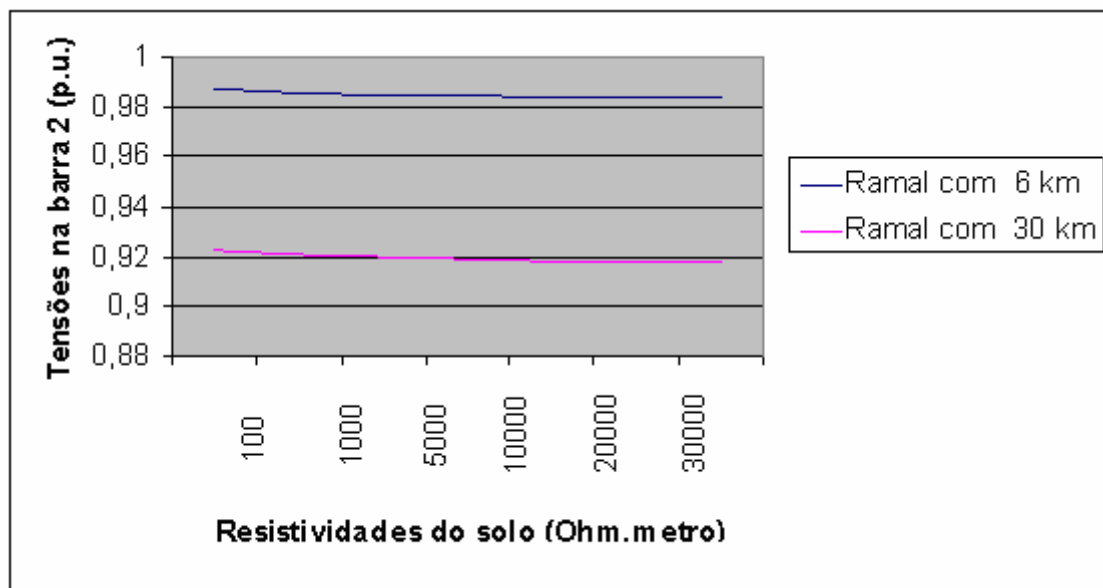


Figura 3.8 – Comparações entre as tensões na barra 2 do sistema da Figura 3.5 para diferentes valores de resistividades, entre os ramais de 6 e 30 km.

Observe, pela Figura 3.8, que a influência da resistividade não é significativa para esses valores das tensões e que a diferença na queda da tensão apresentada é em função do comprimento do ramal. É interessante ressaltar que as comparações que estão sendo apresentadas consideram a mesma carga. Para as duas situações, modificou-se apenas as distâncias de 6 para 30 km, permanecendo as cargas no final do ramal.

3.8.4 Análises das tensões e correntes, nominais e de curto-circuito fase terra, para diferentes comprimentos de contato dos cabos rompidos com o solo e resistividades do solo na fase a da barra 2 do sistema da Figura 3.5 de um ramal MRT de 30 km

Como as cargas por fase, para a situação da Figura 3.5, são praticamente equilibradas, é possível analisar as variações nos valores das tensões e correntes, nominais e de curto-circuito fase terra, observando-se apenas uma das fases, sendo que nesse caso foi escolhida a fase a . As equações utilizadas para esses cálculos foram [A.1] e [A.2] para as correntes nominais, [3.87] para as correntes de curto-circuito, [A.6] para as tensões nominais e [3.93] para as tensões de curto-circuito.

Tabela 3.4 – Valores das correntes de curto-circuito fase terra e nominais para a fase a , a razão entre elas, para diferentes comprimentos do contato com o solo dos cabos rompidos e diferentes resistividades do solo, referentes à Figura 3.5.

Lc [m]	Local: Logo Após	RESISTIVIDADE DO SOLO ($\Omega.m$)								
		100			1.000			30.000		
		Inom	Icc	Icc/Inom	Inom	Icc	Icc/Inom	Inom	Icc	Icc/Inom
28	barra 2	36,6553	732,066	19,9717	36,7184	73,4509	2,00038	36,8136	2,44336	0,06637
68	barra 2		1576,19	43,0005		161,607	4,40126		5,38864	0,14637
113	barra 2		2375,55	64,8080		253,905	6,91493		8,50618	0,23106

* Lc é o comprimento do contato com o solo do cabo rompido, em metros.

* Inom é a corrente nominal, em Ampères.

* Icc é a corrente de curto-circuito do circuito, em Ampères.

Na Tabela 3.4 são apresentadas simulações de correntes de curto-circuito, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato com o solo dos cabos rompidos. Observa-se que ambos têm influência significativa, devido ao fato da resistência de falta ser diretamente proporcional à resistividade do solo e inversamente proporcional ao comprimento do contato com o solo dos cabos rompidos, conforme equação [3.92], e que, por sua vez, é inversamente proporcional à corrente de curto-circuito fase terra, conforme equações [3.86] e [3.87]. É importante notar que, na equação [3.92], o comprimento do cabo caído em contato com o solo aparece no denominador da expressão geral e no numerador da expressão do logaritmo neperiano. No geral, pode-se afirmar que a influência do comprimento do contato com o solo dos cabos rompidos é inversamente proporcional à resistência de falta, ou seja, se aumentar o comprimento do cabo em contato com o solo, diminui o valor da resistência de falta.

A seguir, na Figura 3.9, é possível perceber também o comportamento das correntes de curto-circuito, em relação às variações do comprimento do contato com o solo do cabo rompido ou da resistividade do solo. Observa-se que a corrente de curto-circuito é maior, se for considerado um maior comprimento do contato com o solo do cabo rompido ou um menor valor de resistividade do solo. É interessante notar que, a partir de uma resistividade em torno de 10.000 $\Omega.m$, a corrente de curto-circuito assume valores muito baixos, tendendo pra zero, mesmo para os maiores comprimentos de contatos do cabo com o solo. Essa condição se

aproxima da inexistência de um curto-circuito, com as correntes assumindo valores próximos de zero.

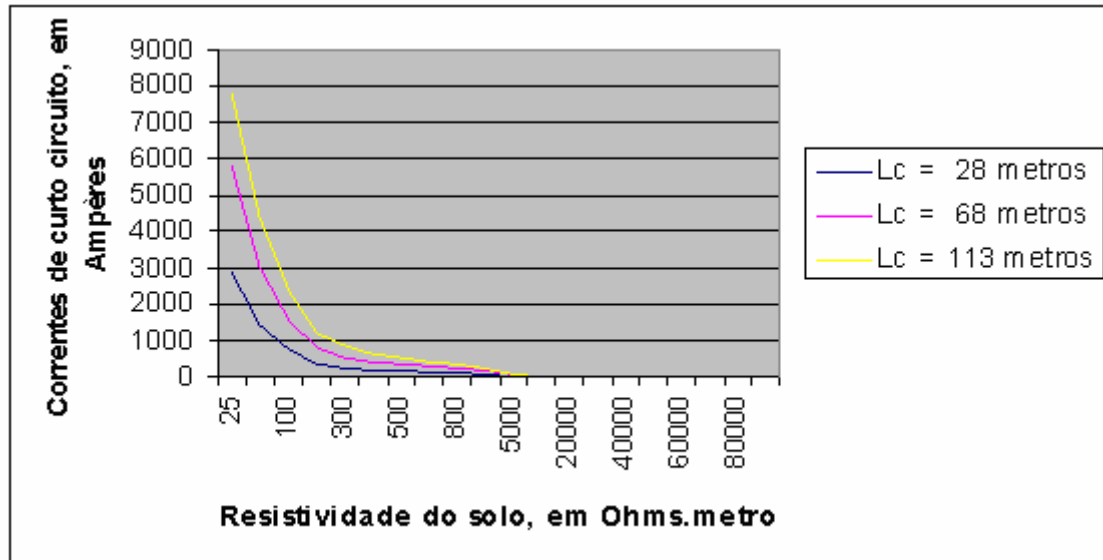


Figura 3.9 – Correntes de curto-circuito fase *a* terra, na barra 2 do sistema da Figura 3.5

A seguir, na Tabela 3.5, são apresentados os valores calculados das tensões nominais e de curto-circuito da fase *a*, na barra 2 da Figura 3.5. Observe que as tensões nominais diminuem com o aumento da resistividade. A tensão de curto-circuito aumenta com o aumento da resistividade do solo, já que são diretamente proporcionais.

Tabela 3.5 – Valores das tensões nominais e de curto-circuito fase terra para a fase *a* para diferentes comprimentos do contato com o solo dos cabos rompidos e diferentes resistividades do solo, referentes à Figura 3.5.

Local: Logo após	Lc [m]	RESISTIVIDADE DO SOLO ($\Omega.m$)					
		100		1.000		30.000	
		Vnom	Vcc	Vnom	Vcc	Vnom	Vcc
barra 2	28	0,921971	0,574117	0,920385	0,577025	0,918005	0,577339
	68		0,560445		0,575614		0,577292
	113		0,53501		0,572817		0,577198

* Vnom é a tensão nominal, em p.u.

* Vcc é a tensão de curto-circuito, em p.u.

O comportamento das tensões de curto-circuito fase terra para esse caso também pode ser analisado pelo gráfico da Figura 3.10 a seguir, onde é possível perceber que a influência do comprimento do contato do cabo quebrado com o solo é significativa, somente até uma resistividade do solo em torno de 10.000 $\Omega.m.$, sendo que a partir desse valor, as tensões tendem a estabilizar, independente do comprimento do contato. Para esse caso, esse valor estabilizou em torno de 0,5773 p.u.. Observe que para valores de resistividade abaixo de valor 10.000 $\Omega.m.$, quanto menor o comprimento do contato do cabo quebrado com o solo, maior é sua tensão de curto-circuito.

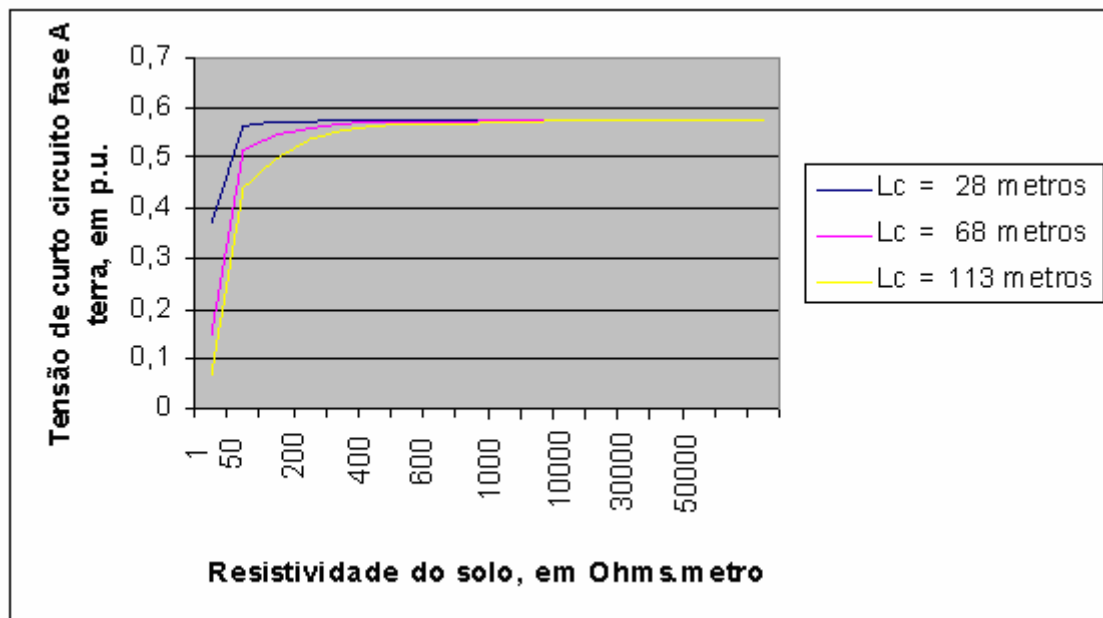


Figura 3.10 – Tensões de curto-circuito fase A terra, na barra 2 do sistema da Figura 3.5

3.8.4.1 Conclusões sobre padronização de um valor de resistividade do solo

Observa-se pela Tabela 3.4 e Figura 3.9 que, conforme diminui o valor da resistividade do solo ou aumenta o comprimento do contato com o solo do cabo rompido, aumenta a corrente de curto-circuito fase terra. Para o circuito da Figura 3.5, foram analisadas também as correntes nominais e de curto-circuito fase terra. Com isso, para estudos similares, se pode concluir que:

- 1) É possível adotar um valor médio de resistividade do solo em torno de $5.000 \Omega.m$, quando o objetivo é determinar apenas os valores das tensões nominais na barra 2.
- 2) Quando se pretende determinar os valores das correntes de curto-circuito fase terra, se torna importante trabalhar com os valores reais de resistividade do solo e de comprimento de cabo caído ao solo, pelas influências desses parâmetros nos valores dessas correntes. Vale lembrar que essas correntes de curto-circuito fase terra não são correntes sustentáveis, podendo variar com o tempo.
- 3) Quando se analisa a razão I_{cc}/I_{nom} é possível constatar que, à medida que diminui a resistividade do solo ou aumenta o L_c , aumenta essa razão, ou seja, aumentam as possibilidades das proteções convencionais atuarem. Observa-se que, dependendo do valor da resistividade e de L_c , a corrente de curto-circuito pode assumir valores menores até que as correntes nominais. Vale lembrar que, mesmo com a corrente de curto-circuito atingindo valores significativos, na maioria das vezes não é suficiente para fazer com que essas proteções atuem, já que ela não é uma corrente sustentada [34].

Tabela 4.1 – Carregamentos das fases para cada transformador.

TRANSFORMADOR (kVA)	FASE	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)	Potência Aparente (kVA)
30	A	9,2	3,921	10,00
	B	8,8	3,7	9,546
	C	9,6	4,142	10,454
45	A	13,8	5,876	15,00
	B	13,00	5,5	14,12
	C	14,6	6,252	15,88

Com o intuito de calcular as tensões e correntes, nominais e de curto-circuito fase terra na fase a , na barra 2, referente à região I e barra 45, referente à região II, foram realizados testes considerando a variação da resistividade do solo e do comprimento do contato do cabo rompido com o solo. Inicialmente, foram calculadas as tensões nas barras real da fase a e fictícia desse sistema, após adotar como valores de “flat start” 1 p.u. para a tensão da barra 1 real e 0 (zero) para a tensão da barra 1 fictícia, com valores de resistividade de 100, 1.000, 5.000, 10.000, 20.000, 30.000 e 60.000 $\Omega.m$.

Para toda a rede trifásica a três cabos, existe um condutor fictício de retorno por terra, cuja representação está na Figura 4.2. Observe que a representação dos condutores fase está em linha contínua, enquanto que a do condutor de retorno é feita em linhas tracejadas, sendo que fica apenas um condutor de retorno para as três fases. As posições desses condutores de retorno fictício são mais bem compreendidas, se analisarmos a figura, onde é mostrada toda a rede.

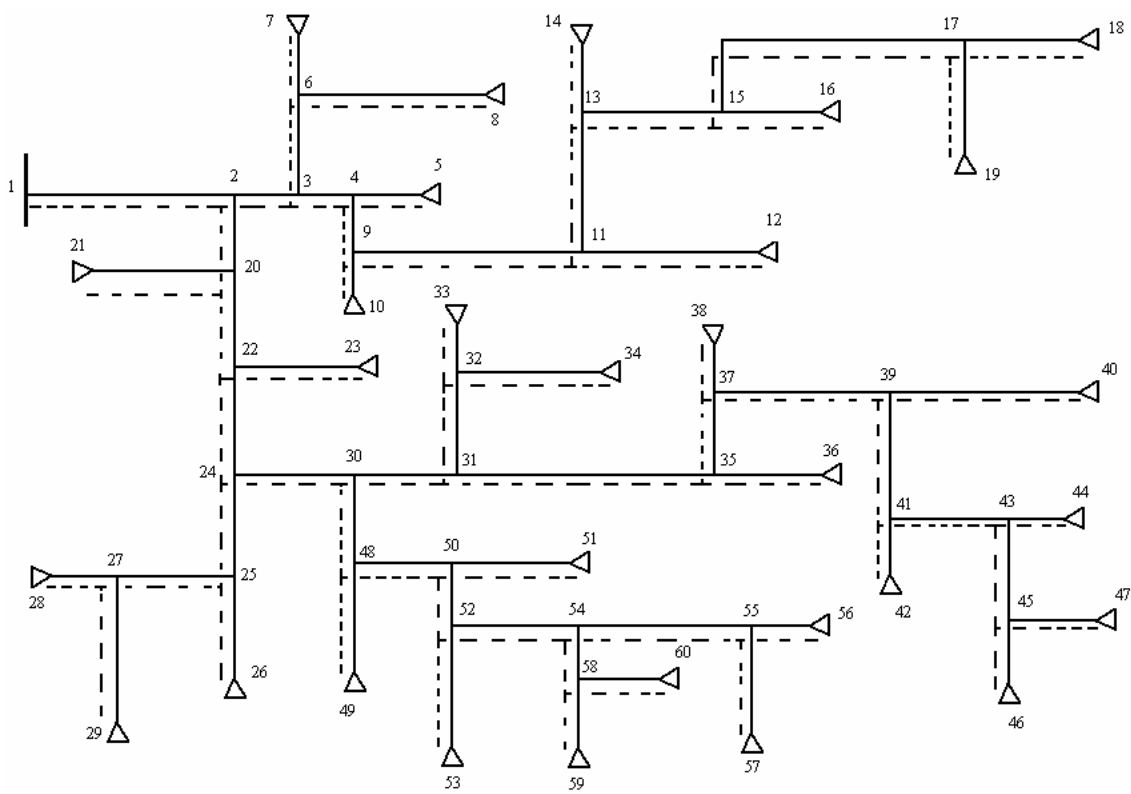


Figura 4.2 – Representação unifilar dos três condutores fase, em linha contínua e do condutor de retorno por terra, em linha tracejada, de uma rede trifásica fictícia de 60 barras, com 12 transformadores de 30 kVA e 18 de 45 kVA, em uma tensão de 13.8 kV, com três cabos CAA 4 AWG – 6/1 ACSR.

4.1 Análise dos resultados das tensões nas barras reais e fictícias para diferentes valores de resistividade

As Tabelas 4.2 e 4.3 mostram os valores dos módulos das tensões da fase a , nas barras do sistema da Figura 4.1 e barras fictícias do sistema teste, respectivamente.

As cargas são modeladas com potência constante, conforme Tabela 4.1. Esses valores de resistividade foram escolhidos, com base em estudos feitos para diferentes tipos de solos, condições de umidade e de temperatura [25], [26], [27] e [28], onde estão sendo mostrados os casos extremos.

4.1.1 Análise dos resultados das tensões nas barras da fase a para diferentes valores de resistividade

Analisando a Tabela 4.2 e a Figura 4.3 se pode notar que as tensões nas barras para fase a do sistema real, vão diminuindo à medida que as barras vão se tornando mais distantes da barra 1, que é adotada com um valor de “flat start” de 1 p.u.. Os valores vão diminuindo em função da queda de tensão natural que há no sistema. Isso é bastante óbvio, mas se torna interessante notar a influência da resistividade do solo nesses valores de tensão, o que pode ser comprovado pela variação diferenciada que há, quando é alterado o valor dessa resistividade.

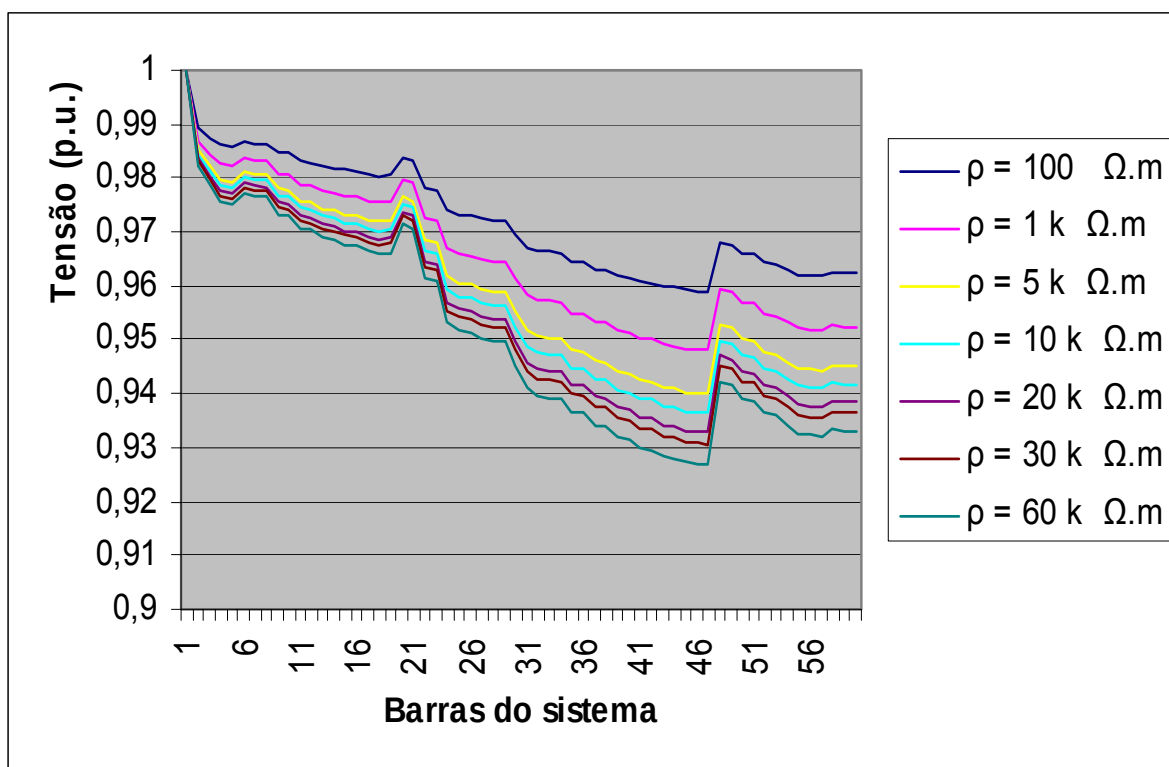


Figura 4.3 – Tensões da fase a nas barras do sistema da Figura 4.1 em função da variação da resistividade de 100 a 60.000 $\Omega.m$.

Assim é possível afirmar que, à medida que os valores de resistividade do solo vão aumentando, as resistências de retorno para as correntes aumentam, e, com isso, as quedas de tensão vão ficando mais acentuadas, ou seja, para valores elevados de resistividade, menor será a tensão em um ponto considerado.

Tabela 4.2 – Valores dos módulos das tensões nas barras reais, com valores de resistividade de 100, 1.000, 5.000, 10.000, 20.000, 30.000 e 60.000 $\Omega.m$.

BARRAS	TENSÃO (p.u.)						
	BARRAS DO SISTEMA REAL						
	VALORES DE RESISTIVIDADE (Ohm.metro)						
	100	1000	5000	10000	20000	30000	60000
1	1	1	1	1	1	1	1
2	0,98941	0,98699	0,98519	0,98439	0,98357	0,98308	0,98223
3	0,98746	0,98439	0,98213	0,98112	0,98010	0,97949	0,97843
4	0,98604	0,98249	0,97988	0,97872	0,97754	0,97685	0,97564
5	0,98562	0,98198	0,97932	0,97814	0,97694	0,97622	0,97499
6	0,98673	0,98350	0,98113	0,98007	0,97900	0,97836	0,97726
7	0,98643	0,98313	0,98070	0,97962	0,97852	0,97787	0,97674
8	0,98633	0,98303	0,98060	0,97952	0,97842	0,97777	0,97664
9	0,98489	0,98092	0,97803	0,97675	0,97544	0,97467	0,97333
10	0,98473	0,98069	0,97773	0,97643	0,97510	0,97432	0,97295
11	0,98321	0,97892	0,97580	0,97441	0,97301	0,97218	0,97074
12	0,98299	0,97865	0,97548	0,97408	0,97267	0,97182	0,97037
13	0,98219	0,97763	0,97432	0,97285	0,97137	0,97048	0,96896
14	0,98194	0,97731	0,97393	0,97244	0,97093	0,97004	0,96849
15	0,98151	0,97677	0,97332	0,97179	0,97025	0,96933	0,96775
16	0,98134	0,97655	0,97306	0,97152	0,96996	0,96904	0,96744
17	0,98075	0,97587	0,97233	0,97077	0,96918	0,96824	0,96662
18	0,98045	0,97549	0,97189	0,97030	0,96869	0,96774	0,96609
19	0,98049	0,97556	0,97198	0,97040	0,96880	0,96785	0,96621
20	0,98371	0,97962	0,97659	0,97523	0,97384	0,97302	0,97158
21	0,98314	0,97897	0,97588	0,97450	0,97309	0,97224	0,97078
22	0,97811	0,97247	0,96829	0,96642	0,96452	0,96338	0,96141
23	0,97785	0,97216	0,96795	0,96606	0,96414	0,96299	0,96100
24	0,97402	0,96695	0,96171	0,95938	0,95700	0,95558	0,95312
25	0,97319	0,96590	0,96051	0,95811	0,95566	0,95420	0,95166
26	0,97304	0,96569	0,96026	0,95785	0,95538	0,95391	0,95136
27	0,97241	0,96495	0,95944	0,95699	0,95449	0,95300	0,95041
28	0,97211	0,96457	0,95901	0,95653	0,95400	0,95250	0,94989
29	0,97196	0,96442	0,95885	0,95637	0,95385	0,95234	0,94973
30	0,96959	0,96132	0,95521	0,95250	0,94973	0,94807	0,94521
31	0,96724	0,95831	0,95173	0,94880	0,94581	0,94404	0,94095
32	0,96646	0,95736	0,95066	0,94768	0,94464	0,94283	0,93969
33	0,96629	0,95711	0,95035	0,94734	0,94428	0,94246	0,93929
34	0,96600	0,95682	0,95005	0,94704	0,94398	0,94216	0,93899
35	0,96439	0,95495	0,94801	0,94492	0,94177	0,93990	0,93665
36	0,96429	0,95480	0,94781	0,94471	0,94155	0,93966	0,93640
37	0,96316	0,95330	0,94604	0,94282	0,93954	0,93759	0,93420
38	0,96305	0,95314	0,94585	0,94261	0,93931	0,93735	0,93394
39	0,96186	0,95163	0,94412	0,94078	0,93738	0,93535	0,93185
40	0,96154	0,95123	0,94365	0,94029	0,93686	0,93482	0,93129
41	0,96076	0,95025	0,94253	0,93910	0,93561	0,93353	0,92994
42	0,96061	0,95005	0,94229	0,93884	0,93534	0,93325	0,92963
43	0,95992	0,94918	0,94130	0,93780	0,93424	0,93212	0,92845
44	0,95975	0,94893	0,94099	0,93746	0,93388	0,93174	0,92805
45	0,95914	0,94826	0,94027	0,93673	0,93313	0,93098	0,92726
46	0,95903	0,94809	0,94007	0,93651	0,93288	0,93073	0,92699
47	0,95900	0,94803	0,93999	0,93642	0,93279	0,93063	0,92689
48	0,96803	0,95925	0,95278	0,94990	0,94697	0,94522	0,94219
49	0,96764	0,95878	0,95225	0,94934	0,94638	0,94462	0,94156
50	0,96617	0,95696	0,95018	0,94717	0,94410	0,94227	0,93910
51	0,96598	0,95671	0,94989	0,94686	0,94377	0,94194	0,93875
52	0,96450	0,95492	0,94787	0,94474	0,94155	0,93965	0,93637
53	0,96419	0,95453	0,94742	0,94427	0,94105	0,93914	0,93583
54	0,96303	0,95317	0,94592	0,94270	0,93942	0,93747	0,93409
55	0,96212	0,95208	0,94471	0,94144	0,93811	0,93612	0,93269
56	0,96197	0,95185	0,94442	0,94113	0,93777	0,93577	0,93231
57	0,96179	0,95167	0,94424	0,94094	0,93759	0,93559	0,93212
58	0,96262	0,95264	0,94531	0,94206	0,93874	0,93677	0,93336
59	0,96246	0,95243	0,94506	0,94179	0,93846	0,93648	0,93305
60	0,96247	0,95244	0,94507	0,94180	0,93847	0,93649	0,93306

4.1.2 Análise dos resultados das tensões nas barras fictícias para diferentes valores de resistividade

Para uma análise das tensões nas barras fictícias do sistema, com objetivo de identificar a influência da variação da resistividade, foi adotada como referência a tensão fictícia na barra 1 da Figura 4.1 e assumido o seu valor como zero. Os valores das tensões nas barras fictícias vão aumentando a partir da barra 1, até atingir seu máximo valor no ponto que combina maior distância da barra de referência com maior carregamento.

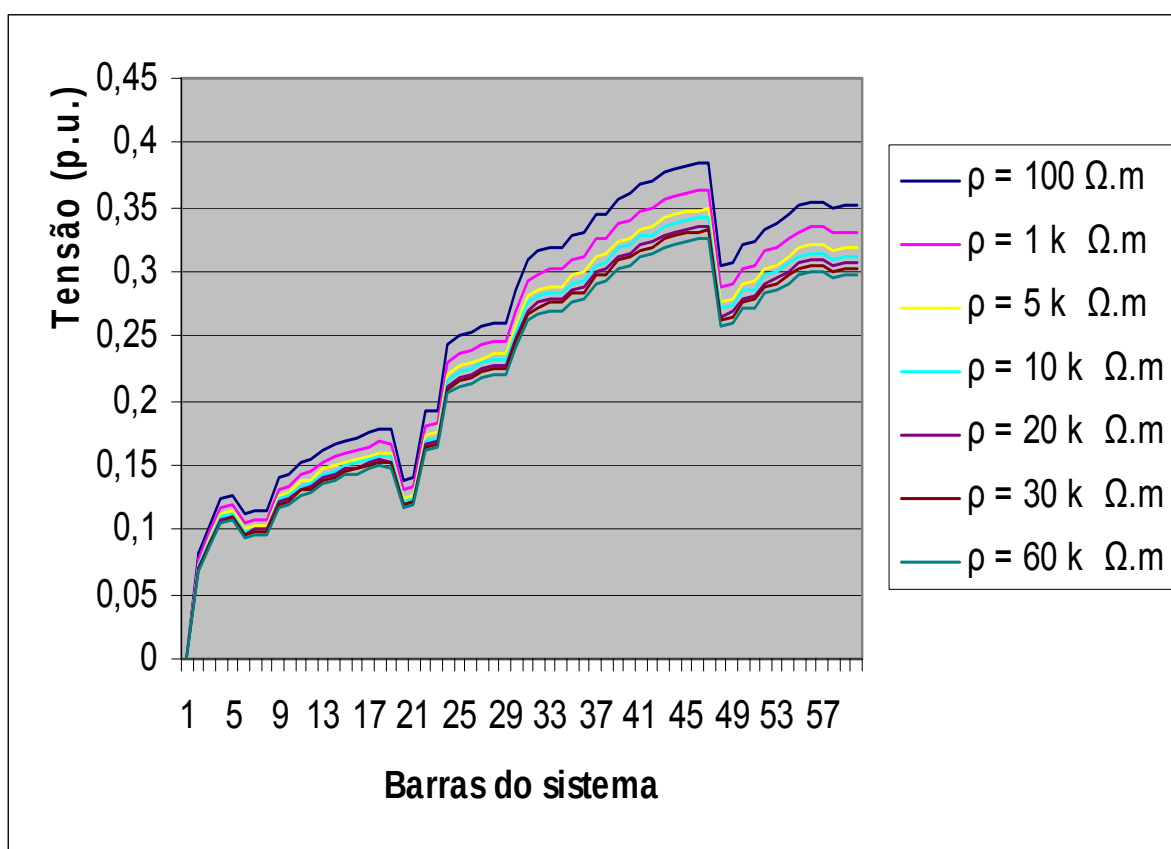


Figura 4.4 – Tensões nas barras fictícias do sistema da Figura 4.1 em função da variação da resistividade de 100 a 60.000 $\Omega.m$.

Os valores utilizados para a Figura 4.4 estão na Tabela 4.3. Observe que, à medida que aumenta o valor da resistividade do solo, aumenta o valor da resistência do condutor fictício, o que proporciona uma maior queda de tensão e uma diminuição no valor das tensões nas barras fictícias.

Tabela 4.3 – Valores dos módulos das tensões nas barras fictícias, com valores de resistividade de 100, 1.000, 5.000, 10.000, 20.000, 30.000 e 60.000 $\Omega.m$.

BARRAS	TENSÃO (p.u.)						
	BARRAS DO SISTEMA FICTÍCIO						
	VALORES DE RESISTIVIDADE ($\Omega.m$)						
	100	1000	5000	10000	20000	30000	60000
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0,08122	0,07664	0,07341	0,07202	0,07062	0,06980	0,06840
3	0,10590	0,09985	0,09558	0,09374	0,09189	0,09081	0,08896
4	0,12443	0,11727	0,11223	0,11006	0,10788	0,10660	0,10441
5	0,12751	0,12016	0,11500	0,11276	0,11053	0,10921	0,10697
6	0,11206	0,10563	0,10110	0,09915	0,09719	0,09604	0,09408
7	0,11514	0,10852	0,10386	0,10185	0,09984	0,09865	0,09663
8	0,11514	0,10852	0,10386	0,10185	0,09984	0,09865	0,09664
9	0,13988	0,13180	0,12612	0,12367	0,12121	0,11977	0,11730
10	0,14296	0,13470	0,12889	0,12638	0,12386	0,12239	0,11987
11	0,15225	0,14344	0,13724	0,13457	0,13188	0,13031	0,12762
12	0,15431	0,14537	0,13909	0,13638	0,13366	0,13206	0,12934
13	0,16256	0,15314	0,14652	0,14365	0,14078	0,13910	0,13623
14	0,16565	0,15605	0,14929	0,14638	0,14345	0,14174	0,13881
15	0,16978	0,15993	0,15301	0,15002	0,14702	0,14526	0,14226
16	0,17184	0,16187	0,15486	0,15183	0,14880	0,14702	0,14398
17	0,17494	0,16479	0,15765	0,15457	0,15147	0,14966	0,14657
18	0,17803	0,16770	0,16043	0,15729	0,15415	0,15230	0,14915
19	0,17700	0,16673	0,15951	0,15638	0,15326	0,15142	0,14829
20	0,13777	0,13008	0,12467	0,12233	0,11998	0,11860	0,11625
21	0,14085	0,13298	0,12744	0,12504	0,12264	0,12123	0,11882
22	0,19122	0,18062	0,17315	0,16992	0,16667	0,16477	0,16153
23	0,19329	0,18257	0,17501	0,17174	0,16846	0,16654	0,16326
24	0,24261	0,22921	0,21977	0,21568	0,21158	0,20918	0,20508
25	0,25093	0,23706	0,22729	0,22306	0,21882	0,21633	0,21209
26	0,25301	0,23902	0,22917	0,22490	0,22062	0,21812	0,21384
27	0,25718	0,24295	0,23293	0,22859	0,22425	0,22170	0,21734
28	0,26030	0,24590	0,23575	0,23136	0,22696	0,22438	0,21997
29	0,26030	0,24590	0,23575	0,23136	0,22696	0,22438	0,21997
30	0,28567	0,26995	0,25886	0,25406	0,24925	0,24643	0,24162
31	0,30985	0,29282	0,28081	0,27562	0,27041	0,26735	0,26214
32	0,31613	0,29875	0,28651	0,28121	0,27589	0,27278	0,26746
33	0,31927	0,30172	0,28936	0,28400	0,27863	0,27549	0,27012
34	0,31927	0,30172	0,28936	0,28400	0,27864	0,27549	0,27012
35	0,32774	0,30975	0,29707	0,29159	0,28608	0,28285	0,27735
36	0,32984	0,31174	0,29898	0,29346	0,28792	0,28467	0,27913
37	0,34354	0,32471	0,31143	0,30569	0,29992	0,29654	0,29078
38	0,34564	0,32669	0,31334	0,30756	0,30176	0,29836	0,29256
39	0,35723	0,33767	0,32388	0,31791	0,31193	0,30841	0,30242
40	0,36039	0,34066	0,32675	0,32073	0,31469	0,31115	0,30511
41	0,36777	0,34765	0,33346	0,32732	0,32117	0,31755	0,31139
42	0,36988	0,34964	0,33538	0,32920	0,32301	0,31938	0,31318
43	0,37620	0,35564	0,34113	0,33486	0,32856	0,32487	0,31857
44	0,37936	0,35863	0,34401	0,33768	0,33133	0,32761	0,32126
45	0,38148	0,36063	0,34593	0,33957	0,33318	0,32944	0,32306
46	0,38358	0,36263	0,34785	0,34145	0,33503	0,33127	0,32485
47	0,38464	0,36362	0,34881	0,34239	0,33596	0,33219	0,32575
48	0,30456	0,28781	0,27600	0,27089	0,26577	0,26276	0,25763
49	0,30770	0,29077	0,27884	0,27368	0,26850	0,26546	0,26028
50	0,32032	0,30271	0,29030	0,28493	0,27954	0,27639	0,27100
51	0,32241	0,30469	0,29220	0,28680	0,28137	0,27819	0,27277
52	0,33397	0,31563	0,30270	0,29711	0,29149	0,28820	0,28259
53	0,33712	0,31861	0,30556	0,29991	0,29425	0,29092	0,28526
54	0,34449	0,32558	0,31225	0,30648	0,30069	0,29730	0,29151
55	0,35080	0,33155	0,31798	0,31210	0,30621	0,30276	0,29687
56	0,35395	0,33453	0,32084	0,31492	0,30897	0,30549	0,29954
57	0,35395	0,33453	0,32084	0,31492	0,30897	0,30549	0,29954
58	0,34869	0,32955	0,31607	0,31023	0,30437	0,30094	0,29508
59	0,35078	0,33154	0,31786	0,31198	0,30546	0,30189	0,29587
60	0,35079	0,33158	0,31797	0,31210	0,30621	0,30276	0,29686

4.2 Análise dos resultados das resistências de faltas e das correntes de curto-circuito fase terra na situação de cabo energizado caído ao solo

Na Tabela 4.4 são apresentadas simulações para três casos de cabo energizado caído no chão. O estudo foi feito supondo que o cabo pode partir em diferentes posições em relação ao vão. Assim, foram consideradas três situações de comprimentos de contato com o chão, assumindo esses valores em 28, 68 ou 113 metros, dependendo do local em relação ao vão onde esse cabo possa partir. Claro que é possível que esses valores na prática sofram alterações, mas são considerados padrões para fins de estudos nessa pesquisa.

Tabela 4.4 – Valores das resistências de faltas e correntes de curto-circuito fase terra para fase α após a barra 2 do sistema teste da Figura 4.1, entre as barras 2 e 3, para diferentes comprimentos do contato com o solo do cabo rompido com diferentes valores de resistividade do solo.

Lc [m]	Rf e Icc na fase α	Resistividade do solo [$\Omega.m$]						
		100	1.000	5.000	10.000	20.000	30.000	60.000
28	Rf [Ω]	9,97807	99,7807	498,903	997,807	1995,61	2993,42	5986,84
	Icc [A]	787,393	78,9394	15,7688	7,87903	3,93668	2,6233	1,31065
68	Rf [Ω]	4,5240	45,2397	226,198	452,397	904,793	1357,19	2714,38
	Icc [A]	1697,89	173,71	34,7636	17,3740	8,68175	5,78552	2,89006
113	Rf [Ω]	2,8654	28,6545	143,273	286,545	573,09	859,635	1719,27
	Icc [A]	2566,21	273,005	54,8345	27,4175	13,7036	9,13277	4,56341

* Lc é o comprimento do cabo rompido que está em contato com o solo, em metros.

* Rf é a resistência de falta, em Ohms.

* Icc é a corrente de curto-circuito, em Ampères.

Para cada uma destas situações a resistividade do solo foi modificada em sete intervalos discretos, conforme Tabela 4.4. Pode-se observar que, para valores crescentes de resistividade, as resistências de faltas aumentam, e, conseqüentemente, as correntes de curto-circuito diminuem, ou seja, quanto maior a resistividade do solo, menor vai ser a corrente de

curto-circuito fase terra. Essas correntes de curto-circuito fase terra foram calculadas, considerando-se que o cabo da fase *a* poderia quebrar e cair ao solo, em três diferentes posições do vão, com os valores do comprimento do contato variando de 28, 68 e 113 metros, dependendo do local onde esse cabo quebrar.

Os valores das resistências de faltas e correntes de curto-circuito fase terra, calculados das equações [3.92] e [3.87], respectivamente, também podem ser observados, analisando as Figuras 4.5 e 4.6, onde estão representadas as resistências de faltas e as correntes de curto-circuito fase terra, em função das variações da resistividade do solo e do comprimento do contato com o solo do cabo quebrado.

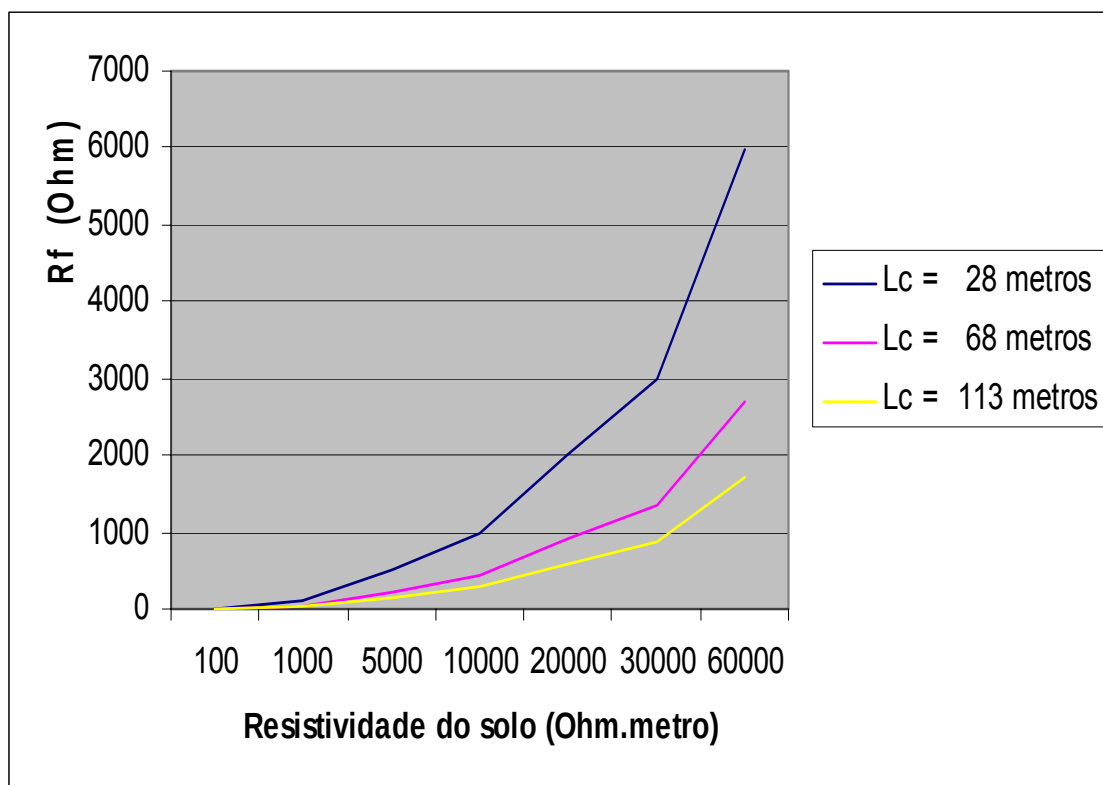


Figura 4.5 – Resistência de falta para diferentes valores de resistividade e comprimento de cabo no chão para fase *a* após a barra 2 do sistema teste da Figura 4.1.

Observe pelas Figuras 4.5 e 4.6, que à medida que é considerado um maior comprimento de cabo rompido em contato com o solo, diminui a resistência de falta, e, conseqüentemente, aumenta a corrente de curto-circuito fase terra.

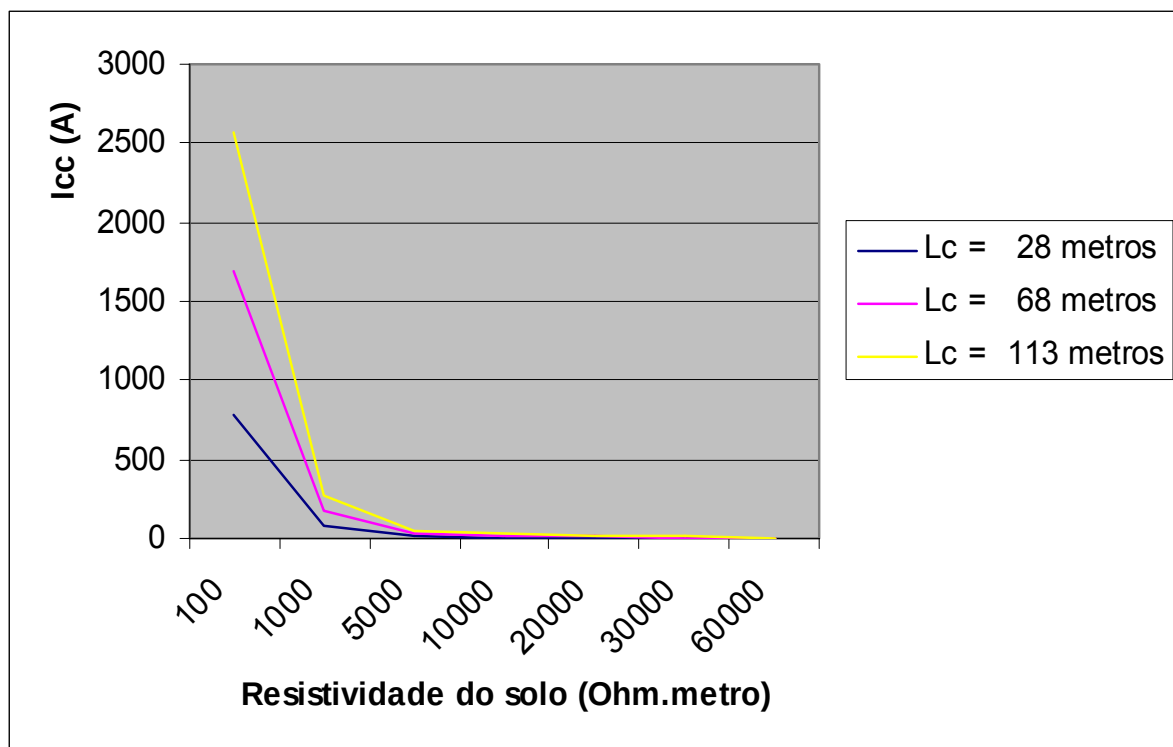


Figura 4.6 – Corrente de curto-circuito fase terra para diferentes valores de resistividade e comprimento de cabo no solo para fase a após a barra 2 da Figura 4.1.

Dependendo do valor da resistividade do solo no local onde o cabo romper e do comprimento do cabo em contato com o solo, e ainda, da tensão nesse ponto, a corrente de curto-circuito pode assumir valores bem baixos ou até ser nula, com tendências a não provocar a atuação das proteções convencionais dos sistemas de distribuição.

4.3 Comparações entre valores de correntes e tensões, nominais e de curto-circuito fase terra em diferentes regiões, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato do cabo energizado caído ao solo.

Observe, na Figura 4.1, que o sistema fica dividido em duas regiões (I e II). Foi feita uma comparação entre duas posições diferentes onde poderia ocorrer a queda do cabo. Na região I, no vão imediatamente após a barra 2 (no trecho entre as barras 2 e 3) e na região II, no vão imediatamente após a barra 45 (no trecho entre as barras 45 e 46). As barras 2 e 45 foram escolhidas pelas suas localizações, sendo uma próxima da fonte e a outra em um ponto distante, onde a queda de tensão é mais acentuada.

Foram calculadas tensões nominais, tensões de curto-circuito, correntes nominais e de curto-circuito fase terra nesses pontos. As equações utilizadas para esses cálculos foram [A.1] e [A.2] para as correntes nominais, [3.87] para as correntes de curto-circuito, [A.6] para as tensões nominais e [4.5] para as tensões de curto-circuito. Para esses testes, considerou-se uma rede com um leve desequilíbrio. As cargas são apresentadas na Tabela 4.1.

4.3.1 Comparações entre valores de correntes nominais e de curto-circuito fase terra em diferentes regiões, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato do cabo energizado caído ao solo.

Na Tabela 4.5 são apresentados os resultados das correntes nominais e de curto-circuito fase terra para a fase a , para diferentes comprimentos do contato com o solo do cabo rompido, com diferentes valores de resistividade do solo no vão imediatamente após a barra 2 (no trecho entre as barras 2 e 3) e no vão imediatamente após a barra 45 (no trecho entre as barras 45 e 46), da Figura 4.1.

Tabela 4.5 – Valores das correntes nominais e de curto-circuito fase terra da fase a para três comprimentos do contato com o solo do cabo rompido, com três valores de resistividade do solo, nas barras 2 e 45, do sistema teste da Figura 4.1.

Lc [m]	Local Após:	RESISTIVIDADE DO SOLO ($\Omega.m$)								
		100			1.000			30.000		
		Inom (A)	Icc (A)	Icc/Inom	Inom (A)	Icc (A)	Icc/Inom	Inom (A)	Icc (A)	Icc/Inom
28	barra 2	8,77619	787,393	89,71922	8,81241	78,9394	8,95775	8,86976	2,6233	0,29575
	barra 45	0,75012	774,182	1032,0775	0,75862	77,0946	101,62479	0,77239	2,53443	3,281282
68	barra 2	8,77619	1697,89	193,46550	8,81241	173,71	19,71197	8,86976	5,78552	0,65227
	barra 45	0,75012	1669,4	2225,5106	0,75862	169,651	223,631067	0,77239	5,58951	7,236642
113	barra 2	8,77619	2566,21	292,40593	8,81241	273,005	30,97960	8,86976	9,13277	1,02965
	barra 45	0,75012	2523,15	3363,6618	0,75862	266,625	351,460547	0,77239	8,82335	11,42343

* Lc é o comprimento do contato com o solo do cabo rompido, em metros.

* Inom é a corrente nominal, em Ampères.

* Icc é a corrente de curto-circuito, em Ampères.

Há um aumento da razão I_{cc}/I_{nom} com um aumento do comprimento do contato com o solo do cabo quebrado ou com a diminuição da resistividade do solo. Assim, são maiores as chances das proteções convencionais atuarem. Essa razão também aumenta à medida que se analisa uma barra mais distante da fonte, já que, embora nessas barras as correntes de curto-circuito sejam um pouco menores, pela diminuição das tensões, as correntes nominais são menores, pela menor quantidade de carga atendida. Mesmo com a corrente de curto-circuito atingindo valores significativos, na maioria das vezes não é suficiente para fazer com que essas proteções atuem, em função das características dos efeitos das correntes no solo, já que ela atinge os valores mostrados na Tabela 4.5, mas de maneira não sustentada. Isso é devido às constantes condições de variações da superfície que apóia o arco, mantendo uma alta impedância para a falta [34].

As correntes de curto-circuito são mostradas na Figura 4.7, da barra 2 para o solo, considerando uma falta na região I, entre as barras 2 e 3 e na Figura 4.8, da barra 45 para o solo, considerando uma falta na região II, entre as barras 45 e 46.

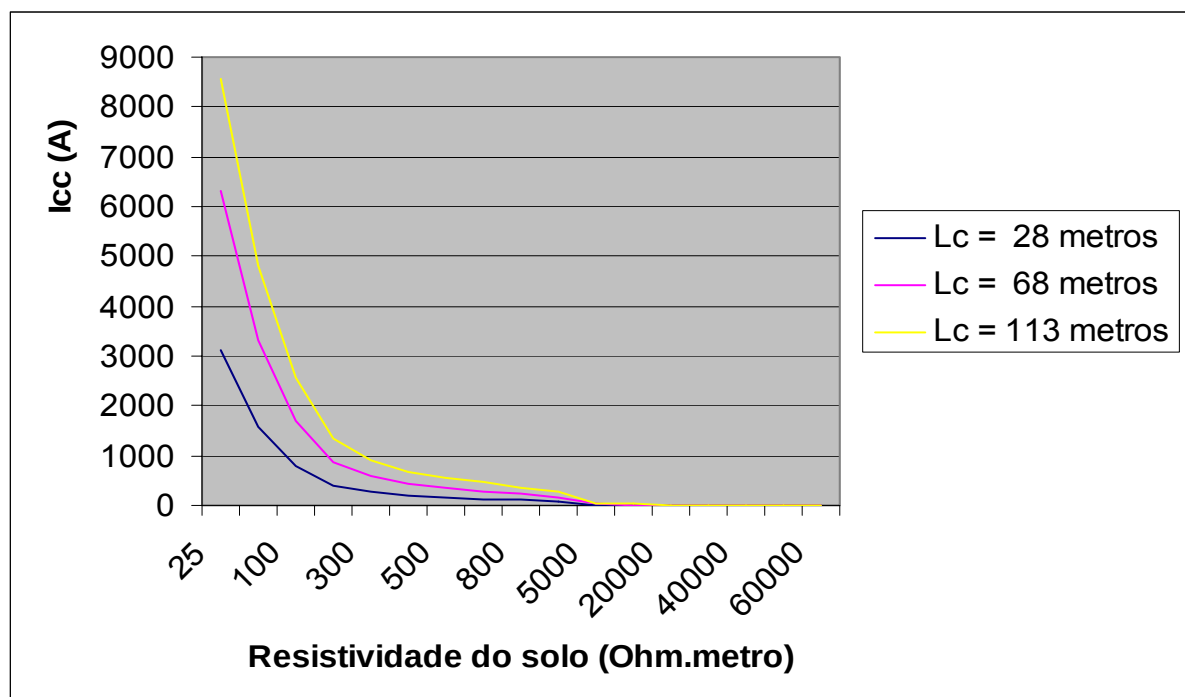


Figura 4.7 – Correntes de curto-circuito da fase a , da barra 2 para o solo, do sistema da Figura 4.1, considerando uma falta entre as barras 2 e 3.

Nas Figuras 4.7 e 4.8, é possível perceber também o comportamento das correntes de curto-circuito, em relação às variações do comprimento do contato com o solo do cabo rompido ou da resistividade do solo. Observa-se que a corrente de curto-circuito é maior, se for considerado um maior comprimento do contato com o solo do cabo rompido ou um menor valor de resistividade do solo. Quando se compara as correntes de curto-circuito nessas duas barras, se nota que o comportamento é bastante aproximado, sendo que na barra 2 as correntes atingem valores pouco maiores, em função da proximidade com a fonte.

Com uma resistividade em torno de 30.000 $\Omega.m$, a corrente de curto-circuito assume valores desprezíveis, mesmo para os maiores comprimentos de contatos do cabo com o solo. Nessa condição, pode ocorrer inclusive que a corrente de curto-circuito fique menor que a corrente nominal do circuito.

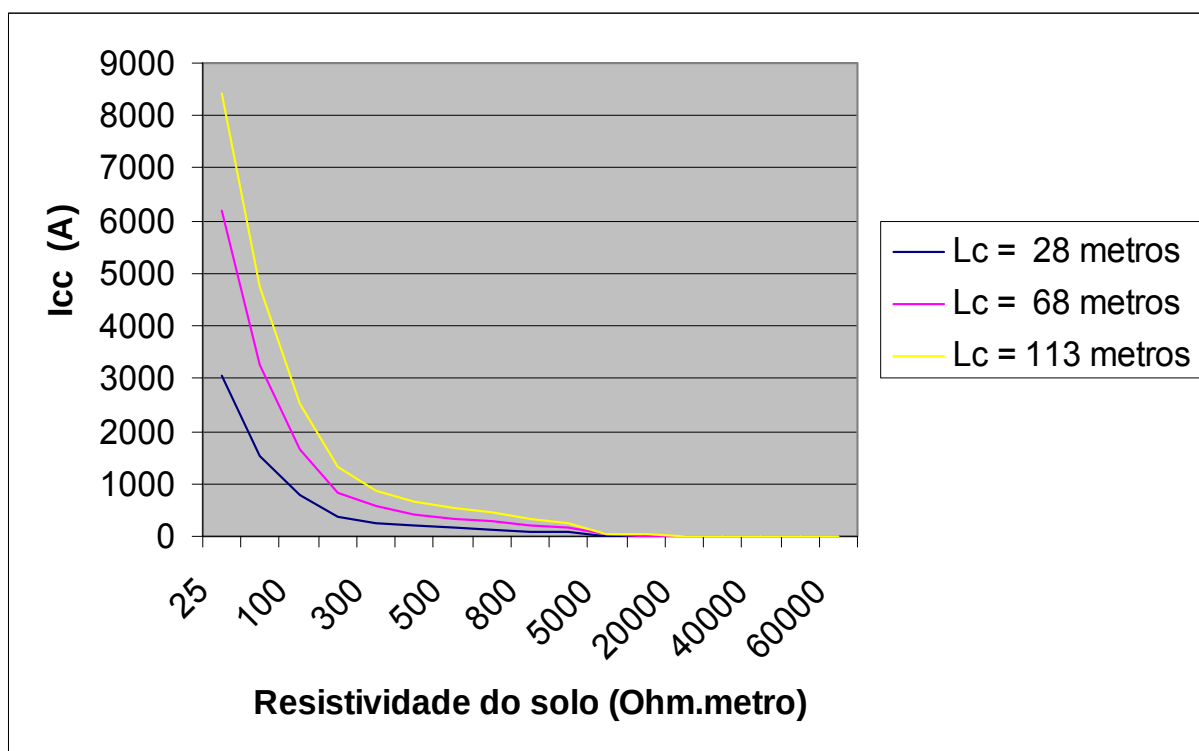


Figura 4.8 – Correntes de curto-circuito da fase a , da barra 45 para o solo, do sistema da Figura 4.1, considerando uma falta entre as barras 45 e 46.

Nas áreas urbanas, poderia ser feito um estudo prévio das resistividades do solo, já que em maioria são calçadas de concreto, para ser aplicado em prevenções contra faltas de alta

impedância. A partir daí, é possível se estabelecer um padrão de comportamento para cada região, onde é possível se conhecer as correntes de curto-circuito fase terra esperadas e se programar proteções ou sinalizações direcionadas para cada caso. É importante conhecer as diversas possibilidades de diferentes superfícies de contato entre o cabo e o solo, analisando, como por exemplo, a possível existência de árvores sob as redes.

4.3.2 Comparações entre valores de tensões nominais e de curto-circuito fase terra em diferentes regiões, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato do cabo energizado caído ao solo.

As tensões nominais e de curto-circuito fase terra são consideradas na Tabela 4.6 a seguir, considerando uma falta da fase a para a terra, em dois locais possíveis, sendo um entre as barras 2 e 3 e o outro entre as barras 45 e 46.

Tabela 4.6 – Valores das tensões nominais e de curto-circuito da fase a para a terra, para três comprimentos do contato com o solo do cabo rompido, com três valores de resistividade do solo, em diferentes posições do sistema teste da Figura 4.1.

Lc [m]	Local Após:	RESISTIVIDADE DO SOLO ($\Omega.m$)					
		100		1.000		30.000	
		Vnom (p.u)	Vcc (p.u)	Vnom (p.u)	Vcc (p.u)	Vnom (p.u)	Vcc (p.u)
28	barra 2	0.991295	0.569323	0.989124	0.57077	0.985611	0.569033
	barra 45	0.960586	0.551686	0.949984	0.548185	0.93317	0.538757
68	barra 2	0.991295	0.556608	0.989124	0.569463	0.985611	0.568989
	barra 45	0.960586	0,547269	0.949984	0,556155	0.93317	0,549712
113	barra 2	0.991295	0.532851	0.989124	0.566871	0.985611	0.568902
	barra 45	0.960586	0.539365	0.949984	0.546929	0.93317	0.538715

* Vnom é a tensão nominal, em p.u.

* Vcc é a tensão de curto-circuito, em p.u.

Da Tabela 4.6 observou-se que, se a resistividade do solo aumenta, as tensões de operação diminuem, em função da diminuição das impedâncias mútuas entre as fases e a

terra. Observa-se as equações a seguir, para uma melhor compreensão sobre os resultados das tensões de curto-circuito fase terra:

$$Rf = \frac{\rho}{\pi.Lc} . \ln\left(\frac{2.Lc}{1,36.d}\right) \quad [4.1]$$

$$I_{ccFT} = \frac{\sqrt{3}.Vff}{2Z_1 + Z_0 + 3Rf} \quad [4.2]$$

Conforme pode ser visto em [24]:

$$V_{cc} = Vff . \left(\frac{3.Rf}{2Z_1 + Z_0 + 3Rf} \right) \quad [4.3]$$

A equação [4.3] pode ser reescrita como:

$$V_{cc} = \frac{\sqrt{3} . Vff . Rf}{(2Z_1 + Z_0 + 3.Rf)} \quad [4.4]$$

Que pode ser analisada em função de sua resistência de falta:

$$V_{cc} = \frac{\sqrt{3} . Vff}{\left(\frac{2Z_1 + Z_0}{Rf} + 3 \right)} \quad [4.5]$$

Observa-se, pela equação [4.4], que a tensão de curto-circuito fase terra possui dois termos que são dependentes da resistividade do solo. No numerador, a tensão nominal de funcionamento, que é inversamente proporcional à resistividade do solo, conforme equação [A.6]. No denominador, a resistência de falta, que é diretamente proporcional à resistividade do solo, conforme equação [4.1]. Ou seja, para um aumento da resistividade do solo, tanto o numerador da expressão [4.5] quanto o denominador diminuem, mas em proporções diferentes. Desta forma, a tensão de curto-circuito pode sofrer influências diferenciadas das variações de resistividade do solo, podendo aumentar ou diminuir.

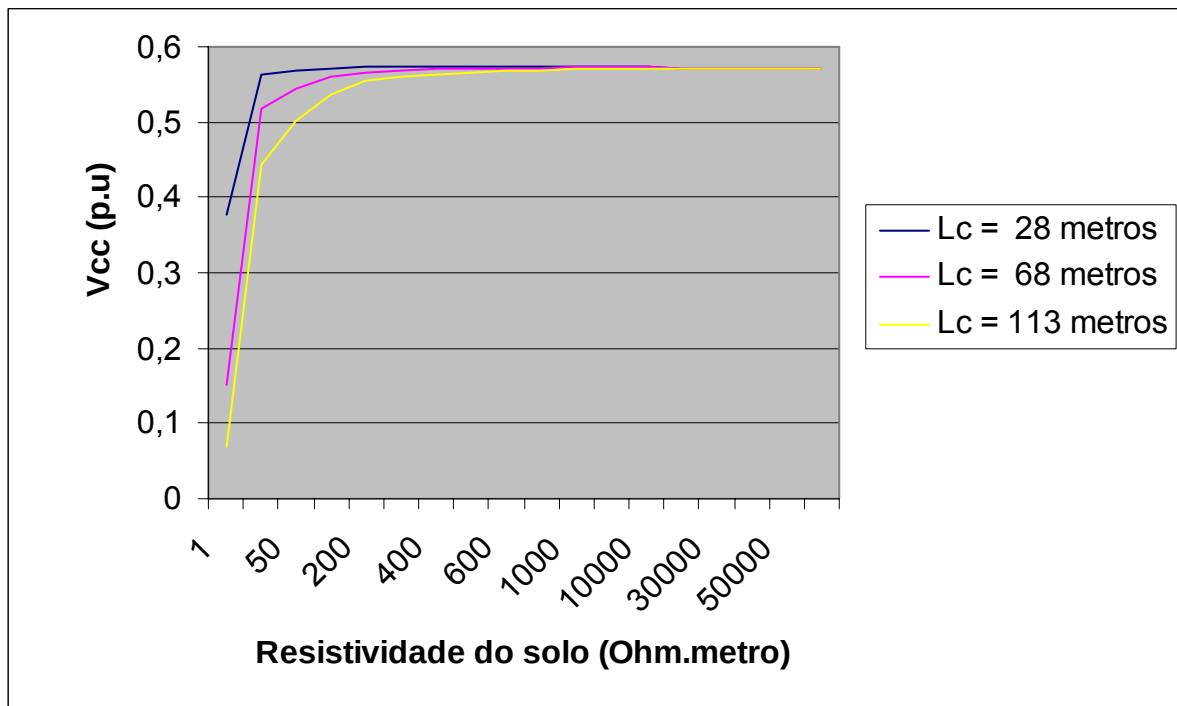


Figura 4.9 – Tensões de curto-circuito fase a terra, na barra 2, do sistema da Figura 4.1, considerando uma falta entre as barras 2 e 3.

Logo, é possível observar, pelos gráficos das Figuras 4.9 e 4.10, e pela Tabela 4.6, que se aumentar a resistividade do solo ou diminuir o comprimento do contato do cabo quebrado com o solo, a tensão de curto-circuito aumenta. Isso ocorre até uma resistividade do solo de aproximadamente 1.000 $\Omega.m.$, sendo que a partir desse valor, algumas tensões de curto-circuito diminuem, estabilizando em torno de 0,5664 p.u. para a barra 2 e 0,5376 p.u. para a barra 45. A diferença entre esses valores é em função da localização dessas barras em relação à fonte desse sistema.

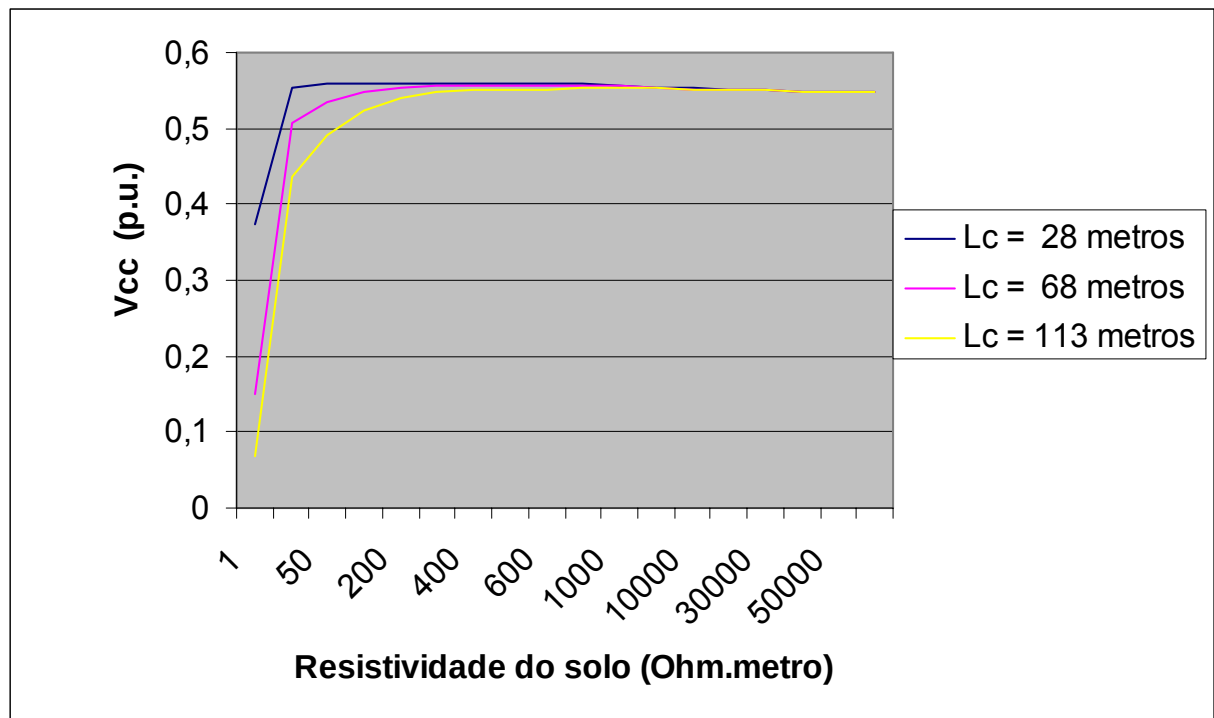


Figura 4.10 – Tensões de curto-circuito fase a terra, na barra 45 do sistema da Figura 4.1, considerando uma falta entre as barras 2 e 3.

4.4 Análises dos valores de tensões e correntes nominais, da rede estabilizada e em curto-circuito, variando a resistividade do solo e o comprimento do contato do cabo energizado caído ao solo.

São feitas análises e comparações dos valores de tensões da fase a do alimentador principal, nas barras 2, 20, 22, 24, 30, 31, 35, 37, 39, 41, 43, 45 e 46. Além disso, foram calculados os valores de correntes nos ramos em que aparecem em destaque (cor vermelha), em relação à região II, na Figura 4.1, para três diferentes situações, sempre considerando os transformadores trabalhando com seus valores nominais de carga, conforme Tabela 4.1. A primeira, com o sistema estando na condição de funcionamento normal; a segunda, no instante exato de uma falta, com a queda ao solo do cabo da fase a ; a terceira, supondo que após esta falta, as proteções convencionais não atuam, a rede se estabiliza e o cabo permanece energizado em contato com o solo, sendo que é desprezado algum valor de corrente de fuga para o solo. Essa suposição é feita pelo histórico dessas ocorrências, em que realmente as proteções convencionais normalmente não atuam, após a maioria dessas faltas.

As correntes nominais, tensões nominais, correntes de curto-circuito fase terra e tensões de curto-circuito foram calculadas utilizando-se as equações [A.2], [A.6], [3.87] e [4.5], respectivamente. As equações utilizadas para os cálculos das correntes e tensões na condição pós falta, com a rede estabilizada, considerando uma não atuação das proteções, foram as mesmas usadas para os valores nominais. Neste caso, as cargas da fase a , após o ponto de falta, não estão mais sendo alimentadas e está sendo desprezada alguma fuga de corrente através do cabo para o chão.

Foram feitas três suposições de locais onde essas faltas poderiam ocorrer, todos pertencentes à região II. No vão imediatamente após a barra 20 (no trecho entre as barras 20 e 22), no vão imediatamente após a barra 31 (no trecho entre as barras 31 e 35) e no vão imediatamente após a barra 45 (no trecho entre as barras 45 e 46). Essas barras foram escolhidas, para que se possa analisar a influência das variações da resistividade do solo e do comprimento do contato do cabo rompido com o solo, nos valores das tensões e correntes em barras próximas da fonte, num ponto intermediário e no final do alimentador.

4.4.1 Comparações entre valores de tensões e correntes, nominais, estabilizadas e de curto-circuito fase terra, com falta da fase a no vão imediatamente após a barra 20 (no trecho entre as barras 20 e 22).

Supondo que a falta ocorra no vão imediatamente após a barra 20 (no trecho entre as barras 20 e 22), com a queda do cabo da fase a energizado ao solo, foram calculados os valores das tensões e correntes nominais, de curto-circuito fase terra e com a rede estabilizada. Estes valores são mostrados nas Tabelas 4.7 e 4.8.

Tabela 4.7 – Tensões nominais, de curto-circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase *a* entre as barras 20 e 22.

Lc[m]	Barra	RESISTIVIDADE DO SOLO ($\Omega.m$)											
		1			10			500			30000		
		Vnom (p.u.)	Vcc (p.u.)	Vestab (p.u.)	Vnom (p.u.)	Vcc (p.u.)	Vestab (p.u.)	Vnom (p.u.)	Vcc (p.u.)	Vestab (p.u.)	Vnom (p.u.)	Vcc (p.u.)	Vestab (p.u.)
28	2	0,99374	0,37687	0,99685	0,99166	0,54583	0,99524	0,98774	0,57231	0,99232	0,98309	0,57098	0,98898
	20	0,99104	0,37643	0,9957	0,98751	0,54467	0,99312	0,98089	0,57008	0,98844	0,97302	0,56759	0,98311
68	2	0,99374	0,15052	0,99685	0,99166	0,44808	0,99524	0,98774	0,5697	0,99232	0,98309	0,57093	0,98898
	20	0,99104	0,15035	0,9957	0,98751	0,44713	0,99312	0,98089	0,56747	0,98844	0,97302	0,56754	0,98311
113	2	0,99374	0,06845	0,99685	0,99166	0,33008	0,99524	0,98774	0,56455	0,99232	0,98309	0,57085	0,98898
	20	0,99104	0,06837	0,9957	0,98751	0,32938	0,99312	0,98089	0,56235	0,98844	0,97302	0,56746	0,98311

* Vnom é a tensão nominal, em p.u.

* Vestab é a tensão com a rede estabilizada, em p.u.

* Vcc é a tensão de curto-circuito fase terra, em p.u.

Como as tensões estabilizadas foram calculadas considerando a rede em funcionamento normal, apenas desprezando-se as perdas que pudessem existir para o solo e que estariam sem alimentação as cargas através da fase *a*, após a falta, os seus resultados seguem a mesma tendência das tensões nominais. Logo, também diminuem com o aumento da resistividade do solo. Seus valores se apresentam maiores que as tensões nominais, numa proporção que depende da quantidade de carga que deixou de ser alimentada. Isso se deve ao fato de que o sistema estaria alimentando uma menor quantidade de carga e, conseqüentemente, estaria submetido a uma menor queda de tensão.

Para as tensões de curto-circuito fase terra, observou-se que, para valores menores de resistividade do solo e maiores do comprimento do contato com o solo do cabo rompido, essas tensões assumem valores de menor intensidade. A partir de determinados valores de resistividade do solo, existe uma tendência para que os valores das tensões de curto-circuito fase terra se estabilizem, seja para qualquer valor de comprimento do contato com o solo do cabo rompido.

As tensões nominais, estabilizadas e de curto-circuito fase terra são mostradas nas Figuras 4.11, 4.12 e 4.13 a seguir:

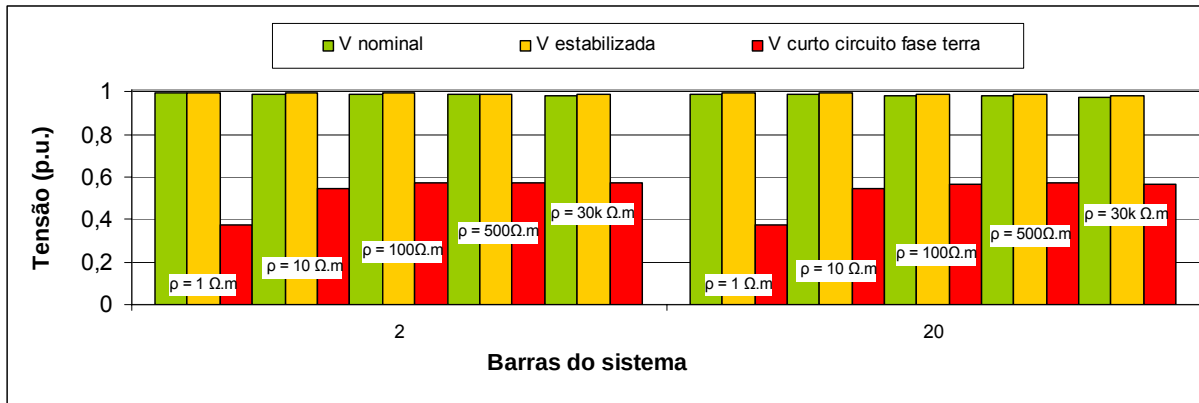


Figura 4.11 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito para um $L_c = 28$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1.

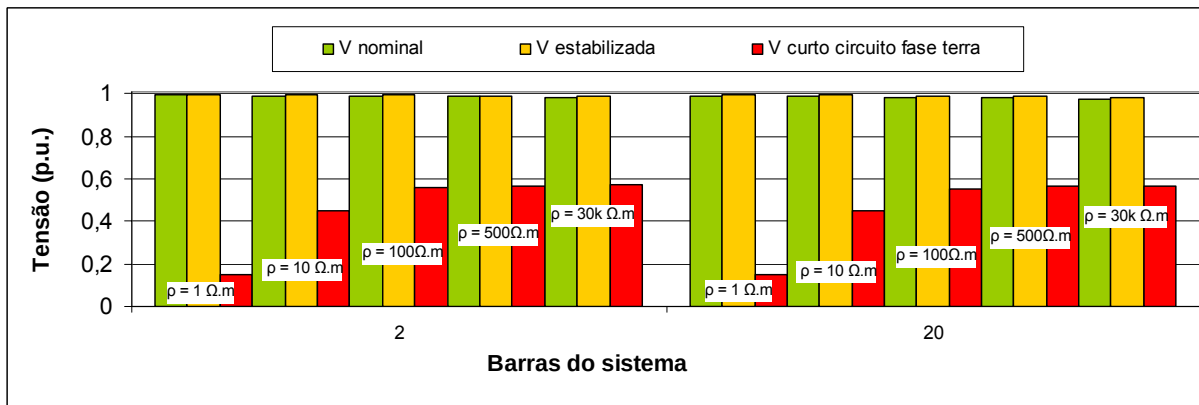


Figura 4.12 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito para um $L_c = 68$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1.

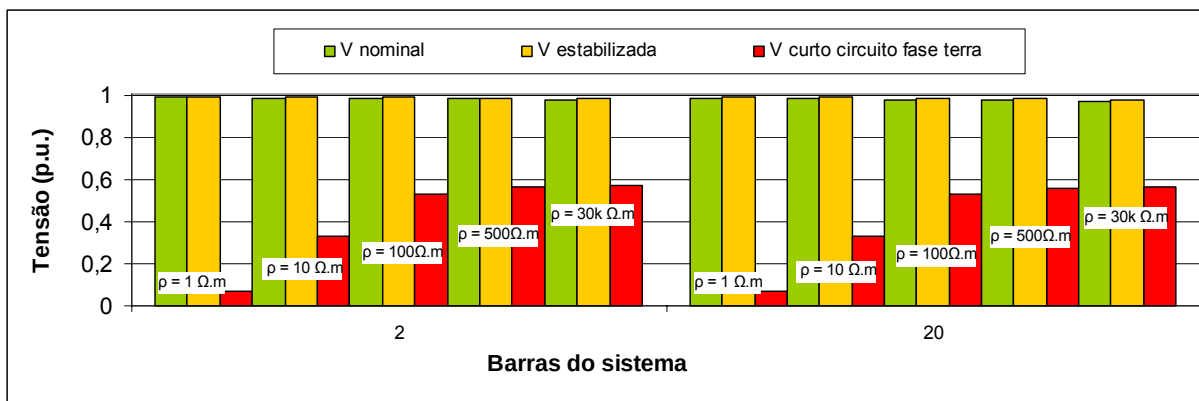


Figura 4.13 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito para um $L_c = 113$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1.

Pela Tabela 4.7, é importante notar que, se for analisado para a barra 2, com a resistividade do solo aumentando em dez vezes seu valor, variando de 1 para 10 $\Omega.m$, com um $L_c = 28$ m, obteve-se aumento para a tensão de curto-circuito de 44,8%. Para um $L_c = 68$ m, o aumento para a tensão de curto-circuito foi de 197,6%. E para um $L_c = 113$ m, o aumento para a tensão de curto-circuito foi de 382,2%. Já para a resistividade do solo aumentando em cinquenta vezes seu valor, variando de 10 para 500 $\Omega.m$, com $L_c = 28$ m, obteve-se um aumento para a tensão de curto-circuito de 4,85%. Para um $L_c = 68$ m, o aumento para a tensão de curto-circuito foi de 27,1%. E para um $L_c = 113$ m, o aumento para a tensão de curto-circuito foi de 71%. Para esse caso, pode-se chegar as seguintes conclusões:

- 1) As variações nos valores de resistividades são mais significativas para os valores das tensões de curto-circuito fase terra quando envolvem baixos valores, entre 1 e 100 $\Omega.m$;
- 2) Da mesma forma, as variações nos valores do comprimento do contato com o solo do cabo rompido são mais significativas para os valores das tensões de curto-circuito fase terra quando envolvem baixos valores, entre 1 e 100 $\Omega.m$;

A diferença entre as tensões nominais e estabilizadas mostradas nas Figuras 4.11, 4.12 e 4.13 é melhor compreendida pela Figura 4.14.

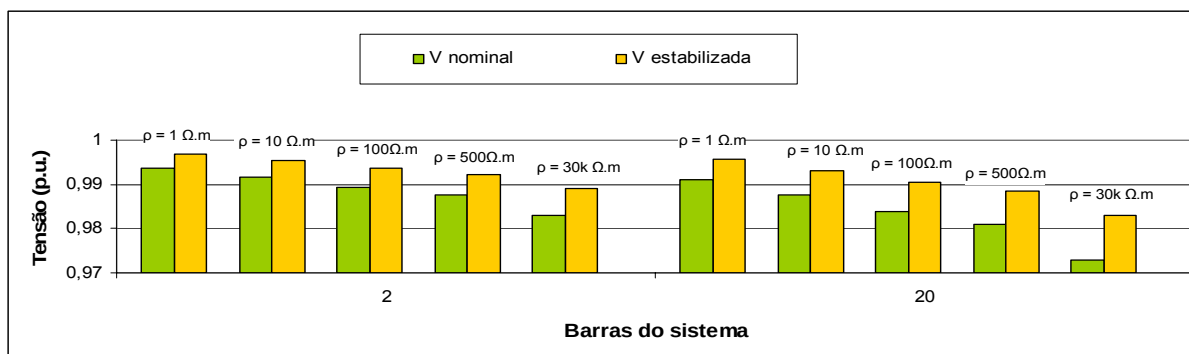


Figura 4.14 – Tensões nominais e estabilizadas, variando com a resistividade do solo.

Para as correntes nominais, conforme já foi analisado, seus valores aumentam com o aumento da resistividade do solo, pois está sendo trabalhado considerando um sistema de cargas constantes. Como as correntes estabilizadas foram calculadas considerando a rede em funcionamento normal, apenas desprezando-se as perdas que pudessem existir para o solo e que estariam sem alimentação as cargas através da fase α , após a falta, os seus resultados

seguem a mesma tendência das correntes nominais. Logo, também aumentam com o aumento da resistividade do solo. Os valores das correntes estabilizadas se apresentam menores que os das correntes nominais, em uma proporção que depende da quantidade de carga que deixou de ser alimentada. Observa-se a partir da Tabela 4.8, que é considerável a diferença entre as correntes nominais e estabilizadas. Foi simulada uma falta em um ramo próximo ao início do alimentador e, conseqüentemente, uma quantidade de carga significativa ficou sem alimentação através desta fase.

Tabela 4.8 – Correntes nominais, de curto-circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase α entre as barras 20 e 22.

Lc[m]	Ramo	RESISTIVIDADE [$\Omega.m$]											
		100			500			1000			5000		
		Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)
28	2 a 20	20,2524	788,466	1,09801	20,3867	159,459	1,10026	20,4462	80,5909	1,10125	20,5898	17,5291	1,10362
	20 a 22	19,1471	786,694	0	19,2783	157,687	0	19,3365	78,8156	0	19,4769	15,7367	0
68	2 a 20	20,2524	1698,19	1,09801	20,3867	347,985	1,10026	20,4462	175,215	1,10125	20,5898	36,4789	1,10362
	20 a 22	19,1471	1696,38	0	19,2783	346,206	0	19,3365	173,438	0	19,4769	34,6929	0
113	2 a 20	20,2524	2565,82	1,09801	20,3867	543,446	1,10026	20,4462	274,362	1,10125	20,5898	56,5081	1,10362
	20 a 22	19,1471	2563,93	0	19,2783	541,651	0	19,3365	272,577	0	19,4769	54,723	0

* Inom é a corrente nominal, em p.u.

* Iestab é a corrente com a rede estabilizada, em p.u.

* Icc é a corrente de curto-circuito, em p.u

* Os valores mostrados em vermelho, são da barra 20 para o solo.

Observe que os valores das correntes de curto-circuito fase terra aumentam, à medida que se aumenta o comprimento do contato com o solo do cabo rompido, ou se diminui o valor da resistividade do solo. Neste contexto, pode-se afirmar que uma situação ideal para que as correntes de curto-circuito fase terra assumam altos valores, capazes de fazer atuar as proteções convencionais, seria uma baixa resistividade do solo e um comprimento considerável do contato com o solo do cabo rompido, e, ainda, que essa corrente seja sustentável, pelo tempo necessário para atuação dessas proteções. Nem sempre é possível a combinação desses fatores, motivo pelo qual as faltas de alta impedância muitas das vezes não provocam a atuação das proteções, ficando o cabo energizado em contato com o solo. Nas figuras a seguir, são mostradas correntes de curto-circuito fase terra, para diferentes resistividades do solo.

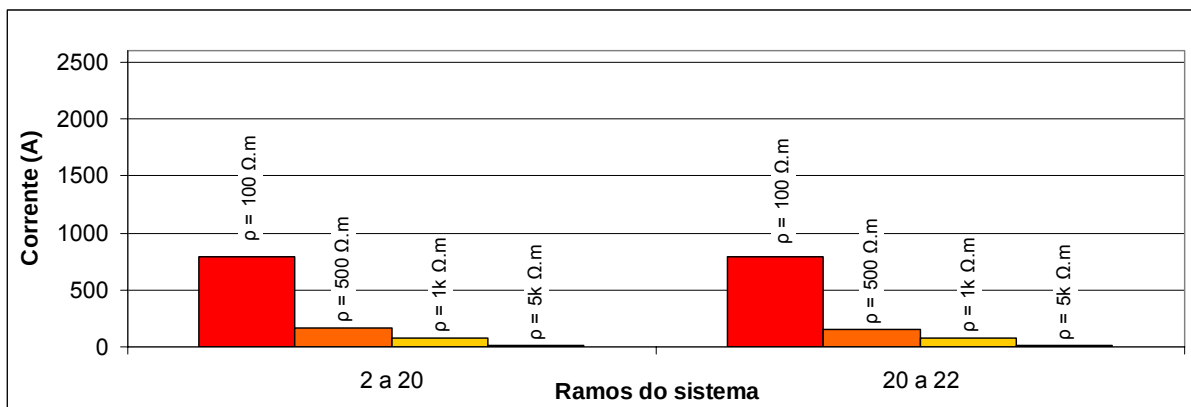


Figura 4.15 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 28$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1.

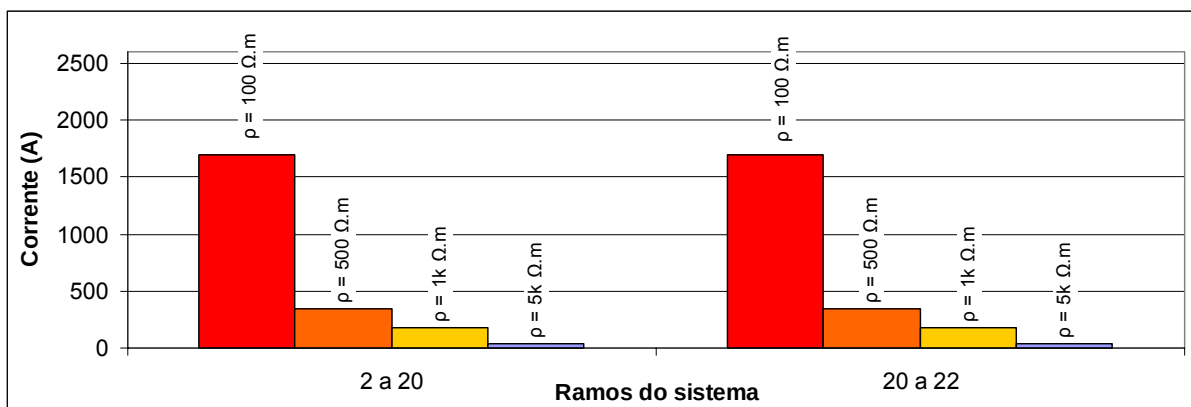


Figura 4.16 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 68$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1.

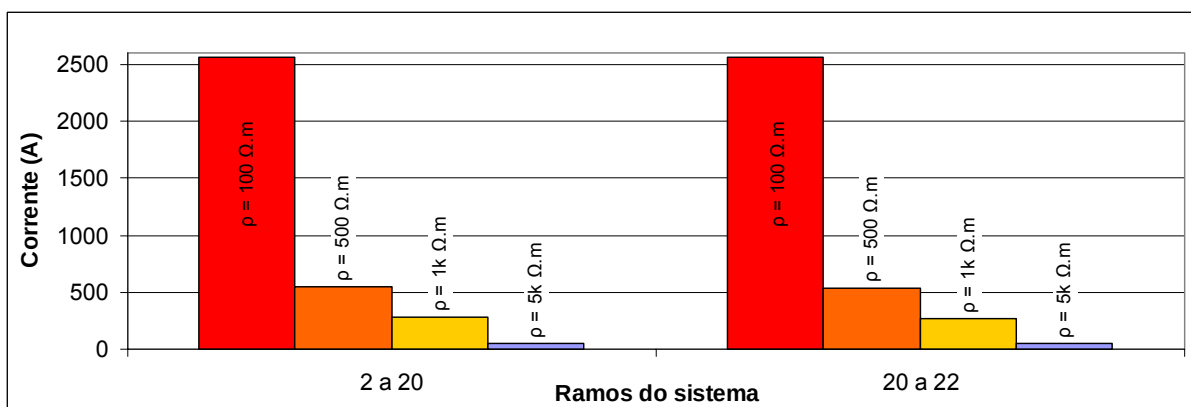


Figura 4.17 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 113$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 20 e 22, da Figura 4.1.

4.4.2 Comparações entre valores de tensões e correntes, nominais, estabilizadas e de curto-circuito fase terra, com falta da fase a no vão imediatamente após a barra 31 (no trecho entre as barras 31 e 35).

Supondo agora que a falta ocorra no vão imediatamente após a barra 31 (no trecho entre as barras 31 e 35), com a queda do cabo da fase a energizado ao solo, foram calculados os valores das tensões e correntes nominais, de curto-circuito fase terra e com a rede estabilizada, sendo que seus resultados estão sendo mostrados nas Tabelas 4.9 e 4.10 a seguir.

Tabela 4.9 – Tensões nominais, de curto-circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 31 e 35.

Lc [m]	Barra	RESISTIVIDADE DO SOLO ($\Omega.m$)											
		1			10			500			30000		
		Vnom (p.u.)	Vcc (p.u.)	Vestab (p.u.)	Vnom (p.u.)	Vcc (p.u.)	Vestab (p.u.)	Vnom (p.u.)	Vcc (p.u.)	Vestab (p.u.)	Vnom (p.u.)	Vcc (p.u.)	Vestab (p.u.)
28	2	0,99374	0,37609	0,99480	0,99166	0,54453	0,99288	0,98774	0,57057	0,9893	0,98309	0,56875	0,98513
	20	0,99104	0,37527	0,99263	0,98751	0,54264	0,98942	0,98089	0,56721	0,98347	0,97302	0,56378	0,97652
	22	0,98825	0,37445	0,99045	0,98336	0,54078	0,98604	0,97421	0,56399	0,97789	0,96339	0,55911	0,96842
	24	0,98682	0,37398	0,98920	0,98064	0,53947	0,98365	0,96913	0,56144	0,97346	0,95558	0,55521	0,96167
	30	0,98463	0,37337	0,98759	0,97735	0,53808	0,98112	0,96387	0,55902	0,96928	0,94808	0,55172	0,95563
	31	0,98354	0,37313	0,98696	0,97564	0,53749	0,98004	0,96106	0,55794	0,96741	0,94404	0,55014	0,95289
68	2	0,99374	0,15021	0,9948	0,99166	0,44702	0,99288	0,98774	0,56797	0,9893	0,98309	0,56871	0,98513
	20	0,99104	0,14988	0,99263	0,98751	0,44546	0,98942	0,98089	0,56462	0,98347	0,97302	0,56374	0,97652
	22	0,98825	0,14955	0,99045	0,98336	0,44394	0,98604	0,97421	0,56142	0,97789	0,96339	0,55906	0,96842
	24	0,98682	0,14936	0,98920	0,98064	0,44286	0,98365	0,96913	0,55887	0,97346	0,95558	0,55517	0,96167
	30	0,98463	0,14912	0,98759	0,97735	0,44172	0,98112	0,96387	0,55647	0,96928	0,94808	0,55168	0,95563
	31	0,98354	0,14903	0,98696	0,97564	0,44124	0,98004	0,96106	0,5554	0,96741	0,94404	0,55010	0,95289
113	2	0,99374	0,06831	0,99480	0,99166	0,32929	0,99288	0,98774	0,56283	0,9893	0,98309	0,56862	0,98513
	20	0,99104	0,06816	0,99263	0,98751	0,32815	0,98942	0,98089	0,55952	0,98347	0,97302	0,56365	0,97652
	22	0,98825	0,06801	0,99045	0,98336	0,32703	0,98604	0,97421	0,55634	0,97789	0,96339	0,55898	0,96842
	24	0,98682	0,06792	0,98920	0,98064	0,32623	0,98365	0,96913	0,55382	0,97346	0,95558	0,55508	0,96167
	30	0,98463	0,06781	0,98759	0,97735	0,32539	0,98112	0,96387	0,55144	0,96928	0,94808	0,55160	0,95563
	31	0,98354	0,06777	0,98696	0,97564	0,32504	0,98004	0,96106	0,55038	0,96741	0,94404	0,55002	0,95289

Para uma falta em um ponto mais distante da fonte, as diferenças entre as tensões estabilizadas em relação às nominais são menos acentuadas, pela diminuição das cargas alimentadas através da fase a . Da mesma forma, as tensões de curto-circuito fase terra diminuem para faltas mais distantes da fonte em função de uma menor queda de tensão na rede, pela diminuição das cargas atendidas pela fase onde ocorreu a falta.

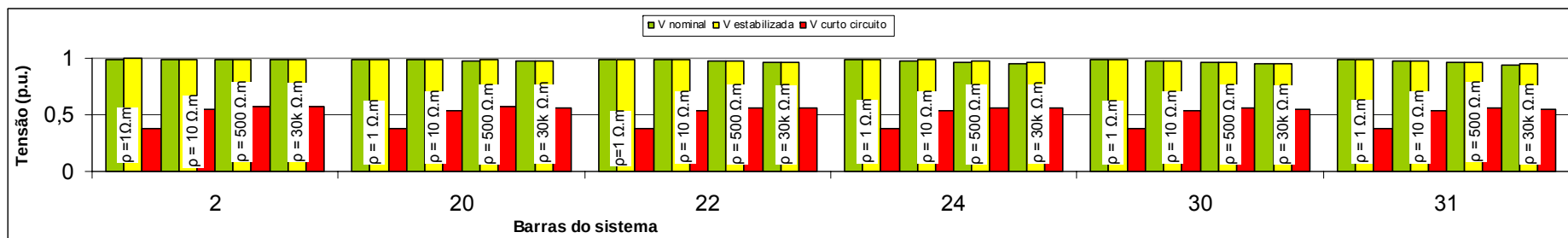


Figura 4.18 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito fase terra, com $L_c = 28$ metros, para uma falta as Barras 31 e 35, da Figura 4.1.

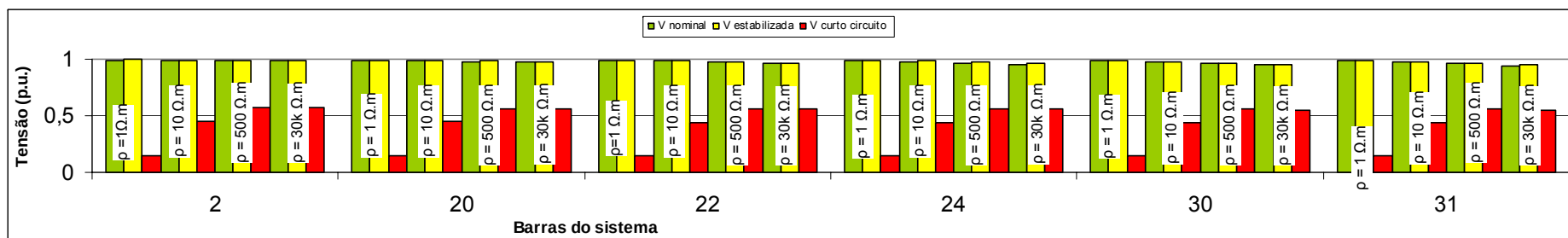


Figura 4.19 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito fase terra, com $L_c = 68$ metros, para uma falta as Barras 31 e 35, da Figura 4.1.

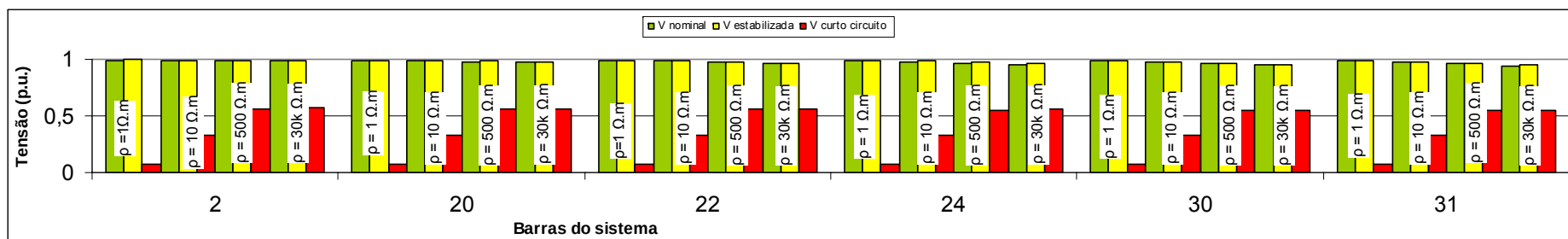


Figura 4.20 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito fase terra, com $L_c = 113$ metros, para uma falta as Barras 31 e 35, da Figura 4.1.

As correntes na condição da rede estabilizada, após a falta, agora apresentam valores maiores que os apresentados na Tabela 4.8. A falta aqui considerada é entre as barras 31 e 35, e, portanto, provoca uma menor perda de carga através da fase a . Pela Tabela 4.10 a seguir, observa-se agora que é menor a diferença entre as correntes nominais e estabilizadas. Foi simulada uma falta em um ramo intermediário, mais distante da fonte, e, conseqüentemente, uma menor quantidade de carga ficou sem alimentação através dessa fase.

Tabela 4.10 – Correntes nominais, de curto-circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 31 e 35.

Lc[m]	Ramo	RESISTIVIDADE DO SOLO ($\Omega.m$)											
		100			500			5000			30000		
		Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)
28	2 a 20	20,2524	795,079	13,7806	20,3867	177,031	13,855	20,5898	38,9717	13,9669	20,7612	26,7695	14,0593
	20 a 22	19,1471	793,281	12,6779	19,2783	175,206	12,7495	19,4769	37,0661	12,8572	19,6445	24,8411	12,9463
	22 a 24	18,4061	792,078	11,9393	18,5344	173,984	12,0083	18,7285	35,7879	12,1122	18,8924	23,5452	12,1981
	24 a 30	15,4253	787,241	8,9699	15,5376	169,075	9,02484	15,7075	30,6455	9,10757	15,8511	18,3139	9,176
	30 a 31	8,6594	776,291	2,23707	8,72365	157,991	2,24988	8,82091	19,0698	2,26919	8,9031	6,41164	2,28517
	31 a 35	6,40966	772,658	0	6,45889	154,331	0	6,53342	15,3201	0	6,59641	2,53621	0
68	2 a 20	20,2524	1689,02	13,7806	20,3867	361,54	13,855	20,5898	57,163	13,9669	20,7612	29,7079	14,0593
	20 a 22	19,1471	1687,19	12,6779	19,2783	359,721	12,7495	19,4769	55,2782	12,8572	19,6445	27,7822	12,9463
	22 a 24	18,4061	1685,96	11,9393	18,5344	358,503	12,0083	18,7285	54,0146	12,1122	18,8924	26,4883	12,1981
	24 a 30	15,4253	1681,02	8,9699	15,5376	353,604	9,02484	15,7075	48,9344	9,10757	15,8511	21,2676	9,176
	30 a 31	8,6594	1669,83	2,23707	8,72365	342,511	2,24988	8,82091	37,5037	2,26919	8,9031	9,42776	2,28517
	31 a 35	6,40966	1666,11	0	6,45889	338,838	0	6,53342	33,7746	0	6,59641	5,59344	0
113	2 a 20	20,2524	2542,1	13,7806	20,3867	552,998	13,855	20,5898	76,5375	13,9669	20,7612	32,844	14,0593
	20 a 22	19,1471	2540,19	12,6779	19,2783	551,168	12,7495	19,4769	74,6659	12,8572	19,6445	30,9218	12,9463
	22 a 24	18,4061	2538,91	11,9393	18,5344	549,941	12,0083	18,7285	73,4113	12,1122	18,8924	29,6306	12,1981
	24 a 30	15,4253	2533,75	8,9699	15,5376	545,008	9,02484	15,7075	68,3667	9,10757	15,8511	24,4234	9,176
	30 a 31	8,6594	2522,06	2,23707	8,72365	533,829	2,24988	8,82091	56,9991	2,26919	8,9031	12,6423	2,28517
	31 a 35	6,40966	2518,18	0	6,45889	530,124	0	6,53342	53,2745	0	6,59641	8,82956	0

* Os valores mostrados em vermelho, são da barra 31 para o solo.

Evidentemente que o comportamento é o mesmo entre os valores das correntes de curto-circuito fase terra, que aumentam, à medida que se aumenta o comprimento do contato com o solo do cabo rompido, ou se diminui o valor da resistividade do solo. Observa-se que a influência da utilização de um maior comprimento do contato com o solo do cabo rompido é mais significativa quando se trabalha com menores valores de resistividade do solo.

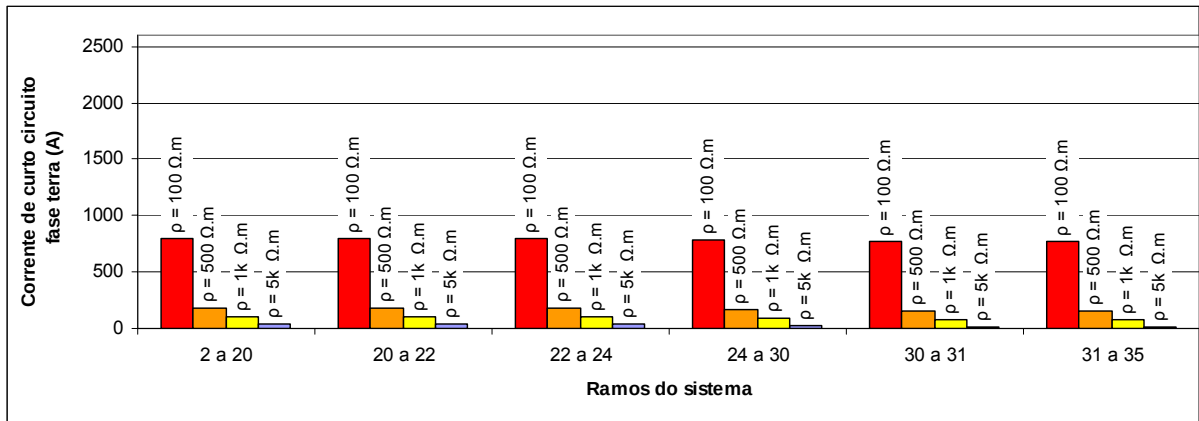


Figura 4.21 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 28$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 31 e 35, da Figura 4.1

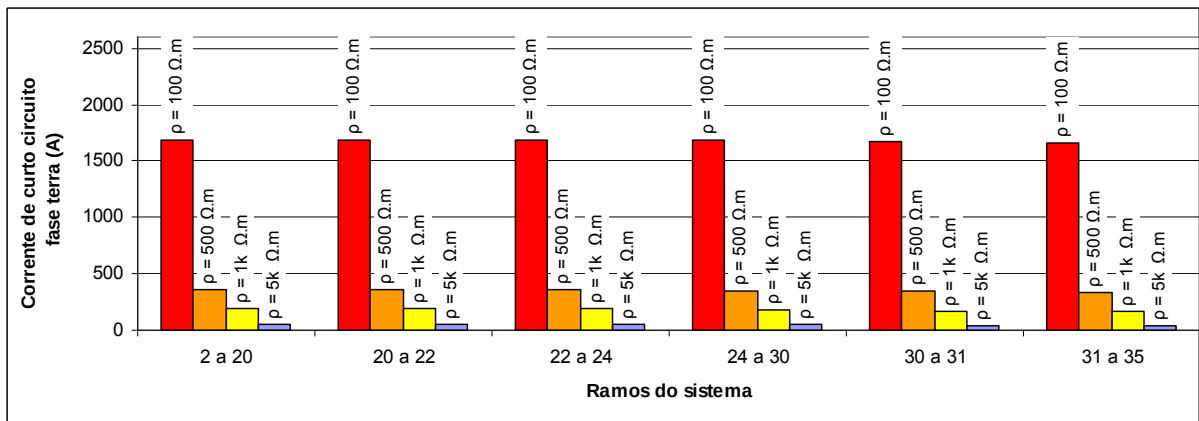


Figura 4.22 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 68$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 31 e 35, da Figura 4.1

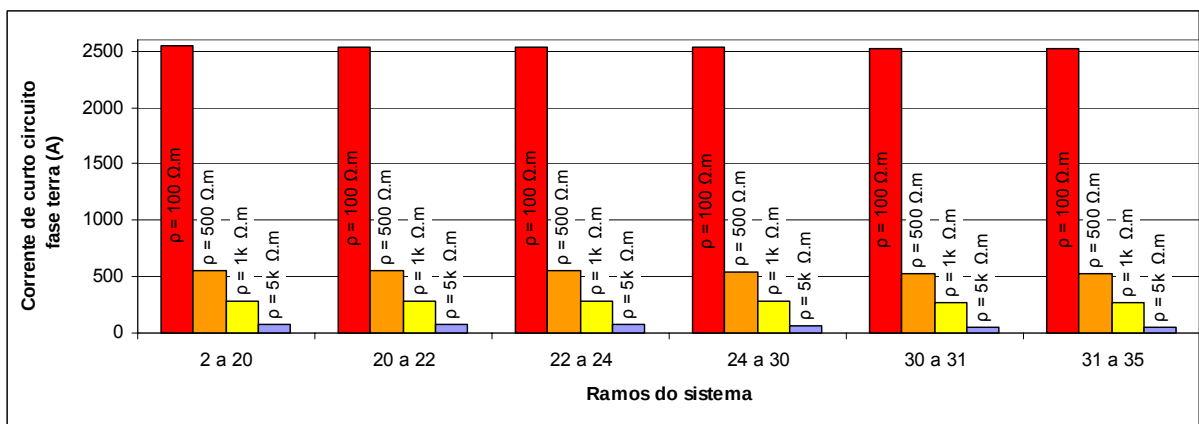


Figura 4.23 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 113$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 31 e 35, da Figura 4.1

4.4.3 Comparações entre valores de tensões e correntes, nominais, estabilizadas e de curto-circuito fase terra, com falta da fase a no vão imediatamente após a barra 45 (no trecho entre as barras 45 e 46).

Para analisar a influência de uma falta fase terra nos valores de tensão e corrente no alimentador, em três locais diferentes, foi feita também a simulação da falta ocorrendo no vão imediatamente após a barra 45 (no trecho entre as barras 45 e 46), com a queda do cabo da fase a energizado ao solo. Os valores das tensões e correntes nominais, de curto-circuito fase terra e com a rede estabilizada estão sendo mostrados nas Tabelas 4.11 e 4.12 a seguir.

Tabela 4.11 – Tensões nominais, de curto-circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 45 e 46.

Lc[m]	Barra	RESISTIVIDADE DO SOLO ($\Omega.m$)											
		1			10			500			30000		
		Vnom	Vcc	Vestab	Vnom	Vcc	Vestab	Vnom	Vcc	Vestab	Vnom	Vcc	Vestab
28	2	0,99374	0,37574	0,99387	0,99166	0,54394	0,99180	0,98774	0,56978	0,98793	0,98309	0,56772	0,98333
	22	0,98825	0,37372	0,98851	0,98336	0,53949	0,98368	0,97421	0,56212	0,97465	0,96339	0,55655	0,96399
	30	0,98463	0,37238	0,98499	0,97735	0,53627	0,97780	0,96387	0,55628	0,96452	0,94808	0,54789	0,94899
	35	0,98162	0,37134	0,98222	0,97326	0,53418	0,97400	0,95786	0,55302	0,95886	0,93990	0,54343	0,94126
	41	0,98005	0,3708	0,98079	0,97068	0,53287	0,97161	0,95348	0,55066	0,95478	0,93354	0,54000	0,93532
	45	0,97914	0,37054	0,9801	0,96942	0,53232	0,97061	0,9516	0,54977	0,95324	0,93098	0,53876	0,93317
68	2	0,99374	0,15007	0,99387	0,99166	0,44653	0,99180	0,98774	0,56718	0,98793	0,98309	0,56767	0,98333
	22	0,98825	0,14926	0,98851	0,98336	0,44287	0,98368	0,97421	0,55956	0,97465	0,96339	0,55651	0,96399
	30	0,98463	0,14873	0,98499	0,97735	0,44023	0,97780	0,96387	0,55374	0,96452	0,94808	0,54785	0,94899
	35	0,98162	0,14831	0,98222	0,97326	0,43852	0,97400	0,95786	0,55049	0,95886	0,93990	0,54339	0,94126
	41	0,98005	0,14809	0,98079	0,97068	0,43744	0,97161	0,95348	0,54815	0,95478	0,93354	0,53996	0,93532
	45	0,97914	0,14799	0,9801	0,96942	0,43699	0,97061	0,9516	0,54726	0,95324	0,93098	0,53872	0,93317
113	2	0,99374	0,06825	0,99387	0,99166	0,32894	0,99180	0,98774	0,56205	0,98793	0,98309	0,56759	0,98333
	22	0,98825	0,06788	0,98851	0,98336	0,32624	0,98368	0,97421	0,5545	0,97465	0,96339	0,55642	0,96399
	30	0,98463	0,06764	0,98499	0,97735	0,3243	0,97780	0,96387	0,54873	0,96452	0,94808	0,54777	0,94899
	35	0,98162	0,06745	0,98222	0,97326	0,32303	0,97400	0,95786	0,54552	0,95886	0,93990	0,54330	0,94126
	41	0,98005	0,06735	0,98079	0,97068	0,32224	0,97161	0,95348	0,5432	0,95478	0,93354	0,53987	0,93532
	45	0,97914	0,0673	0,9801	0,96942	0,32191	0,97061	0,9516	0,54232	0,95324	0,93098	0,53863	0,93317

Agora, analisando uma falta que ocorreu próximo ao final do alimentador, entre as barras 45 e 46 da Figura 4.1, observa-se, pela pouca carga que deixou de ser alimentada através da fase a , que as diferenças entre as tensões estabilizadas e nominais são ainda menores, em função do local onde está sendo simulada a falta ser mais distante da fonte. O comportamento das tensões de curto-circuito são os mesmos citados para o caso anterior.

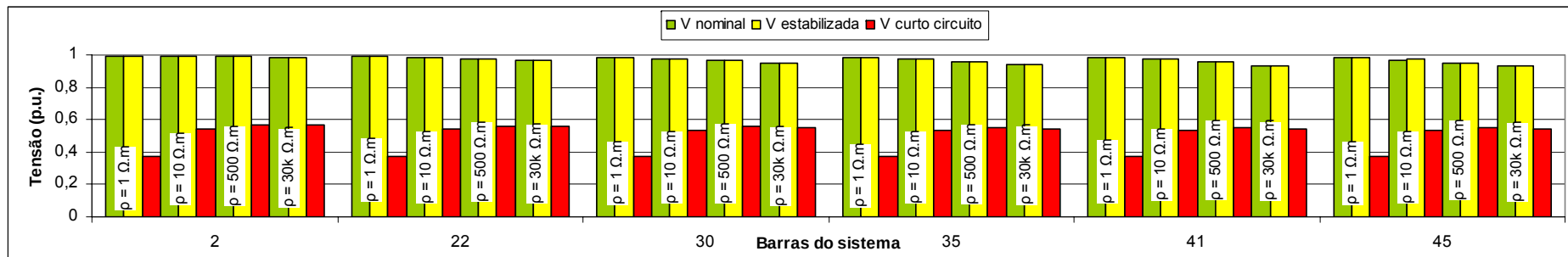


Figura 4.24 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito fase terra, com $L_c = 28$ metros, para uma falta as Barras 45 e 46, da Figura 4.1.

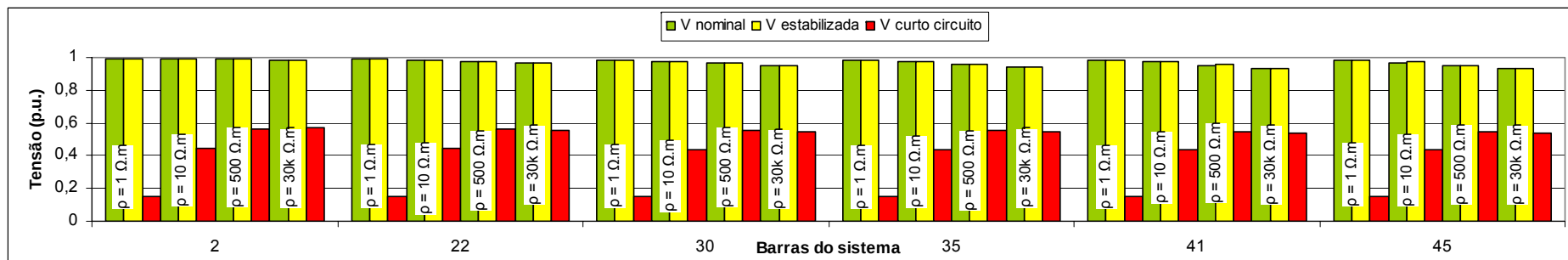


Figura 4.25 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito fase terra, com $L_c = 68$ metros, para uma falta as Barras 45 e 46, da Figura 4.1.

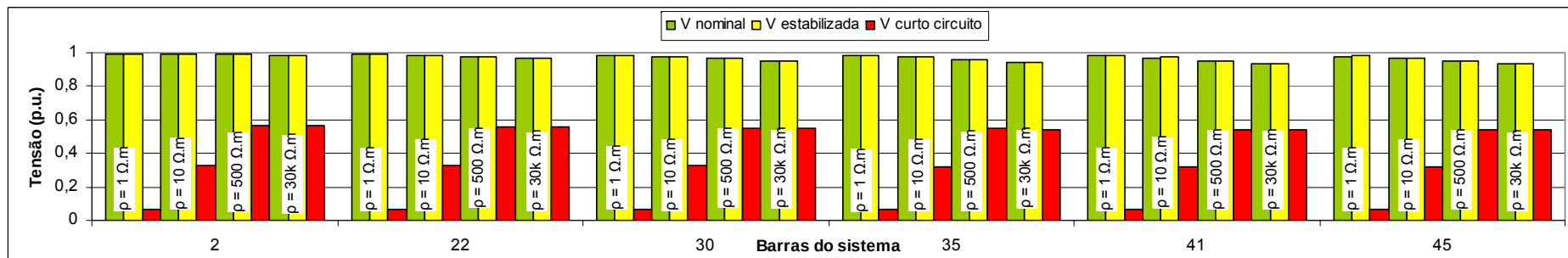


Figura 4.26 – Tensões nominais, estabilizada e de curto-circuito fase terra, com $L_c = 113$ metros, para uma falta as Barras 45 e 46, da Figura 4.1.

As correntes na condição da rede estabilizada, após a falta, apresentam valores maiores que os apresentados para uma falta que ocorreu em uma barra mais próxima da fonte. Quanto menos for perdido de carga, pela queda do cabo de uma fase, maior será a corrente na condição estabilizada. A diferença entre as correntes nominais e estabilizadas é mínima, já que apenas a carga da barra 46 deixou de ser atendida.

Tabela 4.12 – Correntes nominais, de curto-circuito e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase *a* entre as barras 45 e 46.

Lc [m]	Ramo	RESISTIVIDADE [$\Omega.m$]											
		100			500			5000			30000		
		Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)	Inom (A)	Icc (A)	Iestab (A)
28	2 a 20	20,2524	794,779	19,4827	20,3867	184,384	19,6086	20,5898	48,791	19,7988	20,7612	36,9497	19,9589
	22 a 24	18,4061	791,76	17,637	18,5344	181,305	17,7569	18,7285	45,5832	17,9382	18,8924	33,7124	18,091
	31 a 35	6,40966	772,193	5,64743	6,45889	161,375	5,6895	6,53342	24,6935	5,75314	6,59641	12,4479	5,80683
	37 a 39	4,90577	769,746	4,14495	4,94436	158,894	4,1766	5,00276	22,1025	4,22448	5,05214	9,78329	4,26487
	41 a 43	3,02118	766,682	2,26245	3,04539	155,791	2,28008	3,08202	18,8743	2,30673	3,11299	6,44563	2,32921
	45 a 46	0,75558	763,001	0	0,76165	152,071	0	0,77085	15,0454	0	0,77862	2,48373	0
68	2 a 20	20,2524	1677,75	19,4827	20,3867	366,154	19,6086	20,5898	66,5896	19,7988	20,7612	39,8327	19,9589
	22 a 24	18,4061	1674,67	17,637	18,5344	363,09	17,7569	18,7285	63,4069	17,9382	18,8924	36,5974	18,091
	31 a 35	6,40966	1654,69	5,64743	6,45889	343,203	5,6895	6,53342	42,7336	5,75314	6,59641	15,3691	5,80683
	37 a 39	4,90577	1652,19	4,14495	4,94436	340,72	4,1766	5,00276	40,1731	4,22448	5,05214	12,717	4,26487
	41 a 43	3,02118	1649,05	2,26245	3,04539	337,61	2,28008	3,08202	36,9783	2,30673	3,11299	9,40281	2,32921
	45 a 46	0,75558	1645,29	0	0,76165	333,875	0	0,77085	33,169	0	0,77862	5,4777	0
113	2 a 20	20,2524	2520,6	19,4827	20,3867	554,869	19,6086	20,5898	85,5662	19,7988	20,7612	42,9038	19,9589
	22 a 24	18,4061	2517,38	17,637	18,5344	551,788	17,7569	18,7285	82,4021	17,9382	18,8924	39,6715	18,091
	31 a 35	6,40966	2496,52	5,64743	6,45889	531,766	5,6895	6,53342	61,8556	5,75314	6,59641	18,4876	5,80683
	37 a 39	4,90577	2493,91	4,14495	4,94436	529,263	4,1766	5,00276	59,3075	4,22448	5,05214	15,8477	4,26487
	41 a 43	3,02118	2490,64	2,26245	3,04539	526,126	2,28008	3,08202	56,1244	2,30673	3,11299	12,5525	2,32921
	45 a 46	0,75558	2486,71	0	0,76165	522,359	0	0,77085	52,3191	0	0,77862	8,64685	0

* Os valores mostrados em vermelho, são da barra 45 para o solo.

Agora, considerando que a falta ocorra em um ponto ainda mais distante da fonte, entre as barras 45 e 46, apenas se confirma a expectativa criada na interpretação anterior, em que os valores das correntes de curto-circuito fase terra aumentam, à medida que se aumenta o comprimento do contato com o solo do cabo rompido, ou se diminui o valor da resistividade do solo.

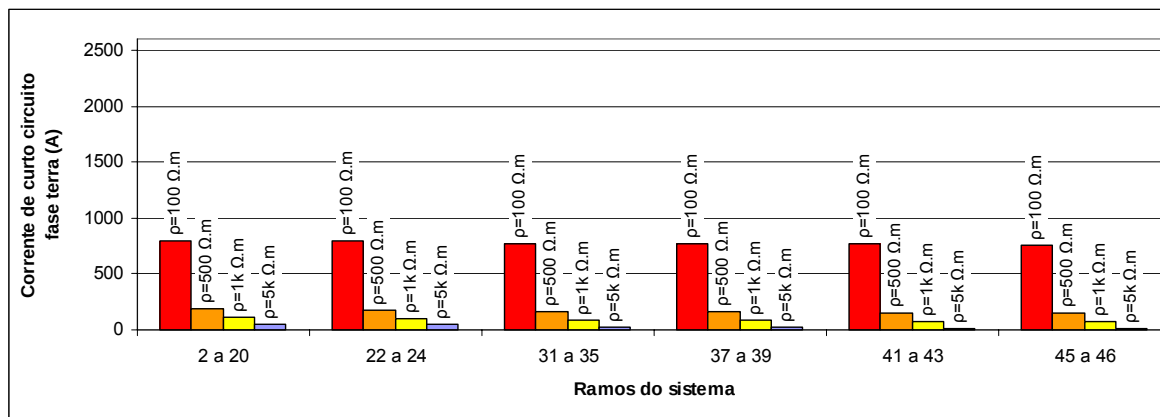


Figura 4.27 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 28$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 45 e 46, da Figura 4.1

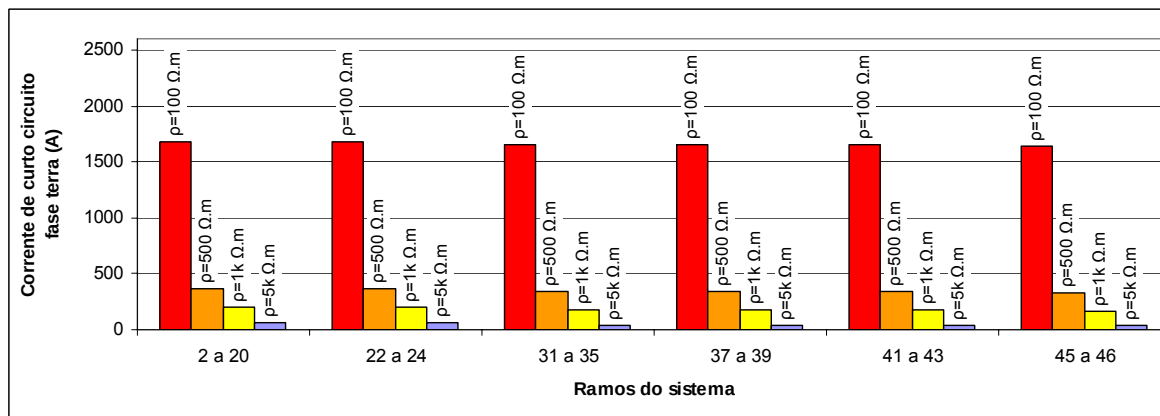


Figura 4.28 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 68$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 45 e 46, da Figura 4.1

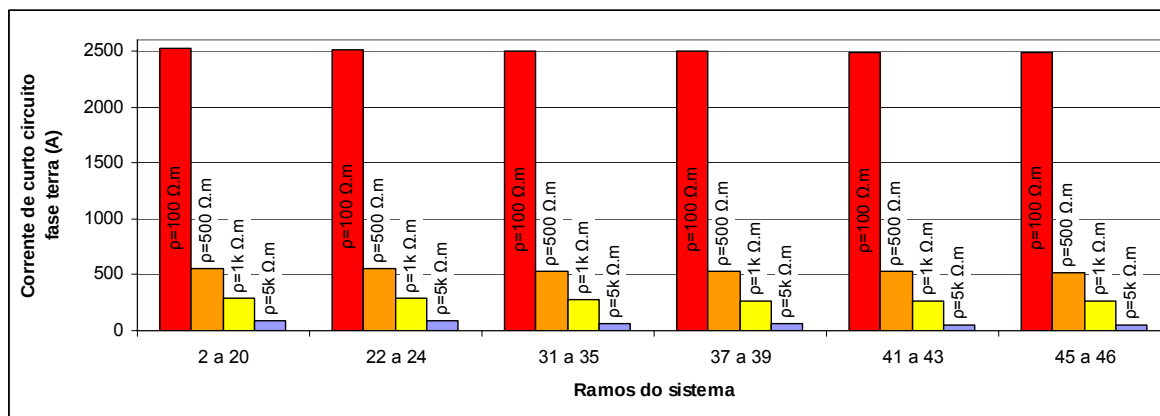


Figura 4.29 – Valores das correntes de curto-circuito para um valor de $L_c = 113$ metros, supondo queda do cabo da fase a , entre as barras 45 e 46, da Figura 4.1

4.4.4 Comparações entre valores de correntes nominais e estabilizadas no ramo entre as barras 2 e 20 do sistema da Figura 4.1, quando da ocorrência de uma falta fase a terra em três locais distintos, variando a resistividade do solo.

Foi feita uma interpretação dos valores encontrados para as correntes com a rede estabilizada, para os casos onde a falta ocorreu nos três pontos analisados e comparados com a corrente nominal, em um ramo próximo da fonte. Conforme já foi mencionado, esses valores das correntes estabilizadas são maiores, à medida que se tenha uma menor perda de carga.

Tabela 4.13 – Comparações entre correntes nominais e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 20 e 22.

Falta entre barras:	Ramo	RESISTIVIDADE [$\Omega.m$]							
		100		500		1000		5000	
		Inom	Iestab	Inom	Iestab	Inom	Iestab	Inom	Iestab
20 e 22	2 a 20	20,2524	1,09801	20,3867	1,10026	20,4462	1,10125	20,5898	1,10362
31 e 35	2 a 20	20,2524	13,7806	20,3867	13,855	20,5898	13,9669	20,7612	14,0593
45 e 46	2 a 20	20,2524	19,4827	20,3867	19,6086	20,4462	19,6643	20,5898	19,7988

A variação da resistividade do solo teve pouca influência, já que as correntes nominais e da rede estabilizada variam com a variação da tensão, e está sendo considerando o sistema com cargas constantes. Observa-se pela Tabela 4.13 e Figura 4.30, a diferença entre esses valores.

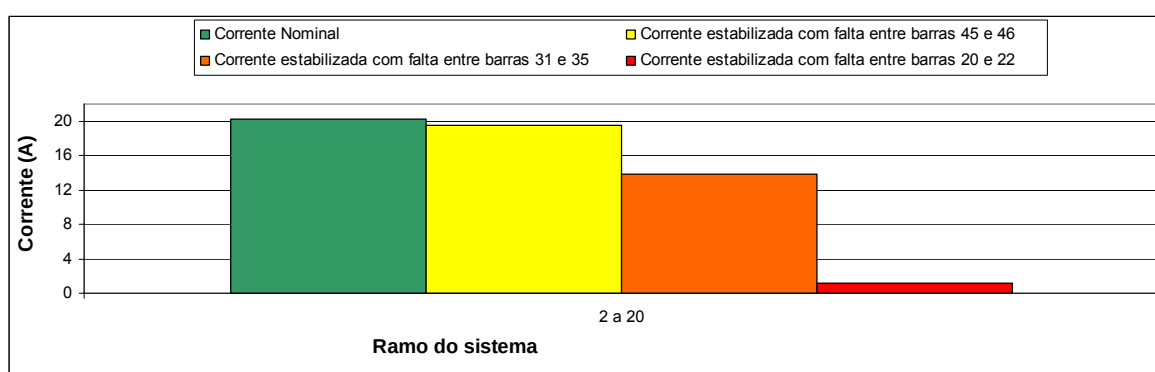


Figura 4.30 – Comparações entre correntes nominais e estabilizadas, do sistema da Figura 4.1, após queda ao solo do cabo da fase a entre as barras 20 e 22.

4.5 Discussão dos Resultados

Este trabalho focalizou a modelagem e caracterização das faltas de alta impedância, com o objetivo de identificar padrões de comportamento que possam ser utilizados para o desenvolvimento de metodologias e dispositivos que permitam a detecção dessas faltas e eventualmente o acionamento de alarmes ou proteções elétricas. O problema é complexo, devido ao fato que este tipo de falta, muitas vezes, mascaram-se com o comportamento de operação normal.

Com o objetivo de estabelecer correlações entre as variáveis elétricas frente à falta de alta impedância, foram realizados estudos considerando a ocorrência da falta em diferentes pontos ao longo do alimentador.

Pode-se, a grosso modo, caracterizar três situações:

- a) Falta vizinha da fonte (Subestação ou alimentador principal);
- b) Falta a uma distância intermediária, entre o nó fonte e o nó mais extremo da rede.
- c) Ocorrência da falta na proximidade do nó final.

No caso (a), a falta ocorre em um ponto eletricamente próximo ao nó fonte. Logo, o nível de curto-circuito é elevado (vide Tabela 4.34) e existe uma grande chance da falta ser detectada pelas proteções, com, por exemplo, a atuação de um fusível. Em atenção a este fato, dada as possibilidades de detecção desta falta, a mesma pode ser excluída do universo das faltas de alta impedância desse sistema. Os casos (b) e (c), que têm correntes de curto-circuito menores, aliado ao fato delas não serem sustentadas, são mais difíceis de ser identificados. Logo, a análise a seguir vai focalizar principalmente este tipo de caso.

Foram analisados os valores das tensões e correntes, para três situações:

- Operação normal (nominal);
- Curto-circuito fase terra;
- Rede estabilizada após falta de alta impedância.

Inicialmente, a rede opera em condições nominais de tensão e corrente, de acordo com as cargas que estão sendo alimentadas. Em seguida, no momento de uma falta de alta impedância, com a queda do cabo de uma fase ao solo, assume valores de tensões e correntes de curto-circuito fase terra, que variam com os comprimentos dos contatos do cabo quebrado com o solo, da resistividade do solo e com a localização da falta. E, finalmente, considerando a não atuação das proteções, com a rede estabilizada e desprezando-se alguma corrente que possa haver para o solo, após a falta, as tensões e correntes assumem novos valores, que foram chamados de tensões e correntes estabilizadas.

Foram analisadas faltas em três posições, especificadas nas figuras 4.31, 4.32 e 4.33, todas pertencentes à região II, da Figura 4.1. O comprimento do contato do cabo rompido com o solo de 28 metros e resistividade do solo de $500 \Omega.m$, supondo falta na fase *a*.

O padrão de comportamento identificado para as tensões durante e após uma falta de alta impedância fase terra, foi que, tanto as tensões de curto-circuito fase terra quanto as tensões estabilizadas, aumentam seus valores, à medida que é maior a perda de carga, provocada pela falta. Isso ocorre em função da menor queda de tensão que se estabelece na rede, pelas ausências das cargas localizadas após a falta.

Em atenção à similaridade das tensões pré e pós falta, este padrão não é suficiente para indicar a existência de uma FAI. Poderia ser uma falta transitória (contato com uma árvore, queda de um galho sobre a rede, etc), que causa uma perturbação temporária na rede, voltando logo à normalidade. Em consequência, os comportamentos ilustrados nas Figuras 4.31 a 4.33 podem ser usados com indicadores da existência de um distúrbio, porém sem a identificação do fenômeno.

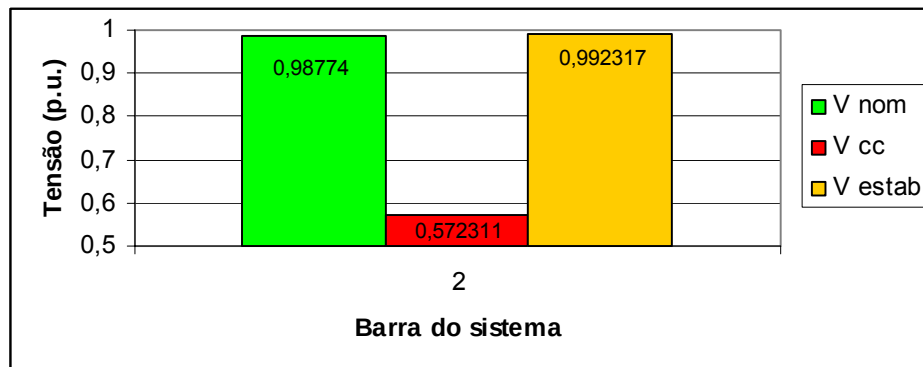


Figura 4.31 – Tensões nominais, de curto-circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre barras 20 e 22, da Figura 4.1

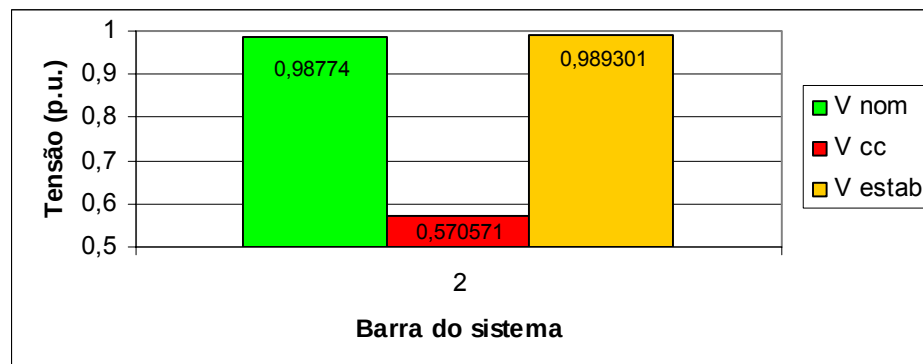


Figura 4.32 – Tensões nominais, de curto-circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre barras 31 e 35, da Figura 4.1

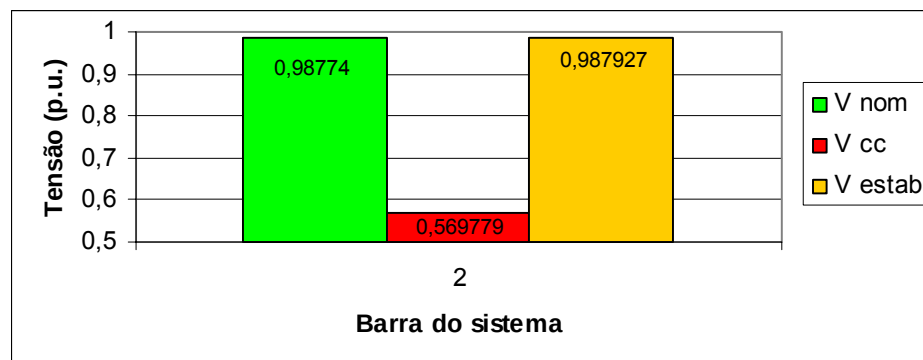


Figura 4.33 – Tensões nominais, de curto-circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre barras 45 e 46, da Figura 4.1

Para refinar o processo de identificação da falta, são analisadas as correntes da rede, nas mesmas três situações anteriores.

Supondo falta na fase α , foram simuladas faltas em três posições, ilustradas nas figuras 4.34, 4.35 e 4.36, todas pertencentes à região II da Figura 4.1. A partir da análise das correntes nominais, de curto-circuito fase terra e estabilizada, para a mesma simulação citada, com um comprimento de contato do cabo rompido com o solo de 28 metros e resistividade 500 $\Omega.m.$, observou-se que:

1) As correntes estabilizadas assumem valores que dependem diretamente da quantidade de carga que deixou de ser alimentada, informação que é facilmente confirmada pelo localizador de faltas. Seus valores são menores que as correntes nominais, já que uma menor quantidade de carga está sendo alimentada. Pode-se afirmar que, quanto mais carga sem alimentação, menor será a corrente estabilizada. Essa informação também deve ser utilizada pelo dispositivo proposto. Uma vez localizada a falta, o dispositivo calcularia o valor da corrente estabilizada esperada e a compararia ao valor real.

2) Para as correntes de curto-circuito fase terra, considerando-se um mesmo comprimento de cabo rompido em contato com o solo e mesma resistividade do solo, observou-se que assumem valores maiores, quando se deixa de alimentar mais cargas. Isso ocorre em função do aumento nos valores das tensões de curto-circuito para essas situações. Como a quantidade de carga perdida não tem muita influência nos valores das correntes de curto-circuito fase terra, esses são relativamente próximos. Conforme já foi visto, o comprimento do contato com o solo do cabo rompido e a resistividade do solo, são os fatores determinantes para maiores variações das correntes de curto-circuito fase terra.

Observe-se que a corrente nominal refere-se a operação normal da rede. Em outras palavras, corresponde aos valores históricos das cargas atendidas, sendo esses dados acessíveis através de medição direta e/ou através de valores de demanda da concessionária.

Nas figuras 4.34, 4.35 e 4.36 pode-se observar que os valores das correntes pré e pós-falta apresentam diferenças significativas, provendo ao analista melhor grau de informação para

discernir sobre a identificação da falta. As correntes estabilizadas (pós falta) assumem valores que correspondem aos valores nominais menos a parcela das cargas não atendidas, devida à queda do cabo.

A combinação destes padrões (tensão, corrente e histórico de cargas) apresenta um nível de informação que permite caracterizar e identificar FAI's, assim como o uso destes princípios para dar forma a metodologias e dispositivos para esse fim.

Assim, por exemplo, pode-se imaginar um dispositivo inteligente que trabalha monitorando variações na tensão e corrente. Inicialmente, a tensão diminui para valores de curto-circuito fase terra, sendo que, em seguida, assume valores levemente maiores que os nominais anteriores à falta. Já as correntes, inicialmente aumentam para valores de curto-circuito, para em seguida assumirem valores estabilizados, menores que as correntes nominais anteriores à falta. Quanto maior for a quantidade de carga perdida em função da falta, maior será a diferença entre as correntes nominais e estabilizadas.

Visualiza-se, também, a utilização do padrão identificado para FAI em conjunto com um localizador de faltas. Com a localização da falta, o dispositivo poderia calcular os valores esperados de tensões de curto-circuito fase terra e estabilizadas nesse local, comparando-os com valores que a rede foi submetida. Quando esses valores comparados forem próximos, dentro de uma faixa pré-estabelecida, o dispositivo acionaria uma sinalização de “provável cabo caído ao solo”, para deslocamento imediato de uma equipe de manutenção.

Entretanto, deve-se ter em mente que a identificação de um padrão não é infalível. A garantia da identificação correta da falta apenas está associada a uma boa probabilidade de ocorrer. Mas sempre haverá situações que se aproximam ao padrão de FAI, causando falsos positivos na identificação.

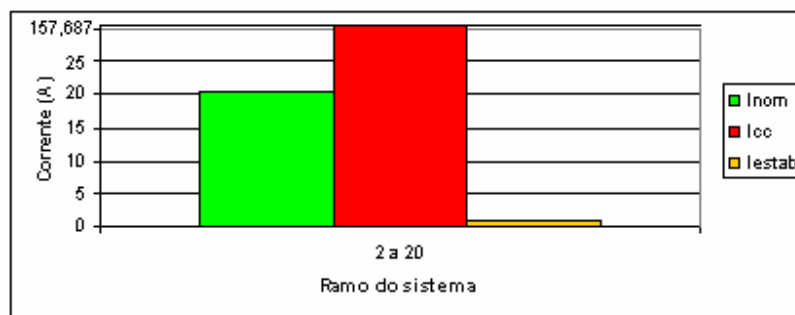


Figura 4.34 – Correntes nominais, de curto-circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre barras 20 e 22, da Figura 4.1



Figura 4.35 – Correntes nominais, de curto-circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre barras 31 e 35, da Figura 4.1

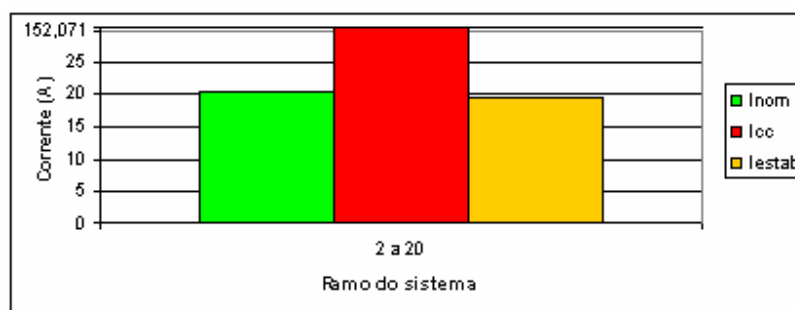


Figura 4.36 – Correntes nominais, de curto-circuito fase terra e estabilizada, para $L_c = 28$ m e resistividade $500 \Omega.m$, supondo falta na fase a , entre barras 45 e 46, da Figura 4.1

CAPÍTULO V

Conclusões Gerais e Sugestões para Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões gerais

Nesta dissertação de mestrado foi realizada a modelagem e a análise de faltas de alta impedância em redes de distribuição aérea de energia elétrica. Para tal, foi apresentada uma generalização de uma rede trifásica de distribuição de energia elétrica, a partir da qual foi deduzida a rede monofásica com retorno por terra.

Em uma rede trifásica padrão, todas as fases são montadas em uma mesma estrutura, com as rotas geográficas sendo as mesmas para as três fases. As redes monofásicas com retorno por terra são modeladas a partir de um sistema trifásico generalizado, onde as fases, além de serem montadas em estruturas diferentes, não seguem a mesma rota geográfica.

Foram simuladas duas situações para o fluxo de potência, a primeira para uma rede Monofásica com Retorno por Terra – MRT, sendo simulada através de uma modelagem trifásica, com as três fases distante umas das outras e a segunda, para uma rede trifásica a três cabos, com retorno por terra. Para essas situações, foram feitas as modelagens matriciais, variando os valores de resistividade do solo e comprimento do contato com o solo do cabo rompido.

Para o estudo de uma rede trifásica de distribuição de energia com retorno por terra, foi usado um sistema teste, que possui 60 barras, com 12 transformadores de 30 kVA e 18 de 45 kVA, em uma tensão de 13.8 kV, com três cabos CAA 4 AWG – 6/1 ACSR. Com relação ao comportamento das tensões de curto-circuito fase terra e observou-se que, quanto menor a resistividade do solo, mais próximo da fonte a falta ocorrer e maior o comprimento do contato com o solo do cabo energizado se tem uma menor tensão de curto-circuito fase terra. Isso indica que há maior possibilidade de atuação das proteções. Logo, faltas próximas da fonte podem ser excluídas da análise de faltas de alta impedância, pois seus indicadores elétricos facilitam sua detecção, seja pelas proteções clássicas da rede ou através de um dispositivo específico.

Sobre as correntes de curto-circuito fase terra, observou-se que, para alcançarem altos valores, capazes de provocar a atuação das proteções no caso de uma falta de alta impedância, é necessário que se tenham algumas condições atendidas, que passam por um solo de baixa resistividade, um alto valor do comprimento do contato com o solo do cabo rompido e que a falta ocorra em pontos mais próximos da fonte. Entretanto, se a resistividade do solo analisado tiver um valor maior ou igual a $800 \Omega.m.$, uma variação nos outros parâmetros já não tem muita importância e essas correntes passam a assumir valores bem próximos. Por outro lado, em atenção ao fato dos valores de resistividades típicos da região serem acima desse valor, conclui-se que, para efeito de análise de falta de alta impedância, pode-se omitir a influência desses parâmetros, tornando a análise mais simplificada.

Para poder detectar e identificar faltas de alta impedância precisa-se reconhecer um padrão de comportamento a partir das variáveis elétricas, que possam indicar, com boas chances, que tal padrão está associado à ocorrência de uma falta dessa natureza.

A partir dos estudos realizados nesse trabalho, identificou-se um padrão, que pode ser de grande utilidade para a identificação de falta de alta impedância. Na maioria dos casos, este tipo de falta tem 3 estágios: pré-falta, falta e pós-falta. O primeiro com a rede em funcionamento normal. O segundo estágio é caracterizado por corrente elevada (curto-circuito), com características transitórias. O terceiro estágio está associado à estabilização da corrente, em um nível menor que o pré-falta, limitada por uma alta impedância de falta. Este é, sem dúvida, o caso mais crítico, pois apresenta um perigo potencial para os seres humanos.

Os estudos realizados aqui mostram que é possível combinar os níveis de corrente e tensão dos 3 estágios para estabelecer a identificação de uma provável falta de alta impedância. Em atenção ao fato das variáveis consideradas serem corrente e tensão, é possível idealizar dispositivos de baixo custo, para a emissão de sinal de alerta para o setor de operação do sistema. A necessidade que o dispositivo de detecção não seja economicamente oneroso é mandatária, para estimular as concessionárias na sua implantação.

Em resumo, pode-se destacar como principais contribuições desse trabalho as seguintes:

- Apresentação de um modelo generalizado de uma rede trifásica, da qual podem ser deduzidas as redes MRTs.
- Identificação de um padrão de comportamento baseado nas observações de correntes e tensões nos 3 estágios de falta de alta impedância, que pode ser utilizado para detectar a existência deste tipo de falta, através de dispositivos que explorem essas informações.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Uma sugestão para pesquisas posteriores é a utilização de técnicas de redes neurais, onde cada trecho das redes trifásicas e MRTs analisadas seria previamente pesquisado. A idéia é que se analise cada rede, dividindo em regiões de mesma resistividade do solo. A partir daí, calcula-se os valores das tensões e correntes de curto-circuito fase terra, possíveis para alguns comprimentos do contato do cabo quebrado com o solo e programa-se religadores capazes de atuar em conjunto com relés sensíveis para esses valores, para serem instalados em cada derivação monofásica principal.

É interessante também que se faça um estudo de viabilidade econômica, considerando o benefício alcançado, sobre a possibilidade de instalar um dispositivo metálico mecânico, cujo objetivo é auxiliar a proteção do ramal MRT através do método convencional, eliminando a condição de cabo energizado, acrescentando em alguns casos religador na derivação monofásica [18] e [19].

A idéia é desenergizar o cabo caído, isolando a menor área possível, onde somente terão perda de carga os consumidores imediatamente anteriores ao cabo caído, dependendo das posições das chaves fusíveis, e, posteriores, pela radialidade do sistema. Esses dispositivos

seriam instalados nos postes da rede elétrica, no lado da carga, de tal forma que quando o cabo energizado se rompesse, faria um contato sólido com o dispositivo metálico mostrado na Figura 5.1, que por sua vez fará contato com a terra através da estrutura de concreto armado do poste da rede. Assim, passa a existir um curto-circuito de baixa impedância, fazendo atuar a proteção convencional [35].

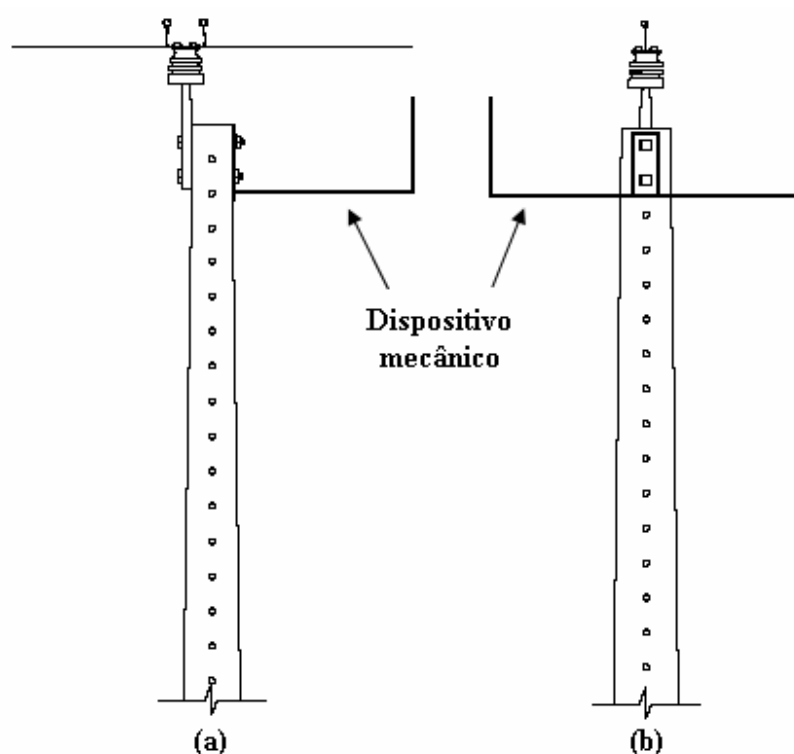


Figura 5.1 – Dispositivo mecânico acoplado na rede MRT. (a) Vista lateral. (b) Vista frontal.

Com a instalação do dispositivo mecânico metálico, a corrente de curto-circuito deve atingir valores significativos e se comportar como uma corrente sustentada, fazendo com que as chaves fusíveis convencionais atuem, protegendo o ramal em falta, e o que é melhor, as pessoas e animais que se encontrarem nas imediações dessa falta. Para situação de postes de madeira, é necessário que seja feito um aterramento para o dispositivo mecânico, com cabo de aço cobreado e hastes de acordo com a resistividade do solo em cada local, sendo que nesse caso há um aumento significativo nos custos. É interessante observar que as substituições dos postes de madeira por postes de concreto vão ocorrer naturalmente, uma vez que não se pode mais instalar

postes de madeira, mas que isso levará ainda algum tempo. A cada poste de madeira que for substituído um novo poste de concreto será instalado.

Deve ser notado que o uso do dispositivo mecânico tem como vantagens:

- 1) A desenergização do cabo caído, utilizando-se da proteção convencional existente;
- 2) A minimização do trecho que ficará sem alimentação;
- 3) Que é de fácil instalação, pois aproveita os mesmos parafusos da estrutura;
- 4) Que será somente um dispositivo por poste, a cada 150 metros de distância um do outro em média já que o sistema é radial e monofásico, não resultando assim em um custo elevado, considerando o benefício obtido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kersting, William H., “Distribution system modeling and analysis”, CRC Press LLC, 2002
- [2] Companhia Energética do Maranhão - CEMAR, “Norma de Padronização da Distribuição – NPD – 45.0062”. Redes de Distribuição Rural – RDR, Redes de Distribuição Aéreas Rurais de Energia Elétrica. 2002.
- [3] Willis, H. Lee, “Power Distribution Planning Reference Book”. Second Edition, Revised and Expanded by Marcel Dekker, Inc. Copyright 2004.
- [4] A.M. Cassula; A.M. Leite da Silva; C.E. Sacramento, “Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição considerando restrições de transferência de carga” XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2002.
- [5] Salari F.J.C.; Santos, L.A.A., “Estruturas para Redes de Distribuição Rural” (versão 2) Relatório Técnico ADG-A/PER - 272, CEPEL, 2001.
- [6] Harvey, J.L.W. et. al., “Single wire earth return high voltage distribution for victorian rural areas”. Elect & Mech. Eng. Trans., v., n., p.1-11, 1959.
- [7] Relatórios de Recomendações Técnicas para Projetos de Eletrificação Rural - RER 05 – Seleção de Sistemas - MRT, ELETROBRÁS, 1986.
- [8] Magnago, Fernando; Abur, Ali, “A New Fault Location Technique for Radial Distribution Systems Based on High Frequency Signals”, Department of Electrical Engineering. Texas A&M University College Station, TX 7784.3, U.S.A., 1999.
- [9] Eletrobrás, Comitê de Distribuição, “Proteção de sistemas aéreos de distribuição”. Centrais Elétricas Brasileiras – Rio de Janeiro, 1982.

- [10] Uriarte, Fabian Marcel, "Modeling, Detection, And Localization of High-Impedance Faults In Low-Voltage Distribution Feeders". Blacksburg, Virginia. December 15, 2003.
- [11] Wester, C.; Adamiak, M.; Thankur, M.; Jensen, C., "High Impedance Fault Detection on Distribution Feeders". Texas A&M Relay Conference, April 9-11, 2002.
- [12] Senger, E. C. et al. "Broken Conductors Protection System Using Carrier Communication". IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no 2, April 2000.
- [13] Russel, B.D., "Detection of Downed Conductors on Utility Distribution Systems", IEEE. Tutorial Course, Estados Unidos, 1989.
- [14] Chow, M.; Yee, S.O.; Taylor, L.S., "Recognizing Animal-Caused Faults in Power Distribution Systems Using Artificial Neural Networks". IEEE Transactions on P.D., v. 8, no 3, pp. 1268-1274, July, 1993.
- [15] Cabral, S.L.S.; Senger, E.C.; Santos, J.C., "Falta de Alta Impedância: Proposta de Solução Através de Sistemas Supervisórios". XI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), Blumenau, Brasil, setembro, 1992.
- [16] Renovich, Thomas Baldwin Frank, "Analysis of Fault Locating Signals for High-Impedance Grounded Systems". IEEE FAMU-FSU College of Engineering General Motors Corp. 2525 Pottsdamer St. 5400 Chevrolet Blvd. Tallahassee, FL 32310 Parma, OH 44130, May 2002.
- [17] Benner, C.L.; Russell, B.D. Dept. of Electr. Eng., Texas A&M Univ., College Station, TX, "Practical high-impedance fault detection on distribution feeders, Industry Applications". IEEE Transactions on Publication. On page(s):635-640 Volume: 33, Issue: 3. ISSN: 0093-9994 References Cited: 6 CODEN: ITIACR. Date: May/Jun1997.
- [18] PSRC Working Group, "High Impedance Fault Detection Technology", 2001.
- [19] Wester, C.G., "High Impedance Fault Detection on Distribution Systems", 1998.

- [20] Schmidt, Bradley J.; Bullinger, Jodi L., “A Survey of Rural Utility Safety Issues and Practices”. IEEE Cass County Electric Cooperative, Inc. 4100 32nd Ave. SW Fargo, ND 58104, 2000.
- [21] Souza, Júlio C. N.; Neto, Aniceto P.; Silva, Fabio M. da; Saavedra, Osvaldo R., “Faltas de Alta Impedância em Sistemas de Distribuição: Proposta para Desenergização do Cabo Caído ao Solo em Área Rural”. VI Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Mar del Plata, Argentina, 2005.
- [22] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, “Estudos de Cargas para Redes Monofilares com Retorno por Terra – MRT”, ELETROBRÁS, 1986.
- [23] Anderson, Paul M., “Analysis of faulted power systems”, The Iowa State University Press Ames, Iowa 50010 - 1996.
- [24] Ayrosa, Claudio Marques da S., “Norma Técnica da Distribuição. Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente”. Companhia Paulista de Força e Luz. 2003.
- [25] Orellana E., “*Prospeccion Geoelectrica en Corriente Continua*”. Biblioteca Técnica Philips, Paraninfo, Madrid, 523 pp, 1972.
- [26] Fukue M., Minato T., Horibe H., Taya N., “The micro-structures of clay given by resistivity measurements”. *Engineering Geology*, 54:43-53, 1999.
- [27] Filho, João C. Salari, et al., “Resistência de Aterramento e Diferenças de Potencial de Passo e de Toque para Sistemas de Aterramento Empregados em Redes de Distribuição Rural”; Relatório Técnico ADG-A/PER; 899/2000; 29/11/2000.
- [28] Nascimento, Carlos Tadeu Carvalho do; Pires, Augusto César Bittencourt; Moraes, Roberto Alexandre Vitória, “Reconhecimento de solos por meio de resistividade elétrica e radiação gama”. *Revista Brasileira de Geociências*, Volume 34, pp. 383-392, Setembro de 2004.

- [29] Monticelli, Alcir José, “Fluxo de carga em redes de energia elétrica”. Editora Edgard Blücher Ltda. São Paulo – SP – Brasil, 1983.
- [30] Ochoa Pizzali, Luís Fernando, “Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios”. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2003.
- [31] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, A. Semlyen and G. X. Luo, “A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks,” *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 3, No. 2, pp. 753-762, May 1988.
- [32] Cheng C.S. e Shirmohammadi, “A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 10 No.2, pp. 671-679, May 1995.
- [33] Wu, S.P., Mo, L.T. and Shui, Z.H., “Piezoresistivity of Graphite Modified Asphalt-Based Composites, Key Engineering Materials”. Vol.249, pp.391-395 – Trans Tech Publications, Switzerland, 2003.
- [34] Tenglin, John, et al., “High Impedance Fault Detection Technology”. Report of PSRC Working Group D15, March 1, 1996.
- [35] Wester, Craig G., “High Impedance Fault Detection on Distribution Systems”, GE Power Management Technology Parkway, Suite 330 Norcross, GA 30092 USA., 1998.
- [36] Medeiros, Marcelo H. F., “Estudo de Variáveis que Influenciam nas Medidas de Resistividade de Estruturas de Concreto Armado”. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – São Paulo, Brasil - Número 12 - Engenharia Civil • UM, 2001.

APÊNDICE A

Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

A.1 Introdução

O cálculo do fluxo de potência (ou fluxo de carga) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado (tensões complexas das barras), da distribuição dos fluxos (potências ativas e reativa que fluem pelas linhas e transformadores) e de algumas outras grandezas de interesse. A modelagem do sistema é estática e é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. As equações básicas do fluxo de potência são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff. A Segunda Lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes internos como funções das tensões (estados) de seus nós terminais [29].

Para o fluxo de potência que foi trabalhado, utilizou-se das redes trifásicas a três cabos, com retorno por terra. Foi analisada também a situação para redes Monofásicas com Retorno por Terra – MRT. A modelagem matricial foi desenvolvida para as redes MRT e trifásica a três cabos, com retorno por terra, representadas pelas equações [3.17] e [3.43], respectivamente, onde foram analisados vários casos, com valores de resistividade do solo variando de 100 até 60.000 $\Omega.m$.

A.2 Métodos de cálculo de fluxo de potência

Foi utilizado o método de soma de correntes. Esse método consta de 2 etapas: à montante e à jusante. No processo à montante, faz-se uma previsão de um valor de tensão inicial, e calculam-se as correntes (Métodos de Soma de Correntes). No processo à jusante, calculam-se os novos valores para as tensões, a partir do cálculo anterior, que são utilizados na próxima iteração. Feito isso, checka-se a convergência, utilizando-se da tensão ou da potência especificadas. O

método de fluxo de potência utilizado foi o de soma de correntes, por ter sido testado em diferentes cenários de carga, sem apresentar problemas de convergência [30], [31] e [32].

A.3 Arquivos de entrada de dados utilizados no fluxo de potência

Foram usados dois arquivos de entrada de dados. Um deles, o arquivo de ramos, com os dados de linha, possuindo as seguintes informações: Nó inicial e nó final do trecho analisado, camada e camada superior relacionadas à esse trecho, valores de potências ativa e reativa no final desse trecho, valores das resistências e reatâncias dos condutores, comprimento do trecho, distâncias entre as fases nas estruturas, impedâncias de seqüências positiva e zero [24] e comprimento do condutor caído em contato com o solo.

No arquivo de barras, determinam-se a referência e o tipo da barra, assim como o número de simulações, a tensão base, a tolerância, o fator de potência, a potência aparente base, a resistividade do solo, a frequência e a altura do cabo em relação ao solo.

A.4 Algoritmo de fluxo de potência

No algoritmo apresentado, arbitraram-se as tensões nas barras real (de 1 p.u.) e fictícia (0 p.u.), para em seguida calcular as correntes nos ramos, do final da rede até a subestação. De posse dessas correntes, atualizam-se as tensões nodais, começando pela subestação em direção às barras terminais, para enfim passar pelo teste de convergência. Neste trabalho utilizou-se o método da Soma de Correntes por ser aquele que tem apresentado maior facilidade de modelagem dos componentes do sistema de distribuição. O método de Soma de Correntes é um método iterativo composto basicamente pelas seguintes etapas:

Etapa 1: Arbitrar tensões nodais E_k^Φ (ver Figura A.1), $k=1,\dots, \text{NB}$ e $\Phi = a,b,c$, sendo NB o número de barras do sistema e a,b,c as fases do sistema.

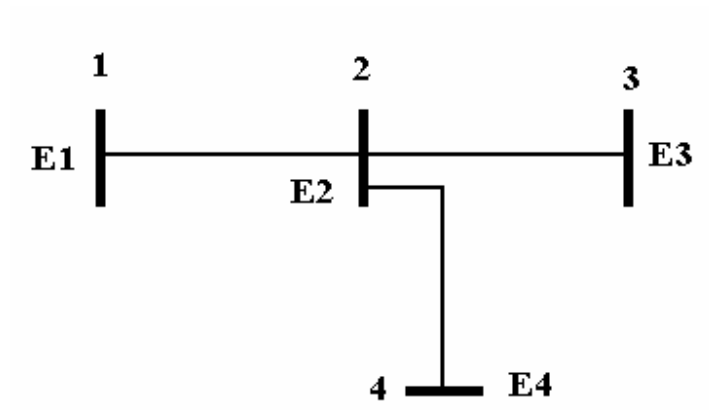


Figura A.1 – Tensão nas barras do sistema exemplo.

Etapa 2: Calcular as correntes nodais de acordo com a Figura A.2,

$$I_k^\Phi = \left(\frac{S_k^\Phi}{E_k^\Phi} \right)^* \quad k = 1,\dots, \text{NB} \quad \Phi = a,b,c \quad [\text{A.1}]$$

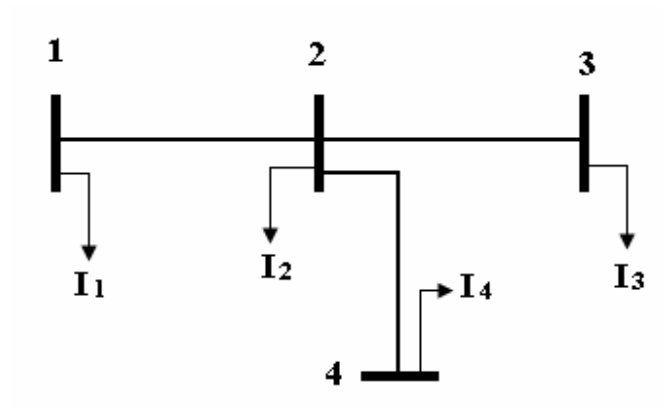


Figura A.2 – Corrente nas barras do sistema exemplo.

Etapa 3: Consiste no Back-Sweep (começa pelos ramos terminal e caminhando em direção à subestação, calcular as correntes nos ramos que conectam os nós k e m).

$$I_{km}^{\Phi} = I_m^{\Phi} + \sum_{j \in F_m} I_{mj}^{\Phi} \quad [A.2]$$

onde F_m é o conjunto das barras alimentadas pela barra m, conforme Figura A.3.

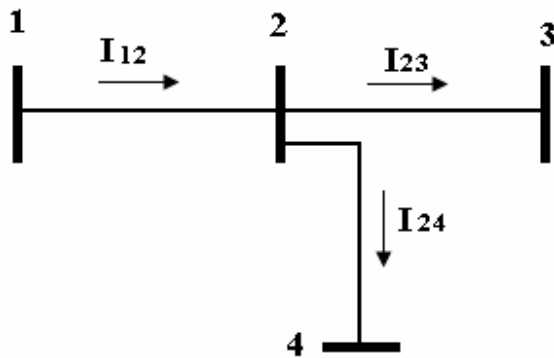


Figura A.3 – Corrente nos ramos do sistema exemplo.

Neste caso:

$$I_{24}^{\Phi} = I_4^{\Phi} \quad [A.3]$$

$$I_{23}^{\Phi} = I_3^{\Phi} \quad [A.4]$$

$$I_{12}^{\Phi} = I_2^{\Phi} + I_{23}^{\Phi} + I_{24}^{\Phi} \quad [A.5]$$

Etapa 4: Consiste no Forward-Sweep (atualiza as tensões nodais começando pela subestação em direção às barras terminais).

$$\begin{bmatrix} E_m^a \\ E_m^b \\ E_m^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_k^a \\ E_k^b \\ E_k^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{km}^a \\ I_{km}^b \\ I_{km}^c \end{bmatrix} \quad [\text{A.6}]$$

onde:

Z_{km}^{aa} é a impedância própria entre os nós k e m.

Z_{km}^{ab} é a impedância mútua entre as fases a e b associado com o ramo k e m.

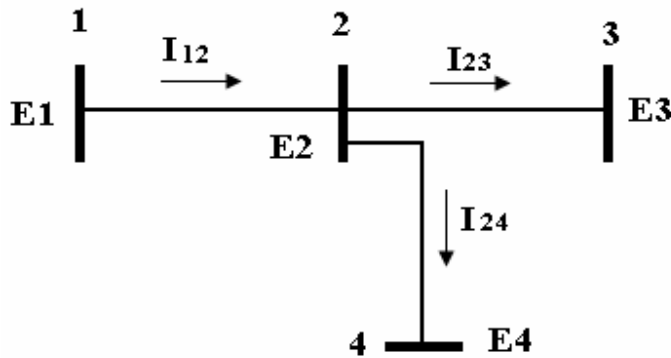


Figura A.4 – Corrente e tensão no sistema exemplo.

Tomando como exemplo a fase a, temos que:

$$E_2^a = E_1^a - (Z_{12}^{aa} \cdot I_{12}^a + Z_{12}^{ab} \cdot I_{12}^b + Z_{12}^{ac} \cdot I_{12}^c) \quad [\text{A.7}]$$

$$E_3^a = E_2^a - (Z_{23}^{aa} \cdot I_{23}^a + Z_{23}^{ab} \cdot I_{23}^b + Z_{23}^{ac} \cdot I_{23}^c) \quad [\text{A.8}]$$

$$E_4^a = E_2^a - (Z_{24}^{aa} \cdot I_{24}^a + Z_{24}^{ab} \cdot I_{24}^b + Z_{24}^{ac} \cdot I_{24}^c) \quad [\text{A.9}]$$

Etapa 5: Teste de Convergência

$se\{\max\{\Delta V_k^\Phi, k = 1, \dots, NB\}\} \leq tolerância \Rightarrow A\ solução\ foi\ obtida \Rightarrow FIM$

$se\{\max\{\Delta V_k^\Phi, k = 1, \dots, NB\}\} < tolerância \Rightarrow Voltar\ a\ etapa\ 2$

A.5 Fluxograma do fluxo de potência

Pode ser demonstrado também através do fluxograma da Figura A.5 a seguir:

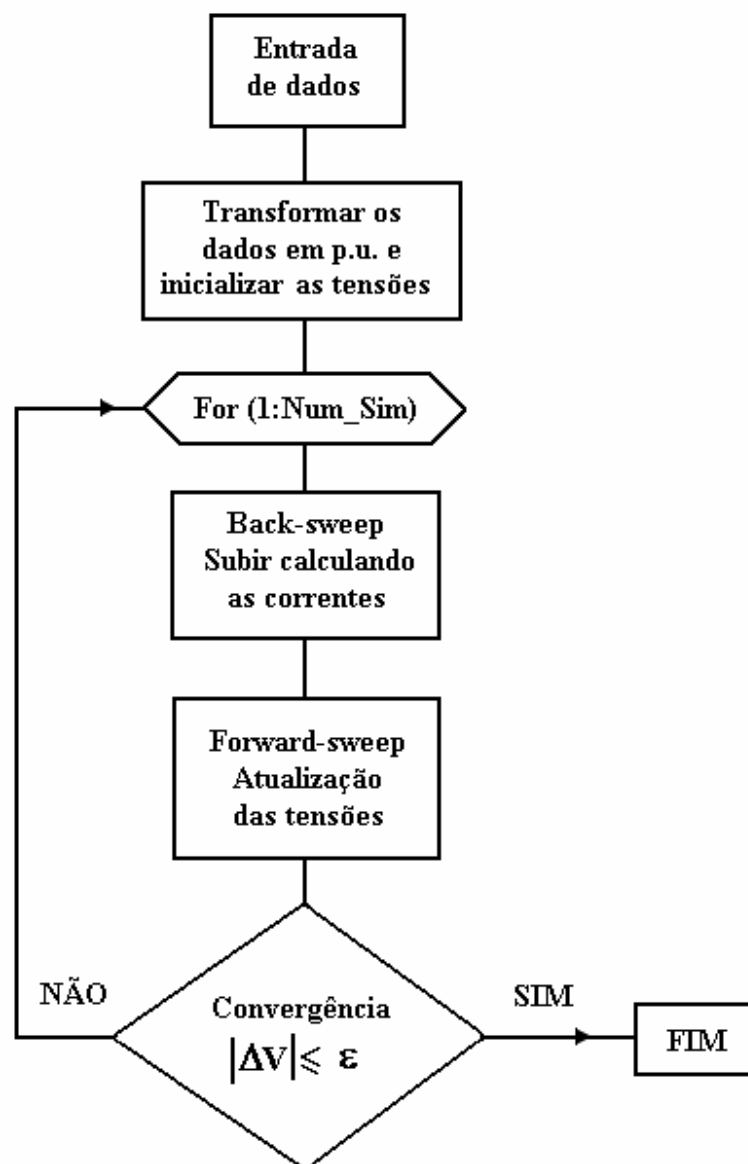


Figura A.5 – Fluxograma para o fluxo de potência utilizando o método de soma de correntes.

APÊNDICE B

Cabos, Postes e Estruturas mais Utilizadas nas Redes MRTs

Existem algumas diferenças básicas entre as redes urbanas e rurais, como por exemplo, os vãos das zonas rurais são maiores que os da zona urbana, pelo fato das propriedades rurais serem dispersas e de baixa demanda de energia elétrica. Em função de características das redes MRTs, existem recomendações específicas, para alguns materiais e equipamentos empregados em sua construção, em função de algumas características mecânicas e elétricas.

B.1 Principais cabos usados em redes MRTs

Nas redes MRTs, os tipos de cabos mais utilizados pela Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, são os Cabos de Alumínio com alma de Aço – CAA, nas bitolas 4, 2 e 1/0 AWG (American Wire Gauge). A maioria esmagadora das redes utilizam cabo CAA 4 AWG. Outras bitolas também podem ser utilizadas, conforme a necessidade, quais sejam, 2/0, 3/0, 4/0 AWG; 266.8, 336.4, 397,5 MCM, só que são bastante improváveis. A alma de aço no condutor é em função dos maiores esforços mecânicos ocasionados pelos vãos mais extensos que ocorrem nas áreas rurais.

B.2 Principais tipos de postes usados em redes MRTs

Existem diversos tipos de postes disponíveis, para montagem de várias estruturas que podem ser usadas em redes Monofásicas com Retorno por Terra - MRT e que são escolhidas de acordo com as situações para cada caso. As figuras das estruturas que serão mostradas a seguir são representativas, no nível 13,8 kV, com cadeias de 2 isoladores de disco para os encabeçamentos das redes. Essa quantidade de isoladores de disco varia com o nível de tensão, sendo, por exemplo, de três isoladores para o nível de 34,5 kV.

Os tipos de postes mais utilizados são os de concreto Duplo T (DT), e os mais usados em redes MRT são: 150/10, 200/10, 300/10, 200/11, 300/11 e 300/12 [daN/m]. O primeiro número refere-se ao máximo esforço de topo admissível e o segundo ao comprimento do poste. Esse

máximo esforço admissível é testado nas fábricas dos postes, por amostras, para que seja comprovada essa eficiência e evitado que se tenham problemas de resistência mecânica desses postes, quando montados nas estruturas. São utilizados também postes de 9 metros, em trechos de rede que tenha somente baixa tensão, que, em alguns casos, chega a utilizar até comprimentos menores, desde que autorizado pela concessionária.

De acordo com as normas [2] da concessionária pesquisada, a Companhia Energética do Maranhão - CEMAR, existem basicamente 6 tipos de engastamentos para esses postes, que variam de acordo com o tipo de solo. O seu comprimento "e" é definido normalmente pela fórmula:

$$e = L/10 + 600\text{mm [mm]}, \quad [\text{B.1}]$$

onde:

e – é o engastamento do poste, dado em [mm];

L - é o comprimento do poste, dado em [mm].

Tabela B.1 – Engastamentos para os principais postes usados em redes de distribuição.

Comprimento dos postes DT (mm)	9000	10000	11000	12000
Engastamentos (mm)	1500	1600	1700	1800

Observa-se nessas normas que o engastamento mínimo aceitável é de 1500 mm. Na Tabela B.1 estão os engastamentos dos principais postes de concreto DT, usados nas redes de distribuição de energia.

Quanto aos tipos, existe o engastamento simples, podendo ser com escavação retangular ou circular, usados em estruturas tangentes ou de ângulos leves, em terrenos com taxa de

resistência normal. Existe também o engastamento com brita, recomendado para casos idênticos, mas em terrenos de resistência duvidosa. Para os casos de ângulos pesados localizados em terrenos firmes e para estruturas em ângulos leves em solos de resistência duvidosa, recomenda-se o engastamento de base reforçada, com escoras de sub-solo pré-moldadas em placas de concreto de 400x400x100mm. Para casos de implantação de postes em solos de pouca resistência em ângulos ou tangentes, utiliza-se o engastamento com concreto. Para os casos de postes em solos de baixa taxa de resistência, utiliza-se o *engastamento com manilhas*. E, para os casos de solo de baixa taxa de resistência, como as fundações em pântanos, utiliza-se o *engastamento especial*.

B.3 Principais estruturas usadas em redes MRTs

A escolha da estrutura para cada caso é feita mediante um estudo das flechas mínimas que deverão ser atingidas para cada caso, observando o tipo de cabo e de terreno. É fator relevante nesses casos, se a rede vai atravessar sobre rios, áreas de pântanos, outras redes, em terrenos onde passam somente pessoas, veículos, tratores ou animais.

As principais estruturas utilizadas em redes MRT pela CEMAR, conforme suas normas de padronização da distribuição serão mostradas a seguir, sendo que as cotas de montagens mostradas estão em milímetros. Os desenhos são ilustrativos, para o nível de tensão de 7.960 kV. Nesse trabalho, somente esse nível de tensão será enfocado, por ser o nível onde mais se acentuam os problemas das faltas de alta impedância. Para outros níveis de tensão, ocorrem algumas modificações básicas, em função de alguns equipamentos que possuem diferentes níveis de isolamento.

Nessas estruturas são utilizados diversos equipamentos, que possuem diferenças básicas, quando usados nos diferentes níveis de tensão, onde os mais comuns utilizados no Brasil são de 7.960 kV, 13.280 kV e 19.920 kV para a Alta Tensão (AT) monofásica e 110 V, 220 V, 380 V e 440 V para a Baixa Tensão (BT). Algumas outras estruturas que não serão mostradas constam nas normas das concessionárias [2].

I) Estrutura UR-1

A estrutura UR-1 é usada em situações onde o cabo somente tangencia o poste, sendo que também é aceita na situação onde o ângulo varia entre 0 e 15°, no vão máximo de 150 metros, para o cabo CAA 4 AWG, mais comumente usado. Observe pela figura que no caso de ângulo diferente de zero, o cabo deverá ser instalado lateralmente ao isolador e acrescido um estai lateral oposto ao esforço provocado pela rede. Os estais mostrados nas figuras tracejados são ilustrativos, não necessariamente utilizados em todos os casos. Para essa estrutura é utilizado poste de concreto duplo T (DT) do tipo 150/10 daN/m.

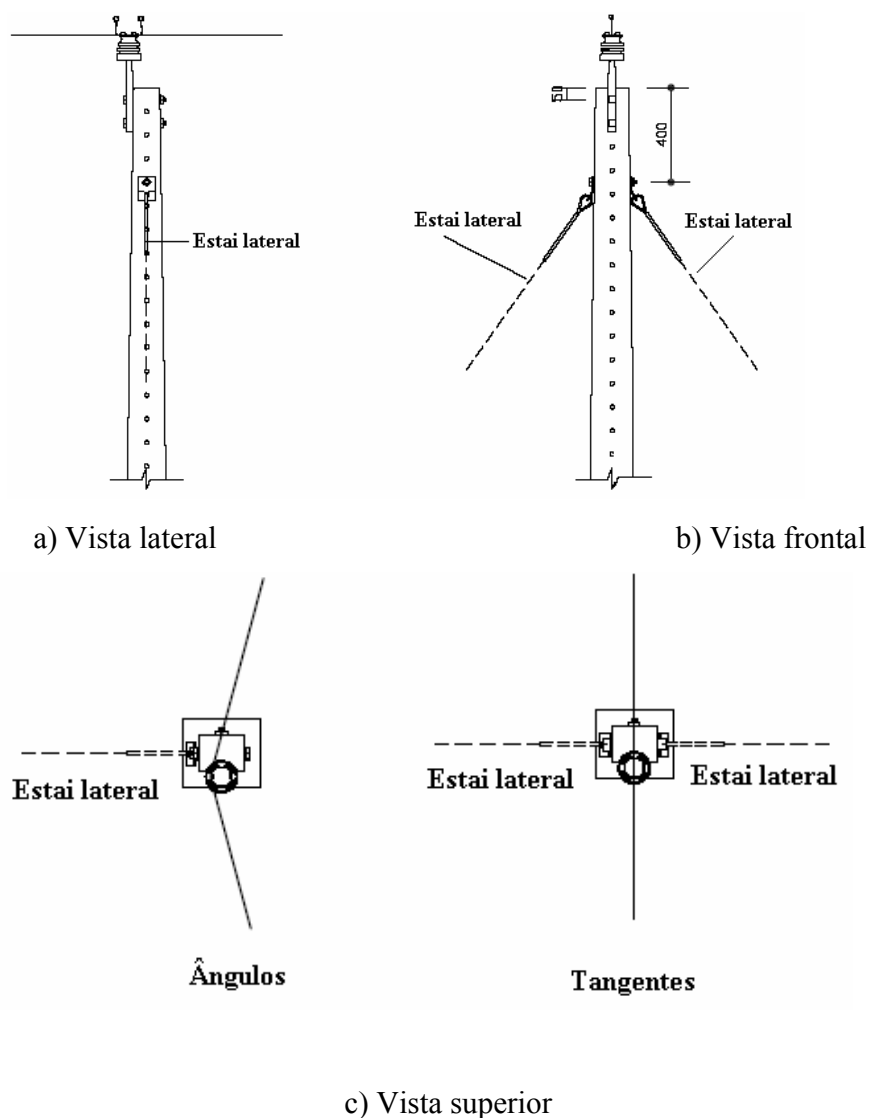
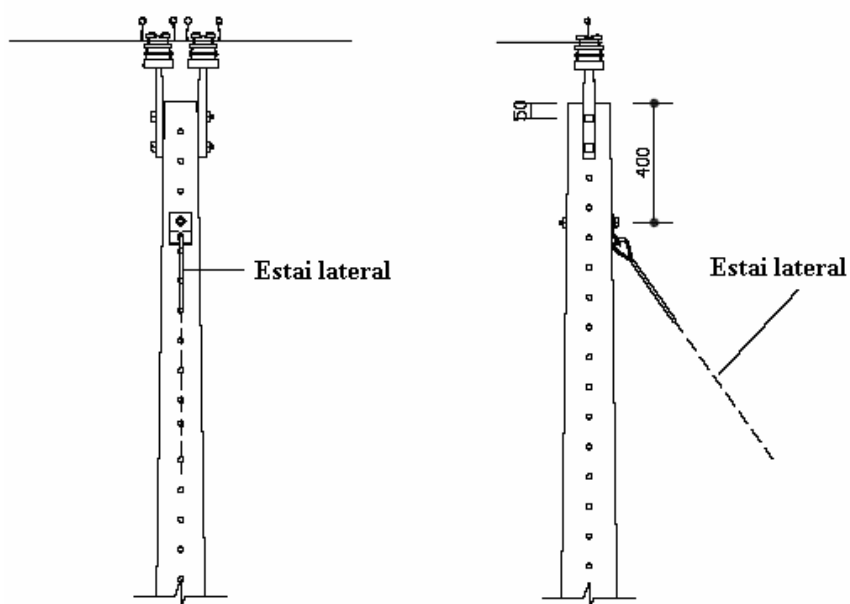


Figura B.1 – Estrutura UR-1. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior

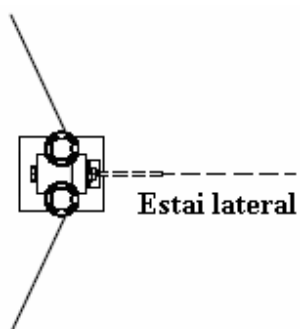
II) Estrutura UR-2

A estrutura UR-2 é usada em situações de ângulo, variando entre 15 e 30°, no vão máximo de 150 metros, para o cabo CAA 4 AWG, mais comumente usado. Os estais mostrados nas figuras tracejados são ilustrativos, não necessariamente utilizados em todos os casos. Para essa estrutura é utilizado poste de concreto duplo T (DT) do tipo 150/10 da N/m.



a) Vista lateral

b) Vista frontal



c) Vista superior

Figura B.2 – Estrutura UR-2. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior.

III) Estrutura UR-3

A estrutura UR-3 é usada em situações de final de rede. Para essa estrutura é utilizado poste de concreto duplo T (DT) do tipo 300/10 da N/m. É importante enfatizar a posição das faces dos postes para essa estrutura, em função dos esforços mecânicos que estas ficam submetidas.

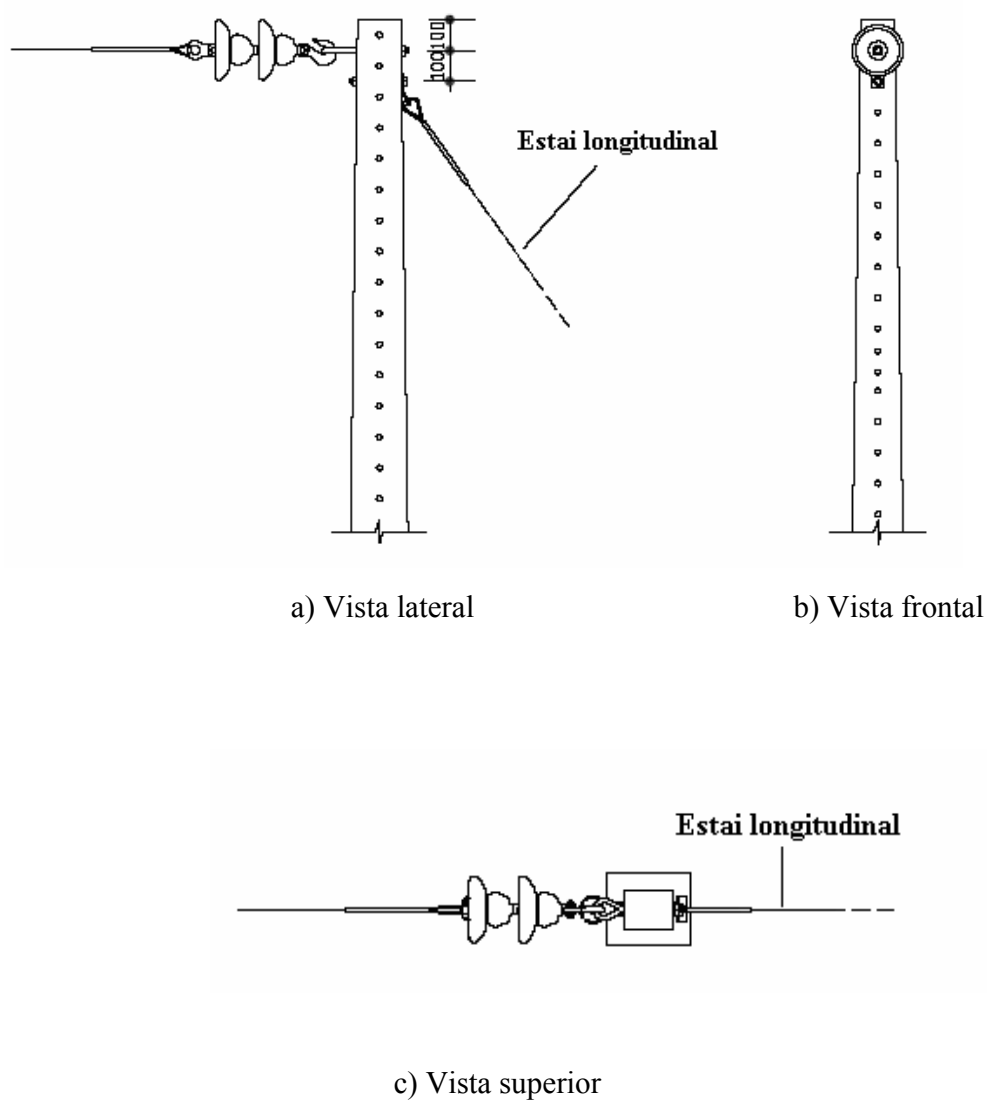


Figura B.3 - Estrutura UR-3. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior.

IV) Estrutura UR-4

A estrutura UR-4 é usada em situações de ângulo, variando entre 30 e 60°, no vão máximo de 150 metros, para o cabo CAA 4 AWG, mais comumente usado. Para essa estrutura é utilizado poste de concreto duplo T (DT) do tipo 300/10 daN/m. Se nela conter chave fusível em alinhamento, o poste de concreto duplo T (DT) será do tipo 300/11 daN/m.

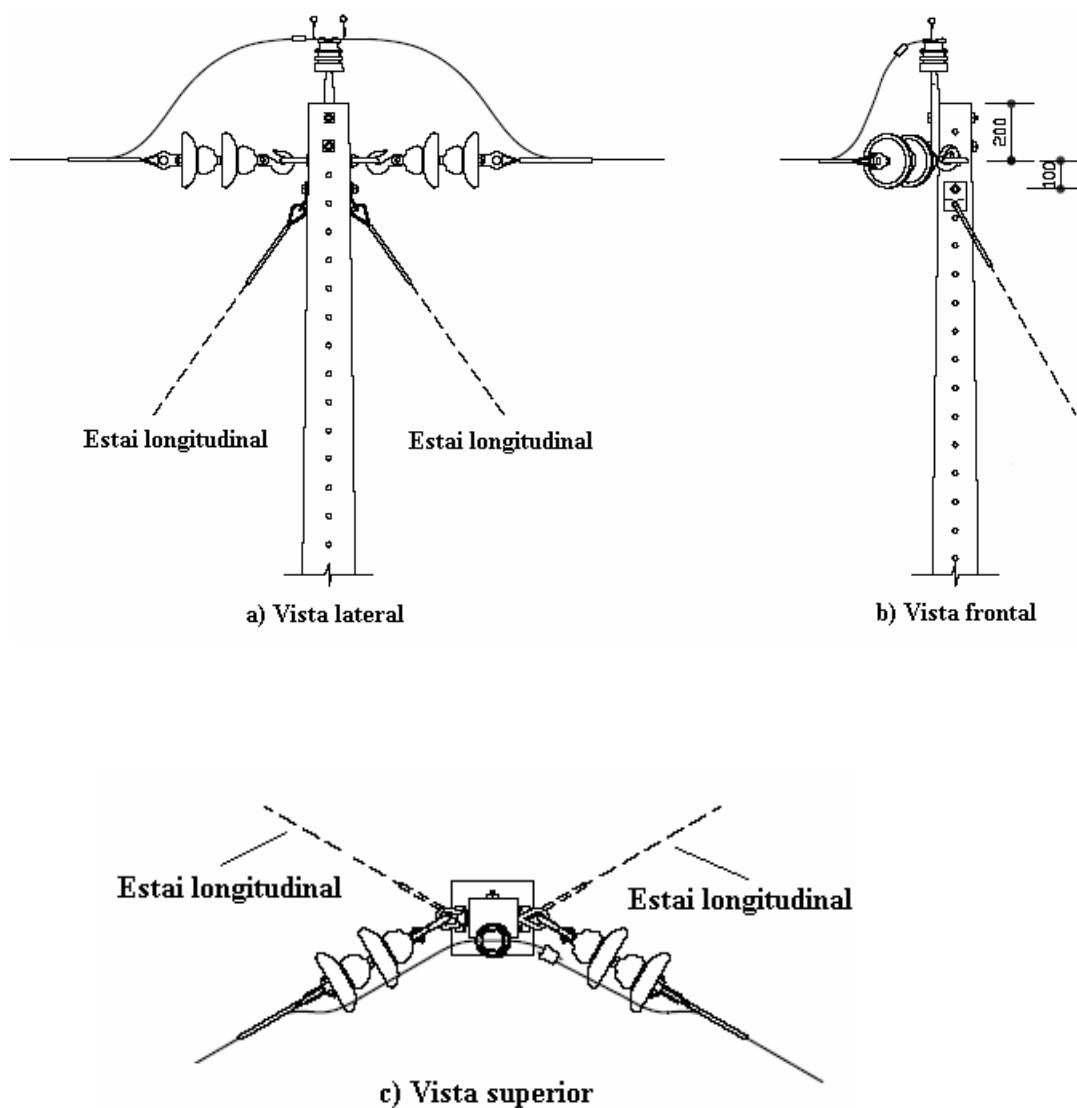
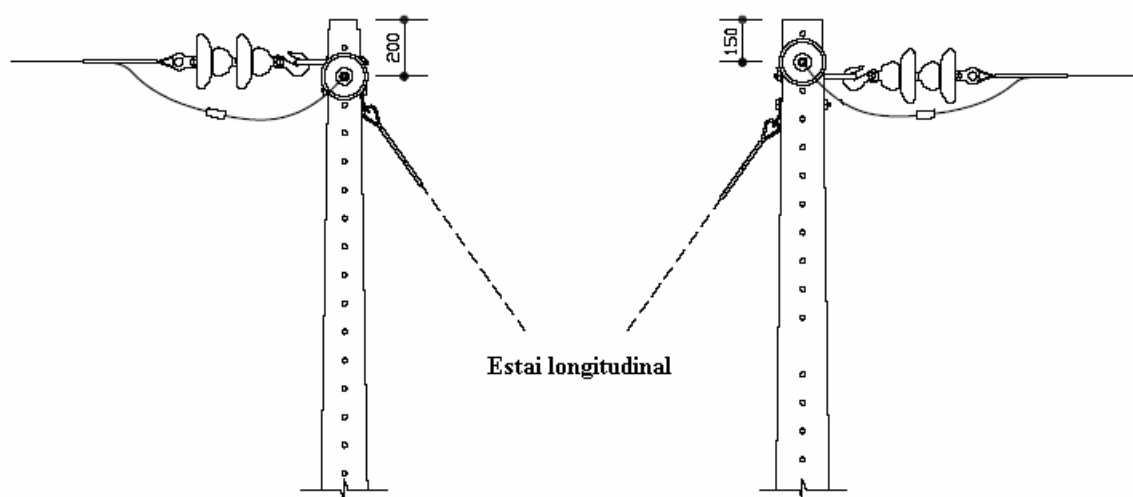


Figura B.4 – Estrutura UR-4. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior.

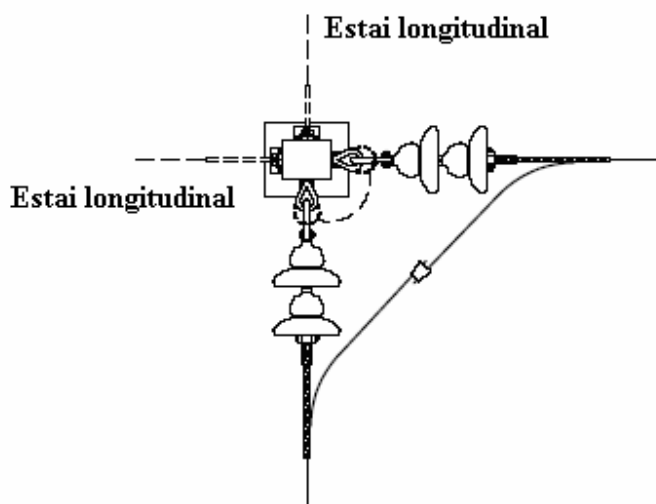
V) Estrutura UR-3-UR-3

A estrutura UR-3-UR-3 é usada geralmente em situações de ângulo acima de 60° . Para essa estrutura é utilizado poste de concreto duplo T (DT) do tipo 300/10 daN/m.



a) Vista lateral

b) Vista frontal



c) Vista superior

Figura B.5 - Estrutura UR-3-UR-3. a) Vista lateral. b) Vista frontal. c) Vista superior.