

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Vilson Luiz Coelho

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE REDES AÉREAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO FRENTE À AÇÃO DAS
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Florianópolis

2010

Vilson Luiz Coelho

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE REDES AÉREAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO FRENTE À AÇÃO DAS
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Tese submetida ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Doutor em Engenharia Elétrica
Orientador: Prof. Dr. Adroaldo Raizer

Florianópolis

2010

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária
da
Universidade Federal de Santa Catarina

C672a Coelho, Vilson Luiz

Análise do desempenho de redes aéreas de distribuição de
média tensão frente à ação das descargas atmosféricas
[tese] / Vilson Luiz Coelho ; orientador, Adroaldo Raizer.
- Florianópolis, SC, 2010.

172 p.: il., grafs., tabs., mapas

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia elétrica. 2. Raio. 3. Sobretensão.
4. Energia elétrica - Distribuição. I. Raizer, Adroaldo.
II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU 621.3

Vilson Luiz Coelho

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
MÉDIA TENSÃO FRENTE À AÇÃO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de “Doutor” e aprovada em
sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa Catarina.

Local, 05 de Julho de 2010.



Prof. Roberto de Souza Salgado, Dr.

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

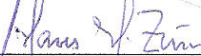
Banca Examinadora:



Prof. Adroaldo Raizer, Dr.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Hans Helmut Zürn, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



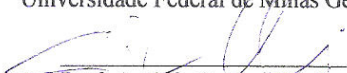
Prof. Jorge Coelho, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



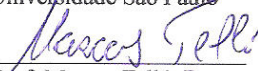
Prof. Silverio Visacro Filho, Dr.

Universidade Federal de Minas Gerais



Prof. Antônio R. Panicali, Dr.

Universidade São Paulo



Prof. Marcos Telló, Dr.

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul



Prof. Hugo Armándo Domingues Almaguer, Dr.

Universidade de Blumenau

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO FRENTE À AÇÃO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Vilson Luiz Coelho

Julho/2010

Orientador: Adroaldo Raizer, Dr.

Área de Concentração: Eletromagnetismo e Dispositivos Eletromagnéticos

Palavras-chave: descargas atmosféricas, sobretensões, nível de isolamento, proteção, redes de distribuição, sistemas de distribuição.

Número de Páginas: 170

RESUMO: O principal objetivo deste trabalho é contribuir para a melhoria do desempenho das redes aéreas de distribuição frente às ações das descargas atmosféricas. No entanto, a busca por soluções na melhoria do desempenho de uma rede requer o desenvolvimento de cálculos e análises com um significativo número de variáveis e operações matemáticas, resultando num trabalho difícil e moroso mesmo para especialistas. Assim, o primeiro produto deste estudo foi o desenvolvimento de uma metodologia e ferramenta computacional, passível de ser usada facilmente por projetistas, que os auxilie na escolha pelo padrão de rede que apresente o melhor desempenho para cada uma das condições existentes. Ao contrário dos programas utilizados na análise de transitórios em linhas de transmissão, o programa *Lightning Faults for Distribution Lines* não requer treinamentos especiais ou operadores especializados e os principais dados de saída são estimativas das taxas de interrupção dos circuitos analisados, que podem ser convertidas em análises técnico-econômicas de projetos de redes de distribuição. O segundo produto originou-se da aplicação deste programa em um grande número de casos reais e os resultados apontaram um elevado índice de interrupções devido às descargas atmosféricas diretas nas redes. Porém, as alternativas de redução de desligamentos por descargas diretas em redes não se apresentam tão simples quanto no caso das tensões induzidas onde o aumento do nível de isolamento e o uso de pára-raios reduzem significativamente seus efeitos. Por este motivo, também faz parte deste trabalho, um estudo sobre a influência das descargas diretas nas redes aéreas de distribuição.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering.

ANALYSIS OF THE LIGHTNING PERFORMANCE OF OVERHEAD DISTRIBUTION LINES

Vilson Luiz Coelho

July/2010

Advisor: Adroaldo Raizer, Dr.

Area of Concentration: Electromagnetism and Electromagnetic Devices

Keywords: distribution lines, lightning protection, overhead power distribution lines, power system lightning protection, protection performance improvement.

Number of Pages: 170.

ABSTRACT: The main objective of this work is to contribute to the improvement of lightning performance of overhead distribution lines. Nevertheless, the search of solutions for the improvement of line performance requires the development of calculations and analyses with a significant number of variables and mathematical operations, resulting in a difficult and lengthy task even for experts. Therefore, the first product of this study was the development of a methodology and computational tool, that could be easily employed by project designers and which would help them choose the most suitable line standard for each of the existing conditions. Differently from the programs employed in the analysis of transients on transmission lines, the program Lightning Faults for Distribution Lines does not require special training nor specialized operators and the main output data are estimates of the interruption rate of the analyzed circuits, which can be converted into technical-economical analyses of distribution lines projects. The second product, which originated from the application of this program in a large number of real cases, showed a great deal of interruptions due to direct discharges on the lines. However, the alternatives for the reduction of interruptions due to direct strikes are not as simple as the case of induced voltages, where the increase of the insulation level and the use of surge arresters significantly reduce the effect. For this reason, a study of the influence of direct discharges on overhead distribution lines is also part of this work.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Circuito Elétrico Global (Adaptado de [6])	26
Figura 2.2 – Trovoada Frontal (Adaptado de [8])	29
Figura 2.3 – Trovoada Multi-Célula (Adaptado de [8])	29
Figura 2.4 – Trovoada Tipo Linha de Instabilidade (Adaptado de [8])	30
Figura 2.5 - Frequência de CCM na América do Sul [8]	31
Figura 2.6 – Tipos de Descargas Mais Freqüentes	32
Figura 3.1 - Densidade de Descargas no Mundo (raios/km ² /ano) [18]	40
Figura 3.2 – Forma de Onda Típica da Corrente da Descarga de Retorno (Adaptado de [14])	42
Figura 3.3 – Forma de Onda 1,2x50 Através da Equação 3.5	43
Figura 3.4 - Velocidade da Corrente de Retorno (v)	49
Figura 4.1 – Distâncias Mínimas nas Estruturas (Adaptado de [29])	55
Figura 4.2– Estrutura Tipo Normal (N)	56
Figura 4.3 – Estrutura Tipo Meio-Beco (M)	56
Figura 4.4 – Estrutura Tipo Beco (B)	57
Figura 4.5 – Estrutura Triangular (T)	57
Figura 4.6– Estrutura N c/ Mão Francesa Perfilada	58
Figura 4.7 – Estrutura T c/ Mão Francesa Perfilada	58
Figura 4.8 – Estrutura Tipo P1	59
Figura 4.9 – Estrutura Tipo P2	59
Figura 4.10 – Estrutura P2 c/ Cabo de Cobertura	60
Figura 4.11 – Estrutura Tipo TP	60
Figura 4.12– Isoladores do Tipo Hi-top Vidro	62
Figura 4.13 – Isoladores Tipo Dois-corpos Porcelana	62
Figura 4.14 – Isolador Tipo Pilar	63
Figura 4.15 – Instalação de Transformador de Distribuição Trifásico ..	64
Figura 4.16 – Instalações de Religadores	65
Figura 4.17 – Instalação de Chave Fusível	66
Figura 4.18 – Ramal Trifásico com Proteção de Chaves Religadoras ..	67
Figura 4.19 – Instalação de Chave-faca Tipo NA	67
Figura 4.20 – Instalação Típica de Pára-raios ZnO	68
Figura 4.21 – Regulador de Tensão	69
Figura 4.22 – Instalação de Capacitores de Potência	70
Figura 4.23 – Topologia do Aterramento Típico em Sistemas de Distribuição	73
Figura 4.24 – Haste de Aterramento Aço-cobre	73
Figura 4.25 – Regiões de Santa Catarina	74
Figura 4.26 – Santa Catarina – Foto de Satélite	76

Figura 4.27 – Santa Catarina – Mapa de Solos	77
Figura 4.28 – Densidade de Descargas para Santa Catarina (2005/2006)	81
Figura 4.29 – DEC Brasil 1997 - 2008	85
Figura 4.30 – Desempenho de Sistemas Elétricos – Causa Descarga Atmosférica.....	86
Figura 5.1 – Rede a Dois Condutores e Respectiva Imagem no Solo... ..	89
Figura 5.2 – Condutor sob Corona e Respectiva Imagem.....	91
Figura 5.3 – Cálculo do Raio do Cilindro de Corona pelas Equações 5.15 e 5.16.....	92
Figura 5.4 – Modelo Eletrogeométrico	94
Figura 5.5 – Blindagem em Redes de Distribuição: Dados Guia IEEE1410 e Rotina Computacional	95
Figura 5.6 –Avaliação de Blindagem por Rotina Computacional.....	96
Figura 5.7 - Desenho Esquemático do Método do Monopolo	98
Figura 5.8 - Distribuição de Carga e Corrente no Canal de Descarga ..	99
Figura 5.9 - Dimensões Utilizadas para o Cálculo da Tensão Induzida	102
Figura 5.10 – Probabilidade de Arco de Potência em Estruturas de Madeira Cruzeta de Madeira Úmida (adaptado de [12]).....	110
Figura 5.11 – Probabilidade de Arco de Potência em cruzetas de Madeira	110
Figura 6.1 – Influência do Condutor Neutro na Tensão Induzida.....	115
Figura 6.2 – Influência da CFO na Tensão Induzida	116
Figura 6.3 – Ângulo de Proteção em Estrutura com Cabo Guarda	118
Figura 6.4 - Descarga Direta em Rede com Cabo de Cobertura – Circuito Modelo	119
Figura 7.1 – Programa $\mathcal{N}LFD$ – Fluxograma.....	125
Figura 7.2 – Fluxograma dos Procedimentos de Cálculo.....	126
Figura 7.3 – Programa $\mathcal{N}LFD$ – Planilha “INÍCIO”	127
Figura 7.4 – Fator de Blindagem em Função da Densidade de Consumidores (RS e SC)	129
Figura 7.5 – Programa $\mathcal{N}LFD$ – Planilha “REDE”	129
Figura 7.6 – Programa $\mathcal{N}LFD$ – Planilha “REDE”/Sistema SC [2]..	130
Figura 7.7 - Programa $\mathcal{N}LFD$ – Planilha “ESTRUTURA”.....	131
Figura 7.8 - Programa $\mathcal{N}LFD$ – Planilha “RESULTADOS”	132
Figura 7.9 – Programa $\mathcal{N}LFD$ – Planilha “RESUMO”	132
Figura 7.10 – Influência do Nível de Isolamento – Redes Urbanas e Rurais	135
Figura 7.11 – Influência dos Pára-Raios – Redes Urbanas e Rurais... ..	135
Figura 7.12 – Influência da Resistividade do Solo – Estrutura P_{gw}	136

Figura 7.13 – Estrutura P_{gw} – Comportamento Resistividade x Pára-Raios.....	136
Figura 8.1 – Rede Rural – Município de Lages – SC.....	139
Figura 8.2 – Rede Rural – Município de Cambará do Sul – RS.....	139
Figura 8.3 – Cálculos do Programa $\mathcal{N}LFD$ – Rede Rural Típica RS..	140
Figura 8.4 – Cálculos do Programa $\mathcal{N}LFD$ – Rede Rural Típica SC..	140
Figura 8.5 – Recipientes para Ensaio dos Solos.....	146
Figura 8.6 – Montagem dos Equipamentos para Ensaio	146
Figura 8.7 – Solos SC – U x ρ_{eq}	147
Figura 8.8 – Correlação entre Constante Dielétrica e Umidade Volumétrica do Solo [61].....	148
Figura 8.9 – Comportamento da Região de Ionização	153
Figura 8.10 – Comparação Entre os Métodos DM e EBM	154
Figura 8.11 – Comparativo: GM x EBM	156
Figura 8.12 – Rotina EBM.xls: Comportamento da Tensão, Corrente e Resistividade(p.u.).....	156
Figura 9.1 – Desvios entre Índices de Interrupção Observados e Calculados pelo Programa $\mathcal{N}LFD$	159
Figura 9.2 – Influência da Umidade na Camada Superficial do Aterramento.....	161

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Características da Corrente: Primeira Descarga Negativa, Monte San Salvatore [14].....	44
Tabela 3.2 - Características da Corrente: Primeira Descarga Negativa, Morro do Cachimbo [21].....	44
Tabela 3.3 - Distribuição Estatística da Ocorrência de Descargas Negativas Múltiplas [14].....	45
Tabela 3.4 - Características da Corrente: Descarga Subseqüente Negativa [14].....	46
Tabela 3.5 - Características da Corrente: Descarga Subseqüente Negativa – Brasil [21],[22].....	46
Tabela 3.6 – Características da Corrente: Descarga Positiva [14]	47
Tabela 3.7 - Valores Medianos de E	47
Tabela 3.8 – Velocidade da Corrente de Retorno (v) – Valores Médios/Desvios Padrão.....	48
Tabela 4.1– Valores de Níveis de Isolamento	52
Tabela 4.2 – Distâncias Mínimas em Pontos Fixos.....	53
Tabela 4.3 – Distâncias Verticais Mínimas.....	53
Tabela 4.4 – Distâncias Entre Condutores e o Solo	53
Tabela 4.5 – Distâncias Mínimas nas Estruturas.....	54
Tabela 4.6– Características dos Isoladores.....	63
Tabela 4.7 – Características dos Pára-Raios ZnO	68
Tabela 4.8 - Características dos Condutores de Alumínio CA (I).....	71
Tabela 4.9 – Características dos Condutores de Alumínio CA (II).....	71
Tabela 4.10 – Características dos Condutores de Alumínio CAA (I) ...	72
Tabela 4.11 – Características dos Condutores de Alumínio CAA II....	72
Tabela 5.1 – Valores Típicos de CFO (1° componente).....	108
Tabela 5.2 – CFO Adicional para o Segundo Componente	108
Tabela 5.3 – CFO Adicional para o Terceiro Componente.....	108
Tabela 6.1 – Coeficientes de Redução para Hastes Aço-cobre, 2,4m, 13mm	114
Tabela 8.1 – Frequência de Ocorrência de tipos de Solos em Santa Catarina	144
Tabela 8.2 – Amostras dos Solos Típicos de Santa Catarina	144
Tabela 8.3 – Solos de Santa Catarina – Resistividade x Umidade	147
Tabela 9.1 – Características das Regiões Analisadas.....	159

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	21
1.1	JUSTIFICATIVA	21
1.2	OBJETIVOS	22
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	23
2	DESCRIÇÃO DO FENÔMENO DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	25
2.1	INTRODUÇÃO	25
2.1.1	Definição	25
2.1.2	O Circuito Elétrico Global	25
2.2	TROVOADAS.....	26
2.2.1	Trovoadas de Massas de Ar	27
2.2.2	Trovoadas Dinâmicas	28
2.2.3	Índice Cerâmico	30
2.3	ELETRIFICAÇÃO DAS NUVENS.....	31
2.4	TIPOS DE DESCARGAS	32
2.5	FORMAÇÃO DA DESCARGA	33
3	PARÂMETROS DAS DESCARGAS	37
3.1	INTRODUÇÃO	37
3.2	SISTEMAS DE AQUISIÇÃO DE DADOS.....	37
3.3	DENSIDADE DE DESCARGAS	39
3.4	CARACTERÍSTICAS DA CORRENTE DE RETORNO	41
3.4.1	Corrente da Primeira Descarga de Retorno Negativa.....	44
3.4.2	Corrente da Descarga de Retorno Negativa Subseqüente ..	45
3.4.3	Corrente da Descarga de Retorno Positiva	47
3.4.4	Energia da Descarga.....	47
3.4.5	Velocidade da Corrente de Retorno.....	47
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	49
4	CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	51
4.1	INTRODUÇÃO	51
4.2	CARACTERÍSTICAS DAS REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	52

4.2.1	Níveis de Isolamento.....	52
4.2.2	Afastamentos Mínimos.....	52
4.2.3	Estruturas.....	54
4.2.4	Postes	61
4.2.5	Cruzetas.....	61
4.2.6	Isoladores	61
4.2.7	Equipamentos	63
4.2.8	Condutores.....	70
4.2.9	Sistemas de Aterramento.....	70
4.3	CARACTERÍSTICAS AMBIENTAIS	73
4.3.1	Características Gerais	74
4.3.2	Regiões.....	74
4.3.3	Relevo	75
4.3.4	Solos	76
4.3.5	Vegetação	80
4.3.6	Densidade de Descargas.....	80
4.4	DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	81
4.4.1	Conceitos e Normas	81
4.4.2	Índices de Continuidade de Fornecimento.....	82
4.4.3	Valores Históricos de <i>DEC</i>	84
4.4.4	Desempenho das Redes Frente às Descargas Atmosféricas	85
5	AÇÃO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM REDES	
	AÉREAS	87
5.1	INTRODUÇÃO.....	87
5.2	DESCARGAS DIRETAS SOBRE AS REDES	87
5.2.1	Cálculo da Tensão.....	87
5.2.2	Cálculo da Impedância de Surto	87
5.2.3	Efeito Corona	90
5.2.4	Velocidade de Propagação	93
5.2.5	Distância de Atração	93
5.2.6	Blindagem Devido à Presença de Obstáculos Próximos às	
	Redes	95
5.3	TENSÕES INDUZIDAS POR DESCARGAS PRÓXIMAS À	
	REDE	96
5.3.1	Considerações Sobre o Modelo de Rusk.....	96

5.3.2	Cálculo dos Campos Elétrico e Magnético Utilizando o Método do Monopolo	97
5.3.3	Cálculo da Tensão Induzida em uma Linha de Transmissão Longa	102
5.3.4	Cálculo da Tensão Induzida Considerando a Resistividade do Solo	104
5.4	INTERRUPÇÕES EM REDES, DEVIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	104
5.4.1	Cálculo da Tensão Disruptiva.....	105
5.4.2	Descargas Disruptivas nas Redes Devido às Descargas Atmosféricas Diretas.....	105
5.4.3	Descargas Disruptivas nas Redes Devido às Tensões Induzidas.....	106
5.4.4	Determinação da Tensão Crítica de Impulso (<i>CFO</i>)	107
5.4.5	Arco de Potência	109
5.4.6	Religamentos	110
6	PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS... ..	113
6.1	INTRODUÇÃO.....	113
6.2	PROTEÇÃO CONTRA TENSÕES INDUZIDAS POR DA ..	113
6.2.1	Utilização do Condutor Neutro	113
6.2.2	Elevação do Nível de Isolamento das Estruturas	115
6.2.3	Uso de Pára-raios de Distribuição.....	116
6.3	PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS DIRETAS NA RD..	117
6.3.1	Uso de Pára-raios.....	117
6.3.2	Utilização de Cabos de Cobertura.....	118
6.3.3	Uso Conjunto, Cabo de Cobertura e Pára-raios.....	120
6.4	CONSIDERAÇÕES SOBRE A TENSÃO RESIDUAL DO PÁRA-RAIOS (V_{IR})	121
7	ANÁLISE DO DESEMPENHO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	123
7.1	INTRODUÇÃO.....	123
7.2	CARACTERÍSTICAS GERAIS DO PROGRAMA <i>∗LFD</i> ..	123
7.3	METODOLOGIA DE CÁLCULO.....	124
7.4	CONDIÇÕES INICIAIS	126

7.5	PLANILHA “INÍCIO”	127
7.6	PLANILHAS DE ENTRADA DE DADOS.....	127
7.6.1	Planilha “REDE”	127
7.6.2	Planilha “ESTRUTURA”	130
7.7	PLANILHAS DE SAÍDA DE RESULTADOS	131
7.7.1	Planilha “RESULTADOS”	131
7.7.2	Planilha “RESUMO”	131
7.8	PLANILHAS DE CÁLCULO AUXILIARES	132
7.8.1	A1	132
7.8.2	A2	133
7.8.3	A3	133
7.8.4	A4	133
7.8.5	A5	133
7.9	RESULTADOS	133
8	INFLUÊNCIA DAS DESCARGAS DIRETAS NAS REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO	137
8.1	INTRODUÇÃO.....	137
8.2	EVIDÊNCIAS DA OCORRÊNCIA DE DESCARGAS DIRETAS.....	138
8.3	ALTERNATIVAS PARA A REDUÇÃO DOS DESLIGAMENTOS POR DESCARGAS DIRETAS.....	140
8.4	INFLUÊNCIA DA UMIDADE NAS CARACTERÍSTICAS DO SOLO	142
8.4.1	Metodologia.....	143
8.4.2	Determinação das Amostras de Solos	143
8.4.3	Seleção dos Pontos e Coleta das Amostras	143
8.4.4	Determinação do Teor de Umidade e Secagem das Amostras de Solo	144
8.4.5	Obtenção dos Valores de Resistividade das Amostras	145
8.4.6	Tabulação e Análise dos Resultados	146
8.4.7	Estimativa da Permissividade em Função da Umidade. ...	148
8.5	COMPORTAMENTO DA UMIDADE DO SOLO DURANTE AS TEMPESTADES	149
8.6	COMPORTAMENTO DOS ATERRAMENTOS FRENTE A ELEVADAS CORRENTES DE SURTO	149

8.6.1	Método do Balanço da Energia na Ionização do Solo.....	151
9	CONCLUSÕES.....	157
9.1	LEVANTAMENTOS DE DADOS	157
9.2	ESTUDO DA BIBLIOGRAFIA.....	157
9.3	PROGRAMA <i>↗LFD</i>	157
9.4	INFLUÊNCIA DAS DESCARGAS DIRETAS NAS REDES RURAIS	160
9.4.1	Influência da Umidade nos Aterramentos.....	160
9.4.2	Ionização do Solo	162
9.5	PARÂMETROS DAS DESCARGAS.....	162
9.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	162
10	BIBLIOGRAFIA	163

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

A principal fonte de insatisfação de consumidores de energia elétrica é a interrupção no fornecimento desta, devido aos conseqüentes transtornos e prejuízos. No Brasil, a resolução 024/2000 [1] da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, aprovada desde o ano 2000, estabelece as disposições relativas à continuidade de fornecimento de energia elétrica aos consumidores brasileiros. Segundo esta normativa as concessionárias/permissionárias de energia elétrica são responsáveis por apurar os índices de continuidade de fornecimento através de processos auditáveis, devendo atingir metas pré-estabelecidas que, se violadas, têm como penalidade o pagamento de elevadas multas.

Dados de concessionárias de diversos locais no mundo confirmam as descargas atmosféricas como as responsáveis pelo maior número de interrupções nos sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica.

No caso específico de algumas concessionárias do sul do Brasil, que juntas atendem mais de 3 (três) milhões de consumidores, estudos indicam que em média, mais de 30.000 ocorrências/ano são creditadas às ações das descargas atmosféricas [2][3].

Isto representa um custo elevado não só para as concessionárias como também para toda a comunidade envolvida, pois, diferentemente da década de 80, quando representavam apenas pequenas cargas de iluminação, atualmente os consumidores rurais se transformaram em pequenas agroindústrias, o que os torna muito mais exigentes no que se refere a qualidade de energia.

Estimativas apontam para um número médio de 28 interrupções, para cada 100 quilômetros de rede por ano, provocadas por descargas atmosféricas. Considerando que a região sul do Brasil possui algo em torno de 350.000 quilômetros de redes, estima-se que somente nesta região ocorram aproximadamente 100.000 desligamentos por ano devido a esta causa. Mesmo sem levar em consideração o custo social destes desligamentos, estima-se um prejuízo anual para as concessionárias, devido à perda de faturamento de energia e aos atendimentos de emergência, em torno de 12 milhões de reais.

1.2 OBJETIVOS

O principal objetivo deste trabalho é contribuir para a melhoria do desempenho das redes de distribuição de energia frente às ações das descargas atmosféricas e conseqüentemente para a redução dos prejuízos impostos à sociedade. As soluções empregadas na melhoria do desempenho de uma determinada rede, não são únicas nem perfeitas e envolvem nos cálculos um significativo número de variáveis e operações matemáticas, além de diversos dados relativos às características da região onde se pretende implantá-la. Diferentemente das linhas de transmissão, onde existe um projeto específico para cada linha, as redes de distribuição são construídas a partir de padrões pré-definidos. Isto se explica pela enorme quantidade de redes de distribuição existente em uma concessionária típica, se comparada com a quantidade de linhas de transmissão ou sub-transmissão. Em conseqüência disto, não é comum a existência de especialistas em sobretensões no corpo técnico dos departamentos de construção de redes, pois a urgência e o número de obras de distribuição requerem técnicos com um perfil generalista.

Assim, o primeiro produto foi o desenvolvimento de uma metodologia e ferramenta computacional, passível de ser usada facilmente por projetistas de redes, sejam técnicos ou engenheiros, que os auxilie na escolha pelo padrão de rede que apresente o melhor desempenho para as condições existentes de uma determinada região.

Para isto, além do estudo da bibliografia existente, um importante banco de dados foi criado a partir de uma ampla captação de informações de desempenho, características de redes e características topográficas e climáticas de sistemas de distribuição de diversas regiões. O resultado é o programa computacional ***⚡LFD*** (*Lightning Faults in Distribution Lines*) que permite avaliar o desempenho das redes de distribuição em função de suas características construtivas correlacionadas às características do ambiente onde estão inseridas. A principal característica deste programa é que diferentemente dos programas utilizados na análise de transitórios em linhas de transmissão ou distribuição, os principais dados de saída não são valores de tensão e sim estimativas das taxas de interrupção dos circuitos analisados, que podem ser convertidas em análises técnico-econômicas de projetos de redes de distribuição, quando interligadas com um sistema de custos.

O segundo produto deste estudo originou-se dos resultados da aplicação do programa ***⚡LFD*** em um grande número de casos reais dos sistemas de distribuição dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do

Sul, os quais apontaram um elevado índice de interrupções devido às descargas atmosféricas diretas nas redes. Estes resultados confirmaram as evidências percebidas nos levantamentos de campo conforme descrito a seguir:

As redes de média tensão, classificadas como não urbanas, representam algo em torno de 80% do total de redes implantadas.

A maioria destas redes está localizada em regiões de planalto cobertas de plantações ou pastagens, o que representa um reduzido coeficiente de blindagem frente a descargas atmosféricas diretas.

Independentemente do nível de isolamento ou do número de pára-raios instalados, as redes com os maiores índices de interrupções foram aquelas localizadas em regiões com baixo coeficiente de blindagem.

As alternativas de redução de desligamentos por descargas diretas em redes não se apresentam tão simples quanto no caso de tensões induzidas onde o aumento do nível de isolamento e o uso de pára-raios reduzem significativamente seus efeitos.

Considerando as características da maioria das regiões críticas, as técnicas de proteção atualmente empregadas, representam soluções economicamente inviáveis. Nos casos de descargas diretas, os elevados valores de amplitude das correntes da descarga provocam o surgimento do fenômeno da ionização do solo o que potencializa a importância de se conhecer o comportamento da resistividade dos diversos tipos de solos quando submetidos a estas condições.

Desta forma, na segunda parte deste trabalho apresenta-se uma análise do desempenho das redes frente às descargas diretas e deste constam os seguintes estudos:

Solos de Santa Catarina. Principais tipos, frequência de ocorrência e comportamento da resistividade em relação à umidade;

Adaptação de método experimental de análise da ionização do solo para uso em métodos numéricos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Tendo em vista a diversidade de assuntos abordados, o trabalho foi dividido da seguinte forma:

Capítulo 1: Introdução contendo os objetivos e as justificativas para o desenvolvimento dos estudos e a estrutura deste documento;

Capítulos 2 e 3: São resultados de revisão bibliográfica. No capítulo 2 apresenta-se de forma resumida uma descrição do fenômeno

descarga atmosférica, objetivando o seu entendimento e no capítulo 3 as principais características das descargas, necessárias no desenvolvimento dos cálculos.

Capítulos 4: Este capítulo contém as características e dados, importantes para os objetivos deste trabalho, dos sistemas de distribuição estudados.

Capítulos 5 e 6: São resultados de revisão bibliográfica, levantamentos de dados e ensaios de laboratório e tratam da influência das descargas nas redes e das técnicas de proteção mais utilizadas.

Capítulo 7: Apresenta a ferramenta computacional \neq LFD, desenvolvida na primeira etapa deste trabalho.

Capítulos 8: Apresenta uma análise do desempenho das redes estudadas, frente às descargas diretas, com ênfase aos estudos do comportamento do solo e aterramentos durante as condições climáticas que acompanham estas ocorrências.

Capítulos 9 e 10: Conclusões e bibliografia respectivamente.

2 DESCRIÇÃO DO FENÔMENO DESCARGA ATMOSFÉRICA

2.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo, resultado de uma pesquisa bibliográfica realizada em [4] a [11], traz uma abordagem sintética e simplificada das teorias relativas aos processos de desenvolvimento das descargas atmosféricas, objetivando o entendimento do fenômeno.

2.1.1 Definição

A descarga atmosférica ou raio pode ser definido como o rompimento da isolação em ar entre duas superfícies carregadas eletricamente com polaridades opostas ocasionando o surgimento de uma corrente elétrica muito intensa. O movimento dos elétrons é tão rápido que faz o ar ao seu redor iluminar-se, resultando em um clarão (relâmpago), e aquecer-se, resultando em um som (trovão).

2.1.2 O Circuito Elétrico Global

Em 1752, L. G. Lemonnier descobriu que mesmo quando não havia nuvens, situação conhecida como condição de tempo bom, uma fraca eletrificação existia na atmosfera. Ele também encontrou evidências de que tal eletrificação variava da noite para o dia e mais tarde detectou-se também a existência da variação diurna da eletrificação, assim como, confirmou-se que a polaridade da carga elétrica na atmosfera, nestas condições, era positiva e que mudava para negativa quando havia tempestades próximas, confirmando as observações de Franklin.

Assim, o campo elétrico de tempo bom é uma consequência da existência de uma carga na superfície da Terra e da condutividade. Em função de esta carga ser negativa, o campo elétrico está orientado no sentido ionosfera superfície da terra. Nos continentes, o campo elétrico médio é cerca de 120V/m.

Considerando-se um aumento exponencial da condutividade com a altitude, pode ser mostrado que, de forma inversa, o campo elétrico diminui exponencialmente com a altitude e em uma altitude de 30km, o campo elétrico é próximo de 300mV/m. A integração do campo elétrico da superfície da Terra até a ionosfera resulta em uma diferença de potencial de cerca de 200kV. Em consequência disto, uma densidade de

corrente orientada para baixo, denominada de densidade de corrente de Maxwell, da ordem de $2 \times 10^{-12} \text{ A/m}^2$, está constantemente fluindo na atmosfera.

A existência de uma densidade de corrente constante, implica na existência de uma fonte contínua de cargas. Baseado nisto, em 1920 C. T. R. Wilson estabeleceu a hipótese conhecida como teoria do capacitor esférico. Nesta a superfície da Terra e uma superfície equipotencial, a ionosfera, comportam-se como placas de um capacitor esférico carregado até uma diferença de potencial de 200kV. As cargas entre as placas estariam se movendo rumo ao solo, constituindo uma corrente de fuga. Esta corrente pode ser calculada multiplicando a densidade de corrente em condições de tempo bom pela área da superfície da Terra, o que resultaria em uma corrente total de descarga do capacitor de cerca de 1000A. Medidas atuais indicam que uma corrente média de quase 1A flui na estratosfera durante a fase ativa de uma descarga atmosférica típica. Conseqüentemente, supõe-se que a atividade de tempestades em todo o mundo atua como um gerador de corrente mantendo o capacitor esférico carregado (vide Figura 2.1).

Importante ressaltar que, apesar de amplamente aceita, esta teoria ainda apresenta algumas limitações [5][7] e estudos em desenvolvimento podem futuramente apresentar novos e/ou diferentes dados.

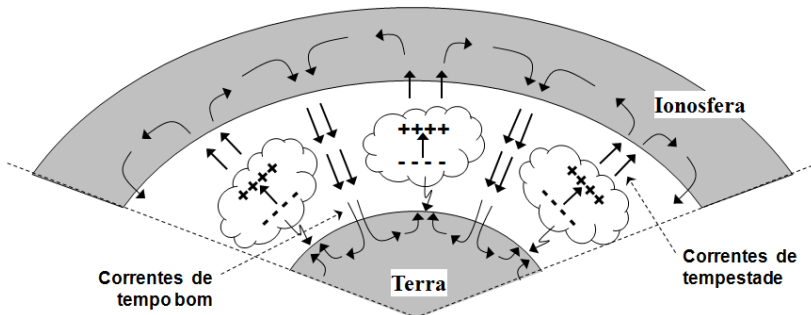


Figura 2.1 – Circuito Elétrico Global (Adaptado de [6])

2.2 TROVOADAS

As descargas atmosféricas na grande maioria das vezes são provenientes das trovoadas que ocorrem diariamente no globo terrestre.

Trovoada é um nome genérico, sugerido pela Língua Portuguesa, para as tempestades, pela simples existência de trovões. Trovões não são

as causas, mas conseqüências de processos que existem dentro das células de trovoadas. Porém, são eles que denunciam a presença da tempestade.

As trovoadas são caracterizadas por relâmpagos e trovões e podem ser definidas como as manifestações finais do desenvolvimento de uma nuvem cúmulo-nimbo. Uma típica nuvem cúmulo-nimbo pode atingir valores de diâmetro e altura de até 20 quilômetros e a altura da base em relação ao solo pode variar de pouco menos de 1 km até cerca de 4km. Cerca de 2000 trovoadas estão ocorrendo simultaneamente a cada momento, significando algo em torno de 16 milhões por ano no planeta, com seus raios colidindo com a terra 100 vezes a cada segundo. As trovoadas ocorrem durante todas as estações nos trópicos e do final do inverno até o outono nas zonas temperadas. Geralmente as trovoadas têm aspectos físicos semelhantes, entretanto diferem em intensidade, grau de desenvolvimento e em condições de tempo associadas.

A seguir uma classificação das trovoadas segundo a forma como ocorrem:

2.2.1 Trovoadas de Massas de Ar

São as trovoadas que ocorrem dentro de uma mesma massa de ar, causados por algum agente:

2.2.1.1 Convectivas

Também chamadas de termiais, são as trovoadas formadas por convecção local devido ao forte aquecimento diurno da superfície terrestre. O ar aquece-se por contato molecular e dispara a convecção, emanando calor por turbulência convectiva.

2.2.1.2 Orográficas

As trovoadas orográficas se formam quando o ar úmido e instável é forçado a ascender terrenos montanhosos. Estas tempestades se desenvolvem rapidamente e podem cobrir extensas áreas. Frequentemente permanecem estacionárias por muitas horas próximas às montanhas ou colinas.

2.2.1.3 Advectivas

Ocorrem quando o ar pouco mais frio desloca-se por baixo de ar mais aquecido. Este processo apenas inicia a convecção. Ocorre principalmente quando o ar passa sobre águas oceânicas aquecidas. A

parte inferior é aquecida por contato e dispara a convecção, extremamente úmida. Ocorrem normalmente no período noturno em madrugadas de inverno e são mais fracas que as termais e mais raras que as outras trovoadas.

2.2.2 Trovoadas Dinâmicas

São as trovoadas que se formam pelo encontro de massas de ar diferentes. Ocorrem em qualquer época do ano e em qualquer horário, independentemente das condições de aquecimento em superfície. Às vezes são disparadas por circulação de ventos secundários, como brisas vale-montanha e terra-mar.

2.2.2.1 Frontais

Trovoada associada diretamente ao avanço da região frontal (Figura 2.2). Muito forte quando o avanço é da frente fria e mais fraca quando o avanço é da frente quente. As células de tempestade se formam pelo deslocamento da massa de ar frio por baixo da massa de ar quente, forçando a sua ascensão.

2.2.2.2 Multi-Células

Sistema de trovoadas onde existem células/nuvens de tempestade em estágios diferentes de evolução, mas conectados de alguma maneira. Vide Figura 2.3.

2.2.2.3 Linha de Instabilidade

Sistema formado por células de tempestade em linha (Figura 2.4). Devido ao rápido avanço da frente fria, algumas ondas atmosféricas caminham mais rápidas na vanguarda e desencadeiam sistemas convectivos intensos, alinhados e que surgem a qualquer hora. São as trovoadas mais violentas, ainda piores que as causadas por frente fria. Têm deslocamento próprio, e podem permanecer por dias. As suas células de chuva são normalmente independentes, mas com deslocamento perfilado.

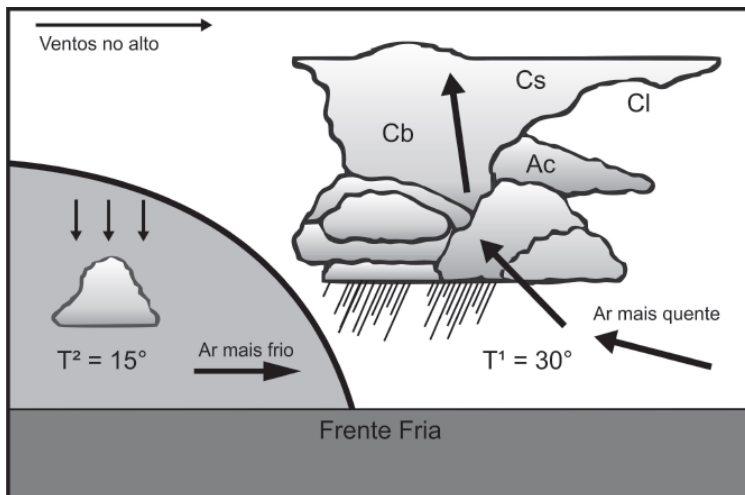


Figura 2.2 – Trovoada Frontal (Adaptado de [8])

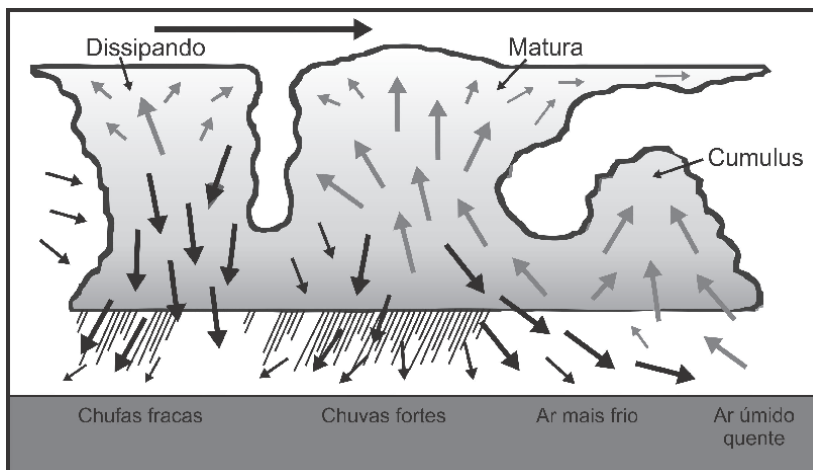


Figura 2.3 – Trovoada Multi-Célula (Adaptado de [8])

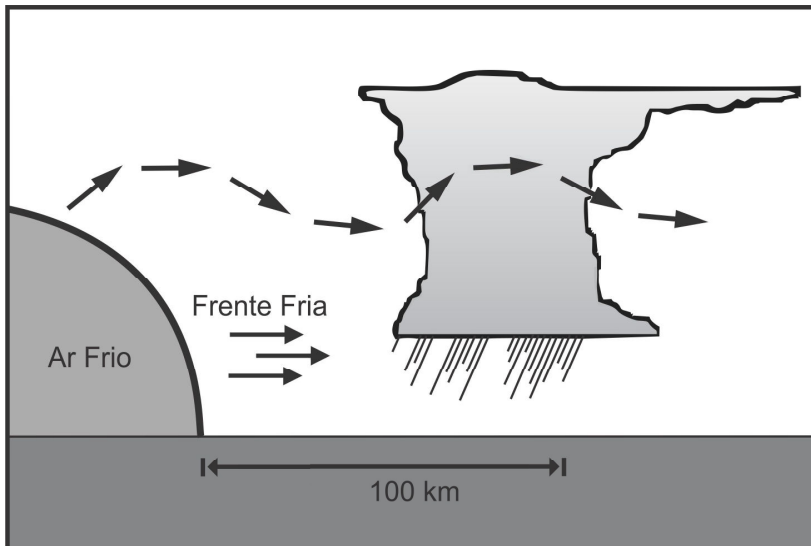


Figura 2.4 – Trovoada Tipo Linha de Instabilidade (Adaptado de [8])

2.2.2.4 Complexo Convectivo de Meso Escala – CCM

São aglomerados circulares, compostos por sistemas organizados de células de tempestade severa, às vezes chamados de super-células. Possuem uma área tão extensa que podem cobrir estados inteiros ou mais. No Brasil, o surgimento de CCM ocorre principalmente pelo efeito dos Andes, na região Sul e Sudeste e pelos ventos alísios, na região Norte (Figura 2.5).

2.2.3 Índice Ceráunico

Uma forma de avaliar a frequência de trovoadas em uma região é através do índice ceráunico, que representa o número de dias com trovoada durante um ano. Considerando a grande variação anual dos valores, estes índices geralmente são valores médios obtidos a partir de observações em diversos anos consecutivos.

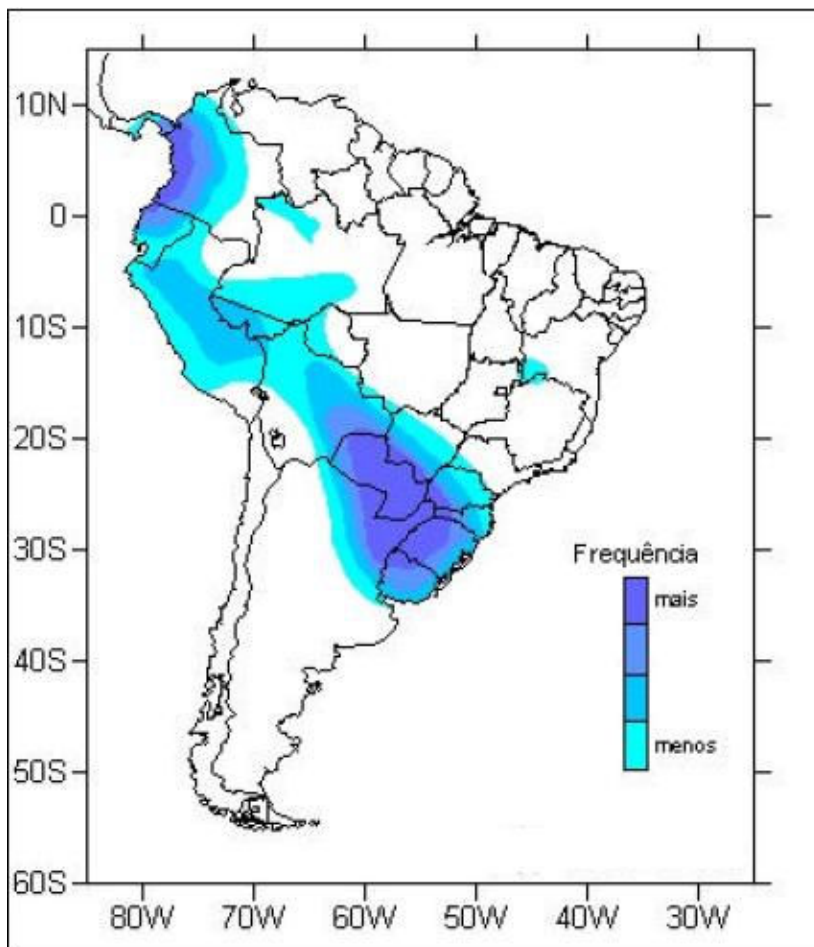


Figura 2.5 - Frequência de CCM na América do Sul [8]

2.3 ELETRIFICAÇÃO DAS NUVENS

Os fenômenos meteorológicos de natureza elétrica ocorrem quase na sua totalidade, nas nuvens cúmulos-nimbos e tendo em vista a grande complexidade da sua estrutura elétrica, até hoje não são conhecidos com precisão.

A teoria mais aceita para explicar a produção de cargas requerida para eletrificar uma nuvem de tempestade assume que as partículas

carregadas são produzidas por colisões de diferentes partículas de gelo (hidro-meteoros) no interior da nuvem.

Depois de formadas, as partículas carregadas são separadas pelo efeito de correntes de ar ascendentes e descendentes e pela ação gravitacional.

No processo gravitacional, a ação da gravidade atuando sobre diferentes partículas de gelo com tamanhos que variam de uma fração de milímetro até alguns poucos centímetros, tende a fazer com que as partículas maiores permaneçam na parte inferior e as partículas menores na parte superior da nuvem de tempestade. No processo convectivo as correntes de ar ascendentes e descendentes dentro das nuvens transportam as partículas e atuam de modo a manter as partículas menores suspensas na parte superior da nuvem.

Com a formação de centros de carga, o campo elétrico dentro de uma nuvem de tempestade pode atingir valores de até 600kV/m. No solo, apesar de atenuado, o campo elétrico de uma nuvem de tempestade é em torno de 10 kV/m.

2.4 TIPOS DE DESCARGAS

Os tipos mais comuns de descargas são as intra-nuvem, entre nuvens e nuvem-solo (vide Figura 2.6).

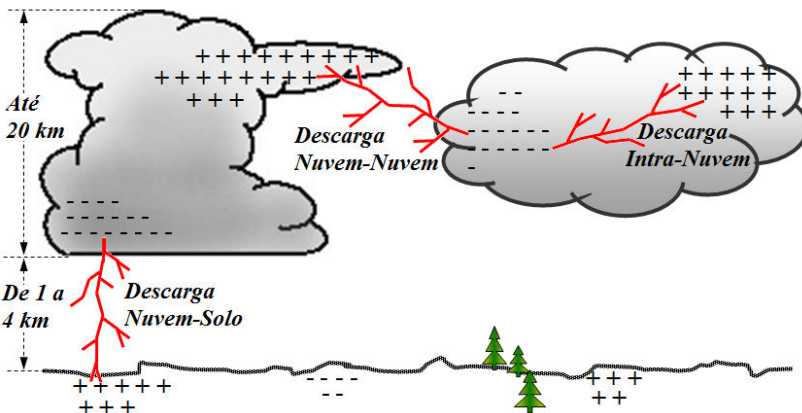


Figura 2.6 – Tipos de Descargas Mais Frequentes

As descargas intra-nuvem ocorrem entre centros carregados de maneira oposta dentro da mesma nuvem e as descargas inter-nuvem,

ocorrem entre centros de carga em duas nuvens diferentes e juntas representam 70% das ocorrências.

A relação entre descargas nuvem-solo e intra-nuvem pode variar significativamente de tempestade a tempestade. Os detalhes do porque uma descarga ocorre dentro de uma nuvem ou entre nuvem e solo não são totalmente compreendidos. Acredita-se que a descarga se propague em direção à terra quando o gradiente do campo elétrico nas regiões inferiores da nuvem é mais forte no sentido descendente.

Alguns autores sugerem que a variação da latitude influencia na relação descargas intra-nuvem e nuvem-solo. Em latitudes mais elevadas uma porcentagem maior da descarga nuvem-solo ocorre. Outros sugerem que a altura da nuvem é uma variável mais importante do que a latitude.

Quanto à polaridade, as descargas nuvem solo são em grande maioria negativas. As descargas positivas ocorrem com maior frequência no estágio final de uma trovoadas ou durante os meses do inverno ou então no caso de trovoadas orográficas quando a parte superior da nuvem, carregada positivamente, forma um canal com o topo da montanha.

Quanto ao sentido de propagação das cargas, as descargas podem ser ascendentes ou descendentes. As descargas ascendentes ocorrem apenas em estruturas muito altas, principalmente as localizadas em topos de montanhas e nestes casos, as correntes envolvidas são de pouca intensidade.

2.5 FORMAÇÃO DA DESCARGA

De acordo com a definição, as descargas atmosféricas se originam da quebra de rigidez dielétrica ou da capacidade isolante do ar. Isto ocorre quando o campo elétrico é suficiente para ionizar os átomos do ar e acelerar os elétrons a ponto de produzir uma descarga. Estudos indicam que este valor de campo elétrico fica em torno de 1000 kV/m (na altura da nuvem).

O processo de desenvolvimento de um raio se dá através de um canal ionizado que parte de um centro de carga ramificando-se em direção a outro de sinal contrário, em uma série de degraus.

O som (trovão) é gerado ao longo do canal, quando a atmosfera é aquecida pela descarga elétrica na ordem de 20.000 graus Celsius (3 vezes a temperatura da superfície do sol).

Apesar de menos freqüentes, as descargas nuvem-solo são mais perigosas e prejudiciais aos seres humanos e por isto, mais estudadas e melhor compreendidas.

Para o olho humano uma descarga atmosférica nuvem-solo parece um fenômeno contínuo. No entanto, o processo de formação é composto de múltiplas descargas em seqüência em curtos intervalos de tempo. A primeira etapa é denominada líder escalonado. Sobre a influência de um campo elétrico elevado, as cargas negativas (elétrons) movem-se em etapas de dezenas de metros de comprimento em direção ao solo. Durante este movimento, algumas cargas seguem novos caminhos devido à influência de outros centros de carga na atmosfera ao redor do canal, formando ramificações. *As cargas no canal movem-se rumo ao solo em etapas com uma velocidade média de cerca de 100 km/s, produzindo uma fraca luminosidade em uma região com um diâmetro entre 1 e 10 m ao longo do qual a carga é depositada* [7]. O núcleo central do canal possui alguns centímetros de diâmetro e transporta uma corrente média próxima de 1 kA.

Ao aproximar-se do solo, a carga elétrica contida no canal do líder escalonado produz um campo elétrico intenso entre a extremidade deste e o solo, podendo gerar um potencial elétrico de cerca de 100 milhões de Volts. Este campo causa a quebra de rigidez do ar próximo ao solo fazendo com que uma ou mais descargas positivas ascendentes, denominadas descargas conectantes, saiam do solo, geralmente dos objetos mais altos, em direção ao canal. Quando uma destas descargas conectantes encontra o líder negativo descendente, entre 10 a 100 metros do solo, as cargas armazenadas no canal começam a mover-se em direção ao solo e uma onda propaga-se como um clarão visível para cima ao longo do canal com uma velocidade média de um terço da velocidade da luz. Esta descarga é denominada descarga de retorno, dura algumas poucas centenas de microssegundos e produz a maioria da luz dos relâmpagos.

Uma descarga atmosférica durante todo o seu processo de desenvolvimento pode ser composta por uma ou mais descargas de retorno. Nos casos de descargas múltiplas, cada descarga de retorno subsequente dura algumas centenas de microssegundos e o intervalo de tempo entre elas é tipicamente 60 milissegundos [11]. Quando este intervalo é próximo de 100 milissegundos, o olho humano consegue identificá-las individualmente.

A descarga de retorno subsequente ocorre quando após a corrente da descarga de retorno percorrer o canal, mais cargas são depositadas no

seu topo por descargas dentro da nuvem. Conseqüentemente existindo um caminho de ar já ionizado, produzido pelo líder escalonado, outro líder pode então propagar-se em direção ao solo pelo mesmo canal. Este líder não é visível, normalmente se propaga de forma contínua e aproxima-se do solo em poucos milissegundos com velocidades de cerca de 3000km/s. Quando este líder contínuo aproxima-se do solo, normalmente não é tão brilhante quanto à primeira descarga de retorno.

Quando o tempo após uma descarga de retorno é maior do que 100 milissegundos, parte do canal pode ser dissipada e um novo líder que iniciou seu trajeto como um líder contínuo pode mudar para líder escalonado. Nestes casos, o líder é chamado líder contínuo-escalonado e alcança o solo em um ponto diferente do líder anterior e conseqüentemente, a descarga de retorno subsequente segue também um caminho diferente na atmosfera com relação à primeira descarga de retorno. Este fenômeno ocorre em 25% dos casos [7].

O número médio de descargas de retorno em uma descarga atmosférica nuvem-solo negativa é 4 (quatro) e o número máximo já registrado é 42. Não é comum a existência de descargas de retorno subsequentes em raios positivos.

3 PARÂMETROS DAS DESCARGAS

3.1 INTRODUÇÃO

O conhecimento das características e da frequência de ocorrência das descargas atmosféricas é de fundamental importância para o desenvolvimento de projetos de proteção contra as ações destas nos sistemas de energia elétrica. A energia específica e a corrente da descarga de retorno são os principais parâmetros usados no dimensionamento dos materiais e equipamentos que compõem a rede de distribuição. A corrente de retorno é caracterizada por seu valor de pico e forma de onda. A forma de onda é determinada pelo tempo de frente (t_f) ou tempo necessário para a corrente atingir a amplitude do primeiro pico e pelo tempo entre o início do surto e o momento em que a corrente assume um valor igual a 50% do valor de pico (t_h), denominado tempo de cauda ou tempo de meia onda.

As tensões transitórias em equipamentos ou redes dependem da corrente de pico e do tempo de frente que influencia significativamente na suportabilidade dos equipamentos [12] enquanto que a energia específica de um raio representa a energia transferida à rede ou equipamento atingido, e conseqüentemente, é de fundamental importância no dimensionamento principalmente dos pára-raios de distribuição.

A velocidade da corrente de retorno é também um parâmetro importante especificamente nos cálculos de tensões induzidas por descargas que atingem pontos próximos às redes.

Valores para estes parâmetros são sugeridos pelo guia IEEE std 1410-2004 [13] a partir de estudos desenvolvidos até a data de sua publicação. No entanto, a característica sazonal das descargas atmosféricas e aspectos geográficos observados em pesquisas recentes resultaram em publicação do *Lightning and Insulator Subcommittee of the T&D Committee* [14] a qual recomenda a aplicação de dados estatísticos regionalizados na obtenção de parâmetros médios para uso em modelos e/ou algoritmos que visem proteção ou análise de desempenho de redes.

3.2 SISTEMAS DE AQUISIÇÃO DE DADOS

A melhor forma de se obter informações corretas dos parâmetros das descargas é através de medidas em descargas atmosféricas reais. No

entanto, este é um processo bastante lento dado as características aleatórias do fenômeno.

Para acelerar o processo de obtenção dos dados, em diversas regiões do mundo estão sendo utilizados sistemas de captação de descargas através do lançamento de foguetes, presos a fios condutores, contra nuvens carregadas. Uma descarga entre nuvem e foguete é formada e conseqüentemente diversas medições podem ser efetuadas. No entanto, nesta condição, a corrente obtida é similar apenas a da descarga subseqüente. Informações sobre a corrente da primeira descarga de retorno têm sido medidas com o auxílio de transdutores de corrente instalados em estruturas de grande altura que conseqüentemente são atingidas por raios com maior freqüência. Nestes casos, apesar de diretas, as correntes medidas podem ser afetadas pela presença da torre. Outra forma de medir a magnitude da corrente de retorno é através de elos magnéticos instalados em cabos de cobertura ou pés de torres de linhas de transmissão. Neste método, o pico da corrente é estimado a partir da magnetização do elo.

Os sistemas de detecção e localização de raios, implantados em grandes áreas ao redor do globo terrestre, têm sido também utilizados para estimar o valor de pico da corrente de retorno. Neste a corrente de pico (I_p) é obtida a partir do campo elétrico radiado pela descarga (E_p), conforme a equação 3.1, derivada do modelo de linha de transmissão da descarga atmosférica para um meio sem perdas [13][14].

$$I_p = -\frac{2\pi\epsilon_0 c^2 D}{v} E_p \quad \text{[3.1]}$$

onde:

$E_p = cB_p$, c = velocidade da luz, D = distância da descarga à antena, v = velocidade da corrente de retorno e B_p = valor de pico da indução magnética.

Neste método ocorrem diversos erros na obtenção das medidas cujas principais fontes são: a) considerar a velocidade da corrente de retorno como constante; b) valores incorretos de medidas de campo radiado para descargas muito próximas da antena; c) quando a descarga atinge pontos distantes da antena, o campo radiado está atenuado e esta atenuação é função da resistividade do solo, que varia de uma região para outra. Avaliações realizadas a partir de descargas induzidas por foguetes ou por surtos rápidos de correntes em torres elevadas indicam erros que variam entre 20 e 50% [12] a [15]. Não foram ainda

desenvolvidas avaliações dos erros para correntes da primeira descarga de retorno e correntes superiores a 45kA.

3.3 DENSIDADE DE DESCARGAS

Fator importante no cálculo da severidade da ação das descargas atmosféricas nos sistemas de energia elétrica é a densidade de descargas. A frequência com que ocorrem descargas em uma região é diretamente proporcional ao número de desligamentos acidentais das redes ali localizadas. O N_g ou *GFD*, do inglês *Ground Flash Density*, representa um número médio de descargas nuvem-solo, por quilômetro quadrado, por ano. Tendo em vista a grande variação de valores ano a ano, sugere-se para este índice, a utilização de valores médios relativos a vários anos.

Durante as duas últimas décadas, descargas nuvem-solo têm sido detectadas e mapeadas em tempo real em diversas regiões no mundo por vários sistemas de detecção. Alguns países, como os Estados Unidos, o Japão e o Canadá, estão inteiramente cobertos por tais sistemas. Sobre os Estados Unidos, uma média de 20 a 30 milhões de descargas nuvem-solo tem sido detectada anualmente, desde 1989, ano em que tais sistemas começaram a cobrir integralmente todo o país. Outros países como o Brasil, estão parcialmente cobertos, porém estimativas indicam que cerca de 100 milhões de descargas nuvem-solo ocorrem aqui todo ano [7]. As regiões Sudeste e Centro-Oeste possuem a Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas (RINDAT) [16] criada a partir de um convênio de cooperação técnico-científico entre CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), FURNAS (Furnas Centrais Elétricas), INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) e SIMEPAR (Sistema Meteorológico do Paraná). A região Sul do Brasil está sendo monitorada pelo SIDDEM – Sistema de Informações Integradas Baseado no Sistema de Detecção de Descargas Atmosféricas [17]. Este sistema é patrocinado pelas concessionárias do sul do Brasil e sua operação está a cargo da EPAGRI/CIRAM em Santa Catarina tendo o INPE como parceiro. Com estes sistemas operando, grande parte do território brasileiro está sendo monitorada com maior precisão a partir de 2006.

O mapa da Figura 3.1 apresenta valores médios de descargas por quilômetro quadrado por ano para todos os continentes. Trata-se de trabalho elaborado pela NASA – *National Aeronautical and Space Administration* [18] a partir de informações obtidas através dos satélites

Lightning Imaging Sensor (LIS) e *Optical Transient Detector (OTD)*, e considera a ação global das descargas, ou seja, tanto as descargas nuvem-terra como as intra e intra-nuvens.

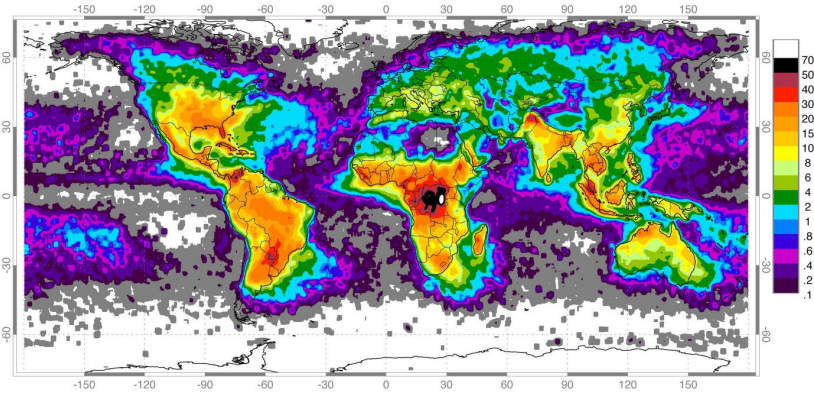


Figura 3.1 - Densidade de Descargas no Mundo (raios/km²/ano) [18]

Conforme mencionado anteriormente, para fins deste estudo, são mais importantes as descargas nuvem-solo e para correlacioná-las com as descargas entre e intra-nuvens, PRENTICE e MACKERRAS sugerem a equação 3.2. Esta equação é amplamente aceita, porém não confirmada por dados atuais [11].

$$N_c / N_g = 4,16 + 2,16 \cos 3\lambda \quad [3.2]$$

onde:

N_c é a densidade de descargas intra-nuvens e nuvem-nuvem; N_g a densidade de descargas nuvem-terra (*GFD – Ground Flash Density*, descargas/km²/ano) e λ a latitude do local considerado (°).

Também é possível estimar a densidade de descargas de uma região a partir do índice cerâmico. Para isto, diversas equações são recomendadas dependendo da região em questão. Para a região Sul do Brasil sugere-se a equação 3.3 proposta em [12][19].

$$N_g = 0,04T_d^{1,25} \text{ [descargas/km}^2 \text{ / ano]} \quad [3.3]$$

onde:

T_d é o índice cerâmico da região em questão.

Tendo em vista a implantação recente dos sistemas, ainda não é confiável a elaboração de um mapa brasileiro de densidade de descargas

nuvem-solo. No entanto, algumas avaliações já direcionam para algumas conclusões. Coincidindo com as informações do mapa da Figura 3.1, a região das Missões no Rio Grande do Sul apresenta-se como uma das mais críticas no território nacional com um valor de densidade de descargas médio próximo de 9 (nove) descargas/km²/ano.

3.4 CARACTERÍSTICAS DA CORRENTE DE RETORNO

Observa-se a partir dos dados de descargas adquiridos ao longo dos anos que a variação estatística dos parâmetros das descargas atmosféricas comporta-se aproximadamente como uma distribuição log-normal [12][13][19][20], com uma função densidade de probabilidade $p(x)$ conforme equação 3.4:

$$p(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x} e^{-\left(\frac{z}{2}\right)} \quad [3.4]$$

onde:

$z = \left(\frac{\ln(x/M)}{\beta}\right)^2$, M é o valor mediano do parâmetro e β é o desvio padrão logarítmico (base e).

Assim, substituindo-se x por i , a probabilidade de uma corrente de descarga exceder um determinado valor I_o , $P(I_o)$, é obtida pela integral de $p(i)$ com i variando de I_o a ∞ .

O estudo detalhado dos dados mostra também que 90% das descargas nuvem solo possuem polaridade negativa sendo que a corrente típica possui a forma de onda apresentada no gráfico da Figura 3.2. Atribui-se o traçado inicial desta curva a BERGER e seu trabalho com dados coletados no Monte San Salvatore, na Suíça [15]. Trabalhos recentes realizados no Brasil, a partir de dados do Morro do Cachimbo em Minas Gerais, apresentam resultados similares [21][22]. Para descargas de polaridade positiva, a quantidade insuficiente de dados não permite determinar uma curva média com precisão aceitável [15].

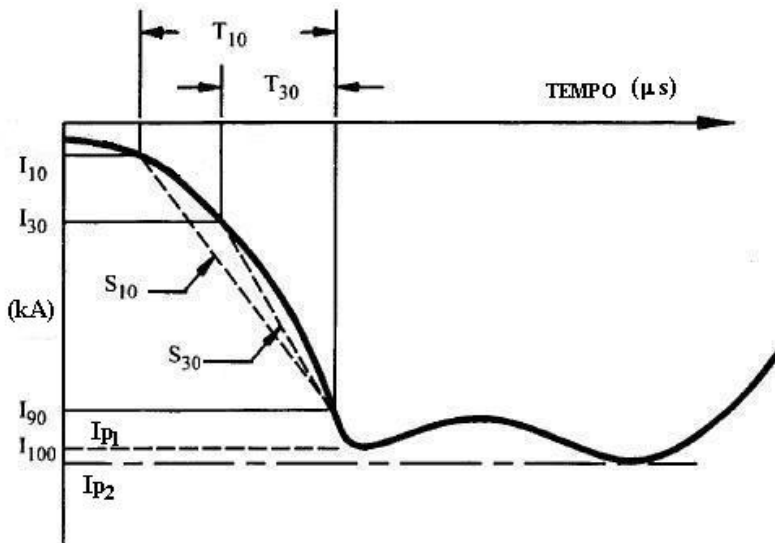


Figura 3.2 – Forma de Onda Típica da Corrente da Descarga de Retorno (Adaptado de [14])

Os valores indicados na Figura 3.2 significam:

I_{p1} : Valor inicial da corrente de pico que determina o tempo de frente da onda;

I_{p2} : Valor final do pico da corrente que determina a amplitude da onda;

I_{10} , I_{30} e I_{90} : Valores referentes a 10, 30 e 90% de I_{p1} ;

T_{10} : Tempo entre os valores de corrente I_{10} e I_{90} ;

T_{30} : Tempo entre os valores de corrente I_{30} e I_{90} ;

S_{10} : Taxa de crescimento média da corrente entre os valores I_{10} e I_{90} ;

S_{30} : Taxa de crescimento média da corrente entre os valores I_{30} e I_{90} ;

Por necessidade de simplificações, principalmente para fins de simulação, diversas equações empíricas têm sido propostas na literatura para representar a forma de onda da corrente de retorno da descarga. Atualmente a equação de Heidler [14], apresentada em 3.5, tem encontrado maior aceitação.

$$i(t) = \frac{I_p}{\eta} \frac{k_s^n}{1 + k_s^n} e^{-t/\tau_2} \quad [3.5]$$

onde:

I_p é a corrente de pico, η o fator de correção da corrente de pico, $k_s = t/\tau_1$, τ_1 e τ_2 as constantes que definem tempo de subida e descida da corrente respectivamente e n o fator de crescimento da corrente.

Os gráficos a e b da Figura 3.3 mostram um exemplo de aplicação da equação 3.5, utilizando-se os seguintes valores: $I_p=31,1$, $\eta=0,9771$, $\tau_1=0,3$, $\tau_2=68$ e $n=3,7463$.

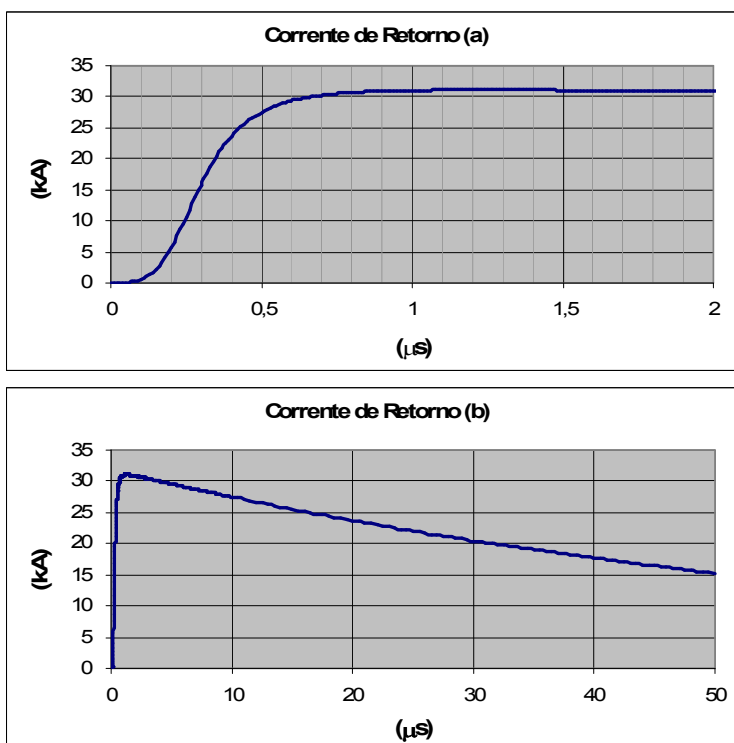


Figura 3.3 – Forma de Onda 1,2x50 Através da Equação 3.5

3.4.1 Corrente da Primeira Descarga de Retorno Negativa

A Tabela 3.1 apresenta as características da curva típica da corrente de retorno de uma descarga negativa, obtida a partir dos dados do monte San Salvatore.

Tabela 3.1 – Características da Corrente: Primeira Descarga Negativa, Monte San Salvatore [14]

Parâmetro	Amostra	M	β
I_p , kA	80	31,10	0,48
T_{10} , μ s	80	4,50	0,58
T_{30} , μ s	80	2,30	0,55
t_f , μ s	80	3,83	0,55
t_h , μ s	90	77,50	0,58
S_{10} , kA/ μ s	75	5,00	0,64
S_{30} , kA/ μ s	73	7,20	0,62
S_m , kA/ μ s	75	24,30	0,60
$\rho_c(I_p, t_f)$	80	0,47	

O tempo de frente t_f equivale a $T_{30}/0,6$, t_h representa o tempo de cauda, S_m é a máxima taxa de crescimento da corrente e $\rho_c(I_p, t_f)$ é a correlação entre a corrente de pico e o tempo de frente da onda.

No Brasil os valores medianos apresentam-se um pouco diferentes:

Tabela 3.2 - Características da Corrente: Primeira Descarga Negativa, Morro do Cachimbo [21]

Parâmetro	M
I_p , kA	45,3
T_{10} , μ s	5,6
T_{30} , μ s	2,9
t_f , μ s	4,8
t_h , μ s	53,5
S_{10} , kA/ μ s	5,8
S_{30} , kA/ μ s	8,4
S_m , kA/ μ s	19,4

Uma fórmula simplificada para cálculo da probabilidade acumulada, obtida por ANDERSON a partir dos dados da tabela 3.1, é sugerida pelo guia *IEEE Std 1410-2004* [13]:

$$P(I_o \geq I_p) = \frac{1}{1 + (I_p/31)^{2,6}} \quad [3.6]$$

Esta equação mostra a probabilidade de uma corrente de pico I_o ser igual ou maior que um dado valor I_p em kA. Sua aplicabilidade é condicionada a valores inferiores a 200 kA.

3.4.2 Corrente da Descarga de Retorno Negativa Subseqüente

Conforme mencionado anteriormente, freqüentemente as descargas atmosféricas nuvem solo compõem-se de múltiplas descargas. A Tabela 3.3 é resultado de uma pesquisa em diferentes regiões do mundo, e mostra a estatística de ocorrência de múltiplas descargas.

Tabela 3.3 - Distribuição Estatística da Ocorrência de Descargas Negativas Múltiplas [14]

Número de Descargas	Freqüência de Ocorrência (%)
1	45
2	14
3	9
4	8
5	8
6	4
7	3
8	3
9	2
10 ou mais	4

Estudos indicam que não existe correlação entre os valores de pico das correntes da primeira descarga de retorno e descargas subseqüentes. Tipicamente a primeira corrente de retorno é muito superior às subseqüentes numa mesma descarga. De acordo com medições em torres instrumentadas, a mediana do pico da primeira corrente é cerca de 3 vezes maior que a mediana das correntes subseqüentes [21]. A literatura registra indícios de que em

aproximadamente 20% dos casos, o pico de uma das correntes subseqüentes é superior ao da primeira corrente.

A Tabela 3.4 mostra valores medianos e desvios padrão para os parâmetros das descargas subseqüentes obtidos de descargas naturais e para descargas provocadas através da utilização de foguetes[13]. No Brasil, VISACRO et al [21],[22] apresentam os valores da Tabela 3.5 para as descargas subseqüentes naturais:

Tabela 3.4 - Características da Corrente: Descarga Subseqüente Negativa [14]

Parâmetro	Descargas Naturais			Descargas Provocadas		
	Amostra	M	β	Amostra	M	β
I_p , kA	114	12,30	0,5296	45	13	0,64470
T_{10} , μ s	114	0,6	0,9210	43	0,32	0,66770
T_{30} , μ s	114	0,4	1,0131	43	0,24	0,64470
t_h , μ s	115	30,2	0,93	41	20,0	0,69
S_{10} , kA/ μ s	114	15,4	0,9441	43	34	0,8520
S_{30} , kA/ μ s	114	20,1	0,9671	43	31	0,8289
S_m , kA/ μ s	113	39,90	0,85	-	-	-

Tabela 3.5 - Características da Corrente: Descarga Subseqüente Negativa – Brasil [21],[22]

Parâmetro	M
I_p , kA	16,3
T_{10} , μ s	0,7
T_{30} , μ s	0,4
t_h , μ s	16,4
S_{10} , kA/ μ s	18,7
S_{30} , kA/ μ s	24,7
S_m , kA/ μ s	29,9

Baseado nos dados da Tabela 3.4, pode-se também calcular a probabilidade de uma dada corrente I_o subseqüente superar um determinado valor I_p , com a equação simplificada 3.7 [14]

$$P(I_o \geq I_p) = \frac{1}{1 + (I_p/12)^{2,7}} \quad [3.7]$$

3.4.3 Corrente da Descarga de Retorno Positiva

A Tabela 3.6 mostra as características principais da corrente de retorno de uma descarga positiva. Apesar de apresentar um valor mediano semelhante ao obtido para as descargas negativas, as correntes dos raios positivos podem ser muito maiores. Enquanto que 5% dos valores de corrente ultrapassam 80 kA, no caso de descargas negativas, para as descargas positivas este mesmo percentual representa 250 kA.

Tabela 3.6 – Características da Corrente: Descarga Positiva [14]

Parâmetro	Amostra	M	β
I_p , kA	26	35	1,21
t_f , μ s	19	22	1,23
t_h , μ s	16	230	1,33
S_m , kA/ μ s	21	2,40	1,54

Neste caso o tempo de frente (t_f) significa o tempo entre o ponto de 2kA, na frente da onda até o primeiro pico de corrente. Da mesma forma, o tempo de cauda (t_h) representa o tempo entre o ponto de 2kA, na frente da onda até o valor de 50% do pico da corrente na cauda.

3.4.4 Energia da Descarga

Uma forma de avaliar o grau de severidade de uma descarga é através da energia transferida. Assim a integral $\int i(t)^2 dt$, denominada energia específica (E), representa a severidade térmica de uma corrente fluindo por uma resistência constante. Valores para o E mediano (50%) são apresentados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 - Valores Medianos de E

Tipo de Descarga	E_{50} (kA ² s)	β
Negativa Total	$5,5 \times 10^4$	1,40
Positiva Total	$6,5 \times 10^5$	1,91

3.4.5 Velocidade da Corrente de Retorno

Existe significativa disparidade entre os resultados de diferentes estudos e medições sobre a velocidade da corrente de retorno da descarga [14]. Isto pode ser atribuído à dificuldade de se medir tal parâmetro.

A literatura mostra que a velocidade da corrente de retorno, tanto para as primeiras descargas quanto para as descargas subsequentes, é menor na região do canal próxima a nuvem e que seu valor varia em função do comprimento do canal da descarga, ou seja, canais longos apresentam velocidades menores.

A Tabela 3.8 mostra valores médios e desvios padrão resultantes da composição de medidas existentes para a velocidade da corrente de retorno efetuadas próximas ao nível do solo [14].

Tabela 3.8 – Velocidade da Corrente de Retorno (v) – Valores Médios/Desvios Padrão

Tipo de Descarga	Amostra	$v(m/\mu s)$	Desvio Padrão ($m/\mu s$)
Primeira	28	76,43	51,01
Subseqüente	84	86,61	51,50

Apesar de contestadas [23], alguns pesquisadores sugerem o uso de equações empíricas para se obter a velocidade da corrente de retorno na parte inferior do canal a partir da amplitude da mesma. RUSK e LUNDHOLM [24], em 1957 sugeriram o uso da equação 3.8, hoje substituída por 3.9 [14]. O gráfico da figura 3.4 mostra as curvas obtidas a partir destas equações, juntamente com dados de campo.

$$\frac{v}{c} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{500}{I_p}}} \quad [3.8]$$

$$\frac{v}{c} = 0,5 \operatorname{erf}(0,016I_p) \quad [3.9]$$

onde v é a velocidade da corrente de retorno, c a velocidade da luz (300 m/ μ s), I_p a corrente de pico da descarga e $\operatorname{erf}(x)$ é a função erro da distribuição gaussiana.

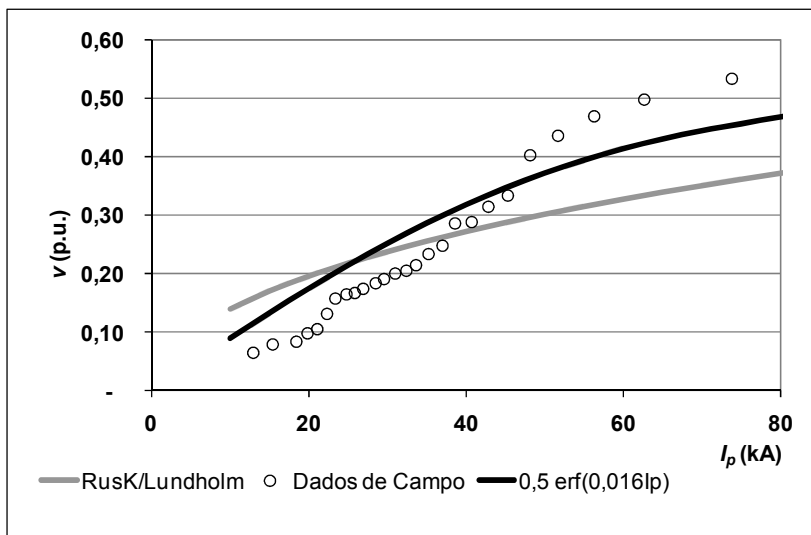


Figura 3.4 - Velocidade da Corrente de Retorno (v)

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os dados apresentados neste capítulo foram obtidos a partir de medições em torres com transdutores de corrente e apesar de apresentar fontes de erro, este processo de obtenção de informações da descarga natural é atualmente o mais aceitável.

Significantes diferenças regionais entre os diversos parâmetros da descarga têm sido observadas amplamente pelos sistemas de medição instalados em todo o planeta e, conseqüentemente, melhores métodos de obtenção de informações sobre a corrente de retorno das descargas devem e estão sendo desenvolvidos objetivando a regionalização dos parâmetros.

No entanto, dada as incertezas existentes até o momento, recomenda-se que os parâmetros tradicionais aqui apresentados sejam utilizados até que resultados com amostras estatisticamente significativas sejam apresentados [13].

4 CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

O objetivo de um sistema de distribuição é fornecer energia elétrica aos consumidores de uma determinada região, com qualidade. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, o termo qualidade está relacionado com qualquer desvio que possa ocorrer na magnitude, forma de onda ou frequência da tensão e/ou corrente elétrica e com as interrupções de natureza permanente ou transitória que afetam o desempenho da transmissão, distribuição e utilização da energia elétrica [25].

Apesar da complexidade, um sistema de energia elétrica pode ser dividido basicamente em quatro níveis:

- Geração;
- Transmissão;
- Sub-transmissão;
- Distribuição.

A energia é gerada em usinas, hidrelétricas, térmicas, nucleares, etc. e transmitidas aos centros de carga através das linhas de transmissão e/ou sub-transmissão, dependendo do tamanho do sistema. As linhas de transmissão operam em níveis de tensão superiores a 138 kV e as linhas de sub-transmissão entre 34,5 e 138 kV. A partir de subestações abaixadoras, denominadas subestações de distribuição, a energia elétrica é entregue aos consumidores finais de pequeno e médio porte, através das redes de distribuição que operam em níveis de tensão entre 13,8 e 34,5 kV (entre fases), nos circuitos primários e entre 110 e 220 V (fase/neutro) nos circuitos secundários. Conseqüentemente, as redes de distribuição são mais numerosas e possuem estrutura bastante complexa se comparadas às linhas anteriormente mencionadas. Segundo [26] um sistema elétrico típico pode ter a metade de seu capital aplicado nos circuitos de distribuição.

As redes de distribuição no Brasil são em sua grande maioria aéreas e suas características, assim como as características do ambiente onde estão inseridas, contribuem significativamente para a formação dos seus índices de desempenho, os quais serão vistos a seguir.

4.2 CARACTERÍSTICAS DAS REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

De uma forma geral, os sistemas de distribuição de energia elétrica são radiais com redes aéreas de média tensão, monofásicas ou trifásicas, que transportam a energia entre as subestações e os transformadores de distribuição. A partir destes, circuitos secundários de baixa tensão transportam a energia aos consumidores finais. Os ramos de rede com maior carga são denominados circuitos troncos ou alimentadores e os circuitos que ramificam destes são denominados ramais.

As principais características das redes, para os objetivos deste trabalho, extraídas de documentos normativos ABRADDEE [27], ABNT [28], [29] e pesquisas de campo [2],[3], estão apresentadas nos itens seguintes.

4.2.1 Níveis de Isolamento

Os níveis de isolamento ao impulso de tensão padronizados para redes aéreas de distribuição e utilizados na fabricação dos equipamentos em geral são os apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1– Valores de Níveis de Isolamento

Tensão Nominal do Sistema (Fase-fase, kV)	Níveis de Isolamento (kV)
13,8	95
	110
23,1	125
	150
34,5	170
	200

4.2.2 Afastamentos Mínimos

As distâncias mínimas padronizadas pelas normas brasileiras são as apresentadas nas tabelas 4.2 a 4.4. As cotas indicadas no desenho da Figura 4.1 têm seus valores mínimos indicados na

Tabela 4.5.

Tabela 4.2 – Distâncias Mínimas em Pontos Fixos

DISTÂNCIA MÍNIMA DAS PARTES ENERGIZADAS À FASE OU À TERRA EM PONTOS FIXOS		
NÍVEL DE ISOLAMENTO (TSI) (kV)	DIASÂNCIA MÍNIMA (mm)	
	FASE-FASE	FASE-TERRA
95	140	130
110	170	150
125	190	170
150	230	200
170	270	230

Tabela 4.3 – Distâncias Verticais Mínimas

DISTÂNCIA VERTICAL MÍNIMA ENTRE CONDUTORES DE UM MESMO CIRCUITO	
TENSÃO NOMINAL E (V)	DISTÂNCIA VERTICAL MÍNIMA NA ESTRUTURA (mm)
$E \leq 600$	200
$600 < E \leq 15000$	500
$15000 < E \leq 35000$	700

Tabela 4.4 – Distâncias Entre Condutores e o Solo

DISTÂNCIA ENTRE CONDUTORES E O SOLO (mm) (E = Tensão Nominal em V)				
NATUREZA DO LOGRADOURO	CIRCUITOS DE COMUNICAÇÃO E CABOS ATERRADOS	E		
		$E \leq 600$	$600 < E \leq 15000$	$15000 < E \leq 35000$
FERROVIAS	6000	6000	9000	9000
RODOVIAS	6000	6000	7000	7000
RUAS E AVENIDAS	5000	5500	6000	6000
ENTRADAS DE PRÉDIOS E LOCAIS DE USO RESTRITO A VEÍCULOS	4500	4500	6000	6000
RUAS E VIAS EXCLUSIVAS A PEDESTRE	3000	3500	5500	5500

Tabela 4.5 – Distâncias Mínimas nas Estruturas

AFASTAMENTOS MÍNIMOS NA ESTRUTURA (mm) (Figura 4.1)													
TENSÃO NOMINAL (kV)	A	B	C	D	E	F	G	H	I		J	K	L
									RDU	RDR			
23,1/34,5	100	700	1100	1000	1100	600	230	300	200	400	600	100	1400
13,8	100	500	800	800	800	600	150	200	200	400	600	100	1400

Obs.: A distância mínima entre condutor neutro e as fases da alta tensão são as apresentadas nesta tabela, porém em regiões com acesso aos serviços de linha viva, sugere-se a utilização de 1,4 metros como valor mínimo desta cota.

4.2.3 Estruturas

As estruturas suporte das redes aéreas de distribuição compõem-se basicamente de postes, cruzetas, isoladores e ferragens e apresentam diferentes configurações em função do tipo de rede, se urbana ou rural, ou de aspectos técnico econômicos.

Em função das dificuldades na obtenção de madeira de qualidade, as concessionárias de energia optaram por alterar antigas configurações de estruturas. Assim, devido às constantes manutenções corretivas e preventivas, é possível encontrar uma grande diversidade de tipos de estruturas espalhados nos sistemas de distribuição. Os desenhos apresentados nas figuras 4.2 a 4.5 mostram os tipos de estruturas mais freqüentemente utilizados no passado enquanto que, as figuras 4.6 a 4.11 referem-se às principais estruturas padronizadas atualmente pelas concessionárias.

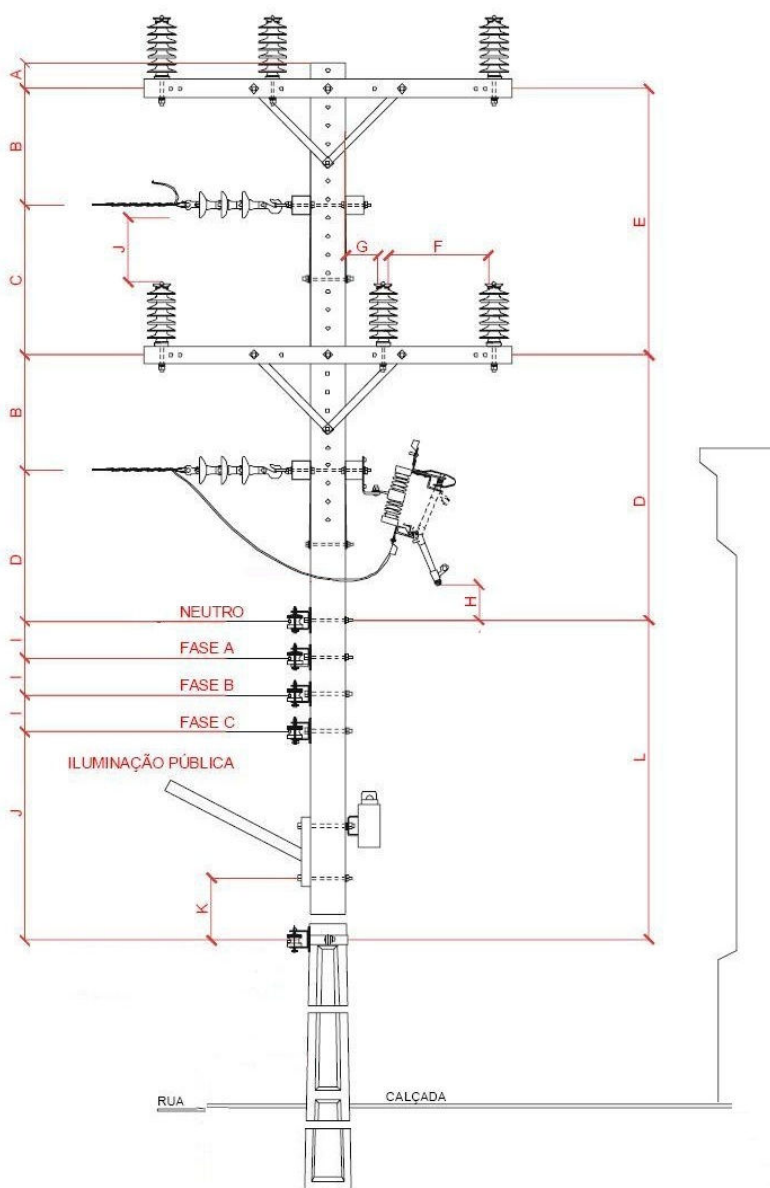


Figura 4.1 – Distâncias Mínimas nas Estruturas (Adaptado de [29])

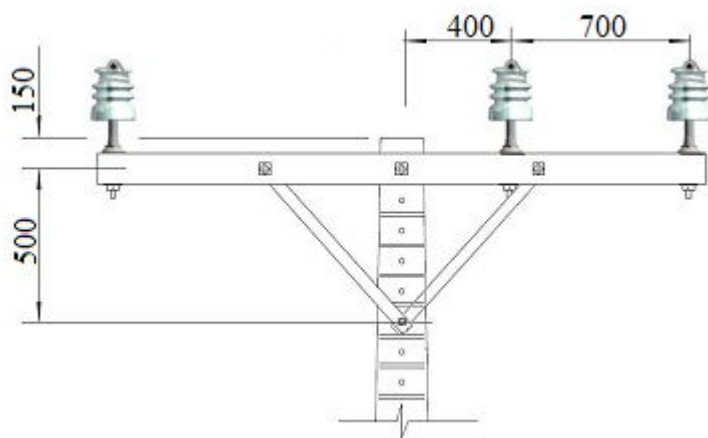


Figura 4.2– Estrutura Tipo Normal (N)

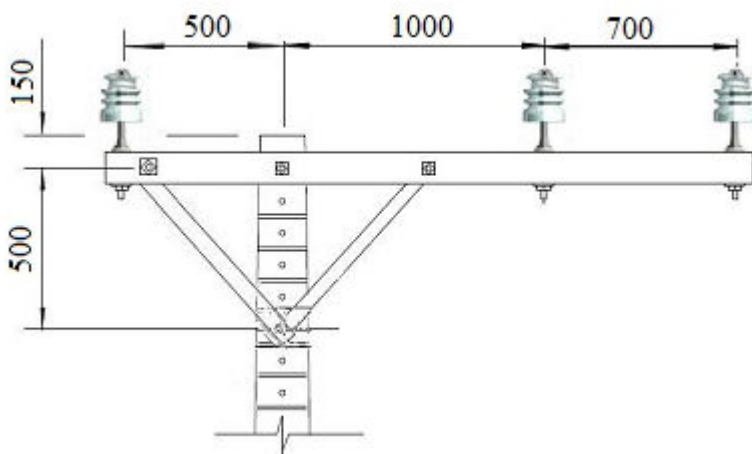


Figura 4.3 – Estrutura Tipo Meio-Beco (M)

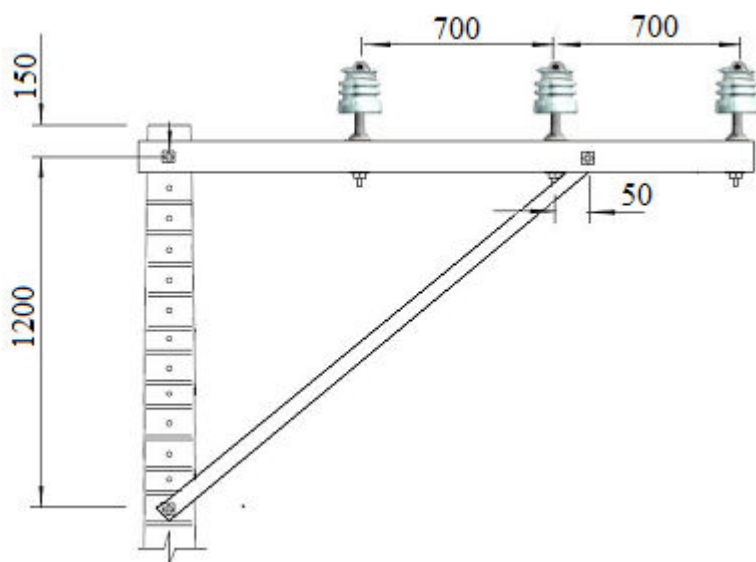


Figura 4.4 – Estrutura Tipo Beco (B)

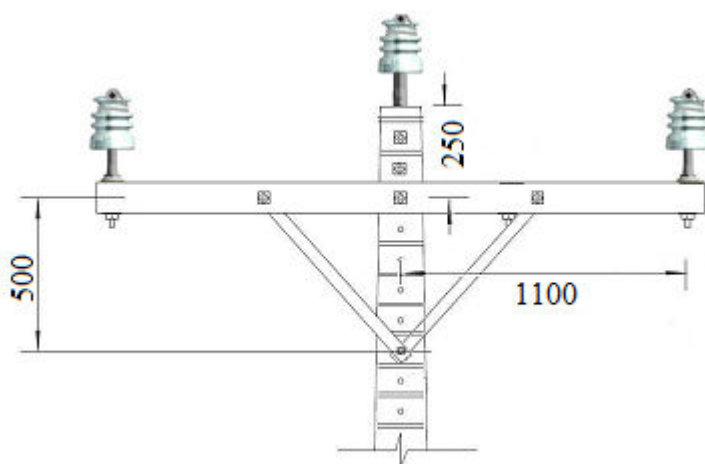


Figura 4.5 – Estrutura Triangular (T)

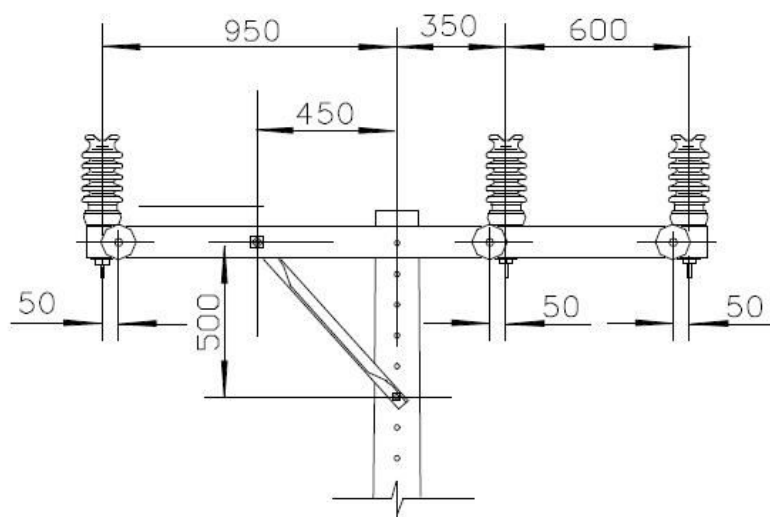


Figura 4.6– Estrutura N c/ Mão Francesa Perfilada

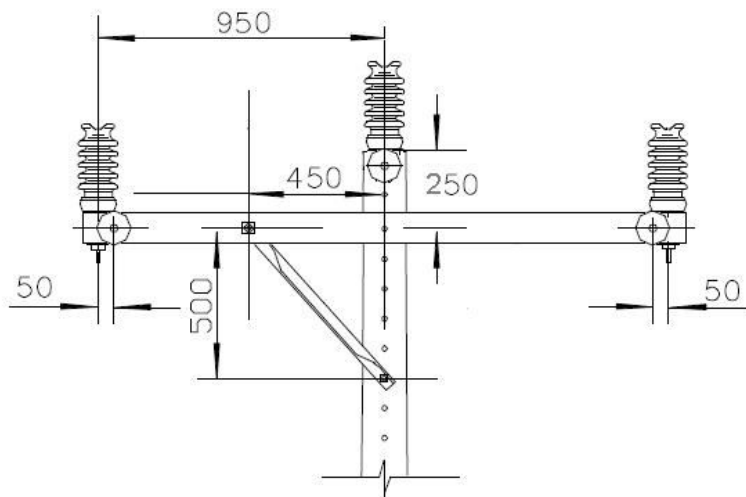


Figura 4.7 – Estrutura T c/ Mão Francesa Perfilada

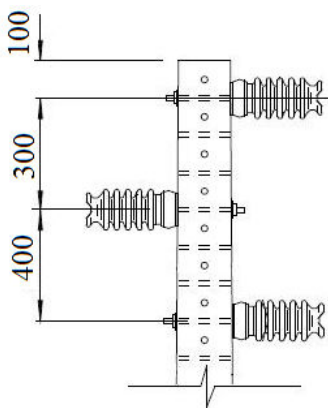


Figura 4.8 – Estrutura Tipo P1

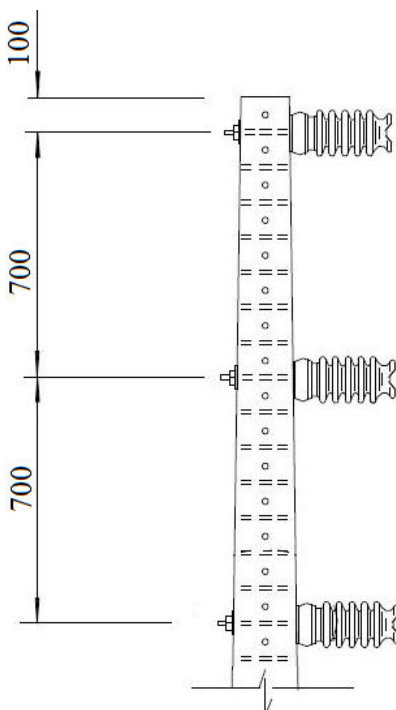


Figura 4.9 – Estrutura Tipo P2

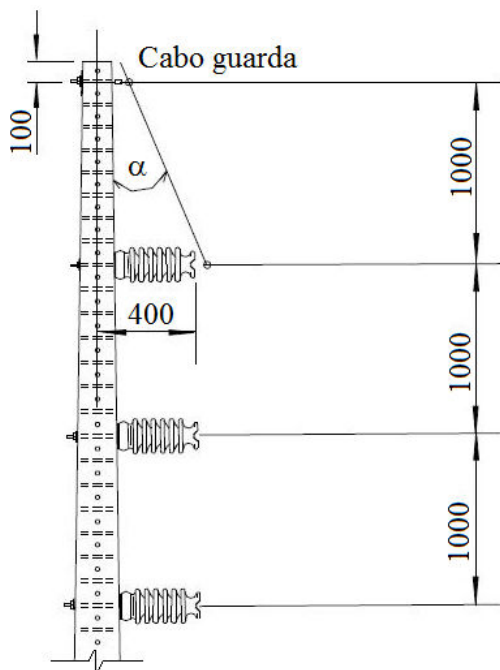


Figura 4.10 – Estrutura P2 c/ Cabo de Cobertura

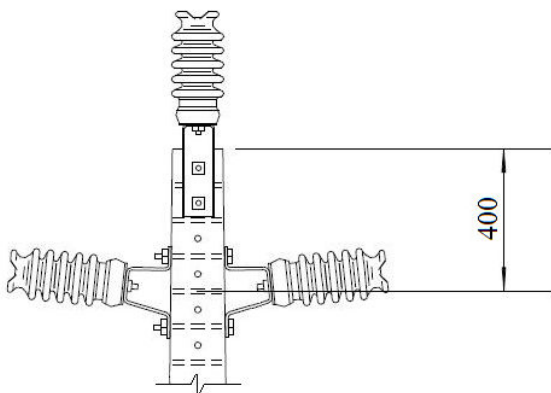


Figura 4.11 – Estrutura Tipo TP

4.2.4 Postes

Os tipos mais comuns de postes utilizados são os de concreto e de madeira (eucalipto preservado). Os comprimentos variam de 9 metros, para redes secundárias (baixa tensão) até 20 metros para casos especiais como travessias de rodovias. Porém os comprimentos mais comuns encontrados em redes aéreas de distribuição são 10 e 11 metros, redes urbanas mistas (baixa e média tensão) e 12 metros em redes rurais e circuitos duplos. As resistências mecânicas dos postes de concreto mais utilizados são 150, 300 e 600 daN. Os postes de madeira em função da resistência mecânica são classificados em leves (L), médios (M) e pesados (P).

4.2.5 Cruzetas

Apesar de presentes em um elevado número de redes antigas as cruzetas de madeira de lei estão sendo substituídas gradativamente por cruzetas confeccionadas com outros tipos de materiais. Observa-se uma preferência por concreto e aço, porém cruzetas de fibra e outros materiais plásticos estão sendo estudados. Quanto aos comprimentos, os mais comuns são 2 e 2,4 metros.

4.2.6 Isoladores

O uso indiscriminado de cruzetas de concreto e aço nos últimos anos gerou a necessidade de utilização de isoladores com maior nível de isolamento. Com isto os antigos isoladores *hi-top*, amplamente utilizados nas redes de distribuição passaram a ser substituídos por isoladores do tipo dois corpos de porcelana ou vidro. Porém com o surgimento de fabricantes nacionais de isoladores tipo pilar, imperfuráveis e com elevada resistência, as empresas com aval de estudos técnico econômicos passaram a utilizar intensivamente estes tipos de isoladores nas construções e reformas de redes. Assim o isolador passou a ser o único responsável pelo nível de isolamento das estruturas e devido a sua grande resistência mecânica, em redes urbanas, foi possível suprimir o uso das cruzetas, com os isoladores sendo fixados diretamente nos postes.

Quanto aos isoladores usados em estruturas de ancoragem, por possuírem maior nível de isolamento do que aqueles usados em estruturas tangentes, não estão sendo considerados neste estudo.

As figuras 4.12 a 4.14 mostram os tipos de isoladores freqüentemente utilizados nas redes de distribuição do sul e sudeste brasileiros e a Tabela 4.6 apresenta as suas principais características.



Figura 4.12– Isoladores do Tipo Hi-top Vidro



Figura 4.13 – Isoladores Tipo Dois-corpos Porcelana

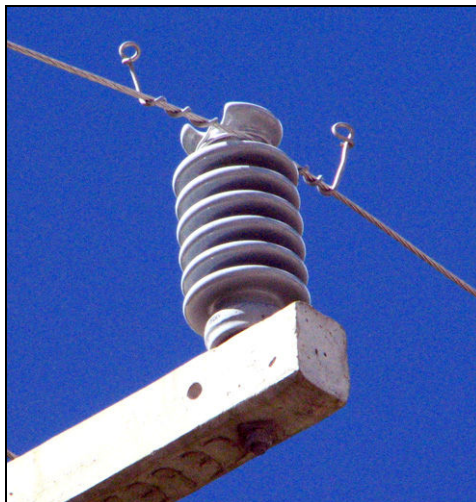


Figura 4.14 – Isolador Tipo Pilar

Tabela 4.6– Características dos Isoladores

ISOLADOR				
Item	Tipo	CFO (kV)		A(*) (mm)
		Negativo	Positivo	
1	Pino Classe 15 kV	140	110	270
2	Pino Classe 25 kV	170	140	332
3	Pilar 150 kV	205	180	305
4	Pilar 170 kV	250	210	370

(*) Altura do condutor em relação à cruzeta

4.2.7 Equipamentos

Os principais equipamentos de uma rede aérea de distribuição são os transformadores e os equipamentos de proteção e manobra. Em redes longas pode se tornar necessário o uso de reguladores de tensão e capacitores de potência com o objetivo de regulação de tensão e compensação de reativos. Nos itens seguintes, estão apresentadas as principais características destes equipamentos.

4.2.7.1 Transformadores

Os transformadores trifásicos utilizados em redes de distribuição são geralmente do tipo triângulo/estrela aterrado e projetados para serem

instalados diretamente nos postes, conforme mostra a Figura 4.15. As potências padronizadas são 15, 30, 45, 75, 112,5 e 150 kVA.

Os transformadores monofásicos possuem os mesmos valores de tensão nominal e níveis de isolamento. As potências normalmente utilizadas variam entre 5 e 25 kVA.



Figura 4.15 – Instalação de Transformador de Distribuição Trifásico

4.2.7.2 Religadores

Os religadores, Figura 4.16, são equipamentos de proteção contra sobre-corrente utilizados em circuitos aéreos de distribuição que operam quando detectam correntes de curto-circuito, desligando e religando automaticamente os circuitos até um limite de vezes previamente determinado. São utilizados para reduzir o tempo de interrupção e aumentar a confiabilidade das redes, pois permitem o restabelecimento rápido da energia nos casos de faltas temporárias. De uma forma geral são instalados em redes troncos ou ramais longos e/ou com cargas importantes.



a) Religador 13,8 kV



b) Religador 23.1 kV

Figura 4.16 – Instalações de Religadores

4.2.7.3 Chaves-fusíveis

As chaves fusíveis (Figura 4.17) são interruptores monofásicos que operam quando o elemento fusível instalado internamente a um tubo (porta-fusível) é sensibilizado no caso de curto-circuito ou sobrecarga do sistema. São utilizados na proteção de transformadores e em saídas

de ramais e devem preferencialmente coordenar entre si e com os religadores instalados nos troncos.



Figura 4.17 – Instalação de Chave Fusível

4.2.7.4 Chaves-fusíveis Religadoras

Também conhecidas como chaves fusíveis repetidoras, estas chaves são na realidade um conjunto de três chaves fusíveis (vide Figura 4.18). Quando a chave principal, energizada em série com a rede, atua, um dispositivo mecânico é acionado para colocar em operação uma segunda chave. Esta por sua vez, rearma uma terceira chave no caso de operação. Este dispositivo, geralmente com baixo nível de curto-circuito, tem se apresentado como uma alternativa barata para eliminar as faltas temporárias em ramais afastados das subestações.

4.2.7.5 Chaves-facas

São chaves destinadas a operações de manobra. Em casos de rede energizada necessitam de dispositivo auxiliar de extinção de arco para sua operação. São instaladas entre circuitos diferentes objetivando possíveis alterações de configuração da rede minimizando tempos de desligamentos em casos de falhas graves que requerem longos tempos para reparação dos problemas. Desta forma podem ser do tipo NA, normalmente aberta (Figura 4.19) ou NF, normalmente fechada, dependendo do ponto de instalação.

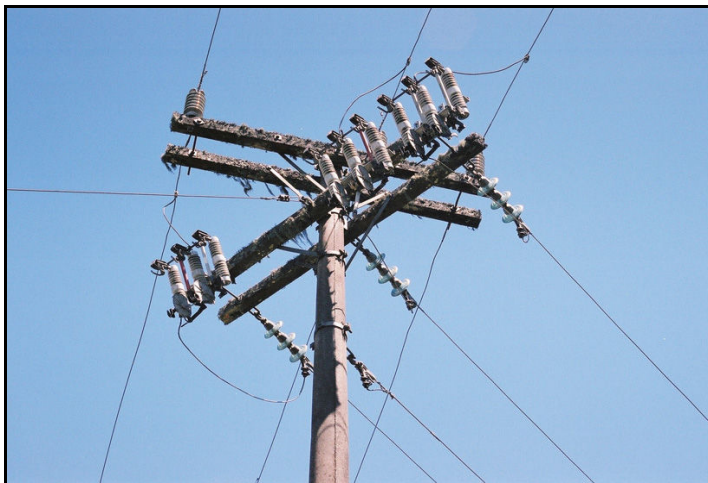


Figura 4.18 – Ramal Trifásico com Proteção de Chaves Religadoras

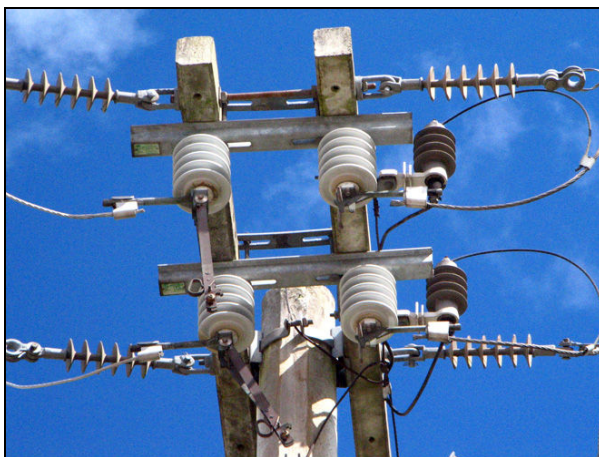


Figura 4.19 – Instalação de Chave-faca Tipo NA

4.2.7.6 Pára-raios

Os pára-raios são dispositivos de proteção contra sobretensões temporárias. Apesar de existir um grande número de pára-raios de carboneto de silício (SiC) instalado nos sistemas de distribuição, as concessionárias brasileiras têm atualmente padronizado e comprado

apenas pára-raios de óxido de zinco (ZnO) com invólucros em material polimérico (Figura 4.20).

Os valores máximos de tensão residual dos pára-raios de distribuição (classe 1), quando submetidos a um impulso de corrente nominal, forma de onda 8 x 20 μ s, representam os seus níveis de proteção [30]. As tensões padronizadas mais comuns (V_N) e respectivos níveis de proteção (V_P) são os apresentados na

Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Características dos Pára-Raios ZnO

Pára-Raios			
Item	V_N	MCOV	V_P (kV)
1	12	10,2	40
2	21	17	70
3	30	27	100

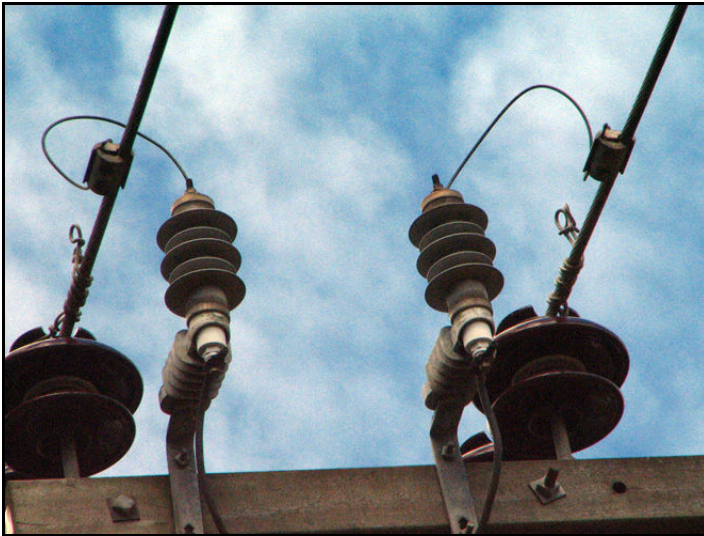


Figura 4.20 – Instalação Típica de Pára-raios ZnO

4.2.7.7 Reguladores de Tensão

Reguladores de tensão, Figura 4.21, são usados em redes de distribuição longas que necessitam de correção dos níveis de tensão. São equipamentos monofásicos, instalados na forma de bancos com duas ou três unidades dependendo do tipo de ligação, capazes de manter a tensão

de determinado ponto da rede primária estável (dentro de degraus pré-estabelecidos) fazendo com que mesmo os consumidores localizados nos finais de rede tenham em suas propriedades, valores de tensão dentro dos limites estabelecidos pela legislação. Estes equipamentos por apresentarem elevado custo de aquisição possuem proteção especial.



Figura 4.21 – Regulador de Tensão

4.2.7.8 Capacitores de Potência

A compensação de reativos e conseqüentemente a correção de níveis de tensão em redes de distribuição longas ou muito carregadas é feita através de capacitores de potência. Estes capacitores podem ser instalados em unidades individuais (Figura 4.22) ou em bancos com várias unidades por fase, que são chaveadas automaticamente de acordo com a necessidade da carga.



Figura 4.22 – Instalação de Capacitores de Potência

4.2.8 Condutores

Os condutores mais comuns utilizados em redes de distribuição são os condutores de alumínio (CA), para redes urbanas com vãos máximos de 80 metros e os condutores de alumínio com alma de aço (CAA), para redes rurais ou alimentadores expressos (livres de cargas distribuídas ou ramais). As redes com cabos de cobre são menos freqüentes, devido ao seu alto custo são recomendadas apenas para regiões com elevados níveis de poluição por névoa salina. Apesar de atualmente estarem em desuso por problemas em casos de curto-circuito, existem ainda em algumas regiões, redes rurais monofásicas com cabos do tipo CAZ (aço).

As tabelas 4.8 a 4.11 apresentam as principais características dos condutores de alumínio utilizados em redes de distribuição.

4.2.9 Sistemas de Aterramento

Em redes de distribuição os sistemas de aterramento preferencialmente utilizados pelas concessionárias são os de hastes alinhadas e interligadas por condutores de cobre (vide figura 4.23). As hastes podem ser do tipo cantoneira de aço com comprimento variando entre 1,5 a 2,4 metros. No entanto, devido a problemas de corrosão, atualmente observa-se uma preferência das concessionárias pelas hastes do tipo aço-cobre de 13 ou 19 milímetros de diâmetro e comprimento (l_H) de 2 ou 2,4 metros (vide figura 4.24). Os condutores utilizados na

interligação das hastes e descida das estruturas são de cobre com bitolas variando entre o fio 6AWG até cabos de 35mm². As conexões são feitas por conectores de parafuso, conectores do tipo cunha ou soldas exotérmicas.

As normativas de aterramento sugerem o número máximo de 5 hastes interligadas, haja vista as resistências mútuas entre as hastes que tornam ineficientes aterramentos de grandes dimensões.

Tabela 4.8 - Características dos Condutores de Alumínio CA (I)

Bitola (AWG/MCM)	Código Comercial	Formação			
		Fios		Cabo	
		N.º	d (mm)	D (mm)	Secção (mm ²)
2	Iris	7	2,47	7,41	33,54
1/0	Poppy	7	3,12	9,36	53,52
2/0	Aster	7	3,50	10,50	67,35
3/0	Phlox	7	3,93	11,79	84,91
4/0	Oxlip	7	4,42	13,26	107,41
336,4	Tulip	19	3,38	16,90	170,48

Tabela 4.9 – Características dos Condutores de Alumínio CA (II)

Bitola (AWG/MCM)	Código Comercial	Massa (kg/km)	RMC (kN)	RMG (mm)	Resistência (Ω/km)	Capacidade de Corrente (A)
2	Iris	91,8	5,64	2,69	0,8535	152
1/0	Poppy	146,5	8,44	3,39	0,5349	203
2/0	Aster	184,4	10,49	3,81	0,4251	235
3/0	Phlox	232,5	12,91	4,28	0,3372	271
4/0	Oxlip	294,1	16,22	4,81	0,2665	314
336,4	Tulip	469,1	26,56	6,4	0,1687	419

Tabela 4.10 – Características dos Condutores de Alumínio CAA (I)

Bitola (AWG/MCM)	Código Comercial	Formação					
		Alumínio		Aço		Cabo Completo	
		N.º Fios	d _{Al} (mm)	N.º Fios	d _{aço} (mm)	D (mm)	Seção Nominal (mm ²)
4	Swan	6	2,12	1	2,12	6,36	24,71
2	Sparrow	6	2,67	1	2,67	8,01	39,19
1/0	Raven	6	3,37	1	3,37	10,11	62,44
2/0	Quail	6	3,78	1	3,78	11,34	78,55
3/0	Pigeon	6	4,25	1	4,25	12,75	99,31
4/0	Penguin	6	4,77	1	4,77	14,31	125,09
336,8	Linnet	26	2,89	7	2,25	18,31	198,38

Tabela 4.11 – Características dos Condutores de Alumínio CAA II

Bitola (AWG/MCM)	Código Comercial	Massa (kg/km)	RMC (kN)	RMG (mm)	Resistência Elétrica (Ω/km)	Capacidade de Corrente (A)
4	Swan	85,6	8,12	1,33	1,35479	125
2	Sparrow	135,8	12,46	1,27	0,85413	160
1/0	Raven	216,3	19,04	1,36	0,53615	220
2/0	Quail	272,1	22,95	1,55	0,42615	250
3/0	Pigeon	344,0	29,01	1,83	0,33711	290
4/0	Penguin	433,2	36,44	2,48	0,26761	330
336,8	Linnet	688,4	61,81	7,44	0,16925	426

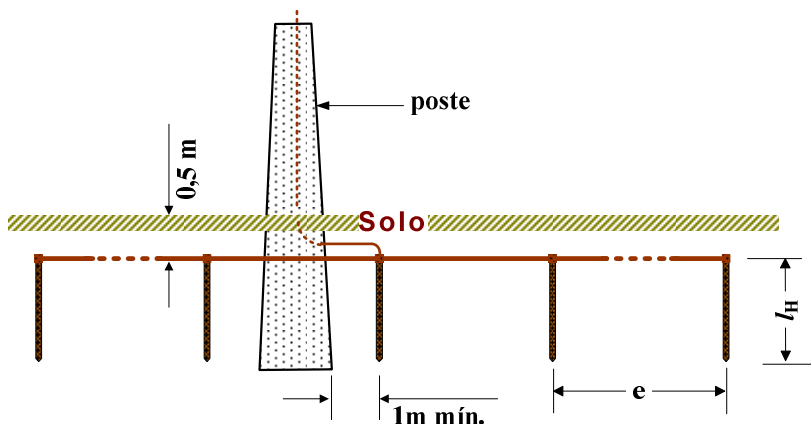


Figura 4.23 – Topologia do Aterramento Típico em Sistemas de Distribuição



Figura 4.24 – Haste de Aterramento Aço-cobre

4.3 CARACTERÍSTICAS AMBIENTAIS

Dados tais como, resistividade do solo, relevo, cobertura vegetal e densidade de descargas são importantes para os objetivos deste trabalho. Quanto a estas características, a principal região de estudo foi o estado de Santa Catarina, haja vista as diversas facilidades, tais como o acesso a dados e o deslocamento aos pontos críticos.

Nos itens seguintes, estão descritas as principais características, quanto ao ambiente que envolve as redes aéreas de distribuição deste

estado [2],[3],[30],[31], que de alguma forma podem interferir em cálculos ou conclusões segundo os objetivos deste trabalho.

4.3.1 Características Gerais

O Estado de Santa Catarina possui 95,4 mil quilômetros quadrados de área, fazendo divisas ao sul e ao norte com os estados do Rio Grande do Sul e Paraná respectivamente e a oeste com a Argentina. Sua posição no mapa situa-se entre os paralelos 25°57'41" e 29°23'55" de latitude Sul e entre os meridianos 48°19'37" e 53°50'00" de longitude Oeste.

4.3.2 Regiões

Conforme mostra a Figura 4.25, o território do Estado pode ser dividido em 8 regiões com características geográficas distintas.



Figura 4.25 – Regiões de Santa Catarina

4.3.2.1 Litoral

Com mais de 500 quilômetros de extensão possui relevo de baías e enseadas. Atividades econômicas predominantes são a pesca e o turismo.

4.3.2.2 Nordeste

Caracterizada pelas florestas da serra do mar e pela baía da Babitonga, esta região têm seu ponto forte na indústria eletro-metal-mecânico.

4.3.2.3 Vale do Itajaí

Localizada entre o litoral e a serra geral caracteriza-se por uma paisagem de morros florestas e rios. A principal atividade econômica é a indústria têxtil.

4.3.2.4 Planalto Norte

Rica em floresta nativa e áreas de reflorestamento, esta região tem como principal atividade econômica a indústria moveleira.

4.3.2.5 Planalto Serrano

Região com as maiores altitudes do Estado, atingindo valores superiores aos 1800 metros. As atividades econômicas predominantes são: o turismo, a pecuária e a indústria florestal.

4.3.2.6 Sul

Situada entre o mar e a serra geral esta região tem como principais atividades econômicas a extração de carvão mineral e a indústria cerâmica.

4.3.2.7 Meio Oeste

Região de morros com altitudes próximas aos 1000 metros e atividade econômica baseada na agroindústria e produção de maçã.

4.3.2.8 Oeste

Os campos do oeste têm como principal atividade econômica a produção de grãos, aves e suínos.

4.3.3 Relevô

A maior parte do território de Santa Catarina está compreendida por uma parcela do Planalto Meridional. Na região costeira, o território apresenta sua região de planície litorânea, com a ocorrência de várias enseadas. Ainda próximo ao litoral está localizada uma pequena parcela do chamado Planalto Atlântico. O ponto mais alto do relevo catarinense, representado pelo Morro da Boa Vista, com 1827 metros de altitude, está localizado na Serra da Anta Gorda. Figura 4.26 apresenta uma foto de satélite do Estado.



Figura 4.26 – Santa Catarina – Foto de Satélite

4.3.4 Solos

O solo catarinense se presta às mais diversas culturas agrícolas e seu subsolo possui reservas de argila cerâmica, fosfatos naturais, quartzo e carvão mineral para siderurgia. A Figura 4.27, obtida do Mapa Brasileiro de Solos, mostra um mapa simplificado de solos do Estado e sua respectiva legenda.

4.3.4.1 Principais Tipos de Solos do Estado de Santa Catarina [30]

- **Latossolo Bruno (LBR/LB):**

Compreende solos minerais, não hidromórficos, de coloração brunada sob horizonte superficial rico em matéria orgânica (húmico ou proeminente). São derivados de rochas efusivas da Formação Serra Geral. Caracterizam-se por serem muito profundos, muito argilosos (>70%) e bem acentuadamente drenados. Quanto à consistência, esta varia de ligeiramente dura a dura.

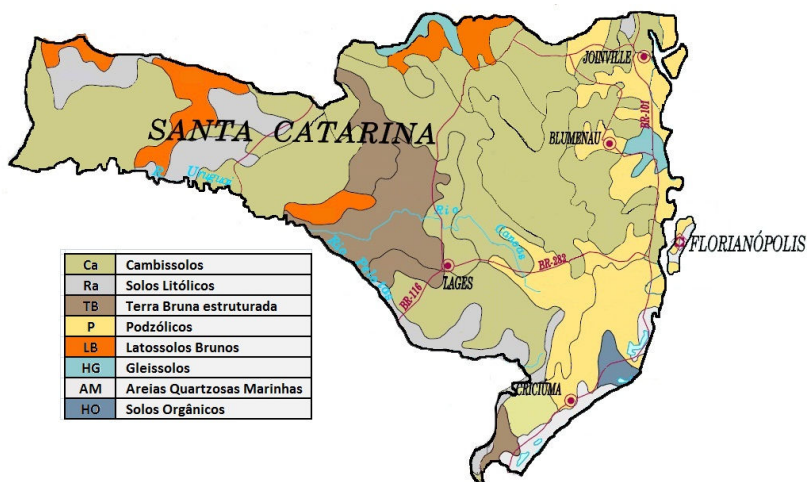


Figura 4.27 – Santa Catarina – Mapa de Solos

- Terra Bruna Estruturada (TB)

Compreende solos minerais de coloração bruno - acinzentado escuro, de argila de atividade baixa, com altos teores de matéria orgânica, argilosos ou muito argilosos, com a massa do solo apresentando uma notável capacidade de contração (encolhimento) com a perda de umidade. São derivados tanto de rochas efusivas da Formação Serra Geral como de sedimentos finos do Paleozóico. São bem drenados, profundos ou muito profundos com a espessura variando normalmente de 1,5 a 2,5 metros. O grau de consistência varia de ligeiramente duro a muito duro com o solo seco; de friável a firme com o solo úmido.

- Podzólico Vermelho-Amarelo (Pva)

Compreende solos minerais, não hidromórficos, em geral vermelho-amarelado ou bruno-vermelhado, Abrange desde solos com mais de 2 metros de profundidade (muito profundos), até perfis com pouco mais de 50 centímetros (pouco profundos) e desde moderadamente até acentuadamente drenados.

Parte dos solos que integram esta classe apresenta acentuado aumento no conteúdo de argila outros possuem pequena diferenciação textural, como no caso dos intermediários para Latossolo. Nos casos em que a textura é arenosa, a estrutura costuma ser fraca, em forma de grãos

simples; a consistência solta, tanto com o solo seco quanto úmido, e não plástica e não pegajosa quando molhado. A medida que se considera variedades com maiores teores de argila, a estrutura torna-se mais desenvolvida, chegando a moderada pequena média granular, com consistência levemente dura, friável.

Formam-se em áreas de relevo suave ondulado até forte ondulado, sob condições climáticas variáveis de tropical a subtropical, dominadas por vegetação do tipo floresta tropical, subtropical, de caráter intermediário tropical/subtropical e campestre.

- Cambissolo (Ca, Ce)

Compreende solos minerais, não hidromórficos bastante heterogêneos, tanto no que se refere à cor, espessura e textura, quanto no que diz respeito a fração de argila. São derivados de materiais relacionados a rochas de composição e natureza bastante variáveis, desde as mais antigas que constituem o embasamento do Complexo Brasileiro até as de origem recente, passando pelas metamórficas do Complexo Brusque, pelas intrusivas graníticas referidas ao Eo-Paleozóico, pelas sedimentares do Paleozóico, pelo arenito Botucatu e pelas efusivas da Formação Serra Geral.

Muitos Cambissolos, especialmente os mais profundos, devido ao baixo gradiente textural, são confundidos com os Latossolos, mas diferenciam-se destes pelo fato de apresentarem uma maior percentagem de minerais ou na coloração mais pálida.

São bem a moderadamente drenados, pouco profundos a profundos, apesar de ocorrerem perfis rasos (< 50cm) ou muito profundos (> 200cm).

Estes solos acham-se distribuídos por quase todo o estado, e ocorrem desde os 20 até 1.600 metros de altitude, tanto em relevo praticamente plano, como os desenvolvidos em depósitos aluvionares, quanto em relevo montanhoso, apesar de predominarem os Cambissolos de relevo forte ondulado, ondulado e suave ondulado.

A vegetação que ostentam está relacionada, entre outras causas, às variações climáticas, edáficas e topográficas, razão pela qual foram identificados Cambissolos sob floresta subtropical, floresta transicional tropical/subtropical, floresta tropical, campo subtropical e campo subtropical de várzea.

- Glei Pouco Húmico (HGP)

Compreende solos minerais hidromórficos, pouco desenvolvidos, caracterizados pela forte gleização, em decorrência do regime de umidade redutor que se processa em meio anaeróbico, com muita deficiência ou mesmo ausência de oxigênio devido ao encharcamento do solo por um longo período ou mesmo durante o ano todo. São em geral pouco profundos mal ou imperfeitamente drenados e com permeabilidade muito baixa, principalmente em se tratando de variedade de textura argilosa e de argila de atividade alta.

É de textura argilosa ou média, enquanto que a estrutura e a consistência variam muito em relação ao conteúdo de argila e natureza desta.

São formados de sedimentos recentes, próximos ou às margens dos rios, de materiais colúvio-aluviais sujeitos a condições de hidromorfia em terraços fluviais, lacustres ou marinhos, ou ainda em áreas abaciadas ou depressões do terreno, sob vegetação dos tipos floresta tropical de várzea, floresta subtropical de várzea e campos tropical e subtropical de várzea.

Estes solos são encontrados em todos os quadrantes do território catarinense, embora predominem na orla litorânea e às margens dos rios Iguaçú, Negro, Itajaí, Tijucas, Biguaçu, Cubatão, Tubarão, Araranguá e de seus tributários.

- Solos Orgânicos (HO)

Compreendem solos hidromórficos que apresentam apreciáveis teores de compostos orgânicos, em grau variável de decomposição, formando camadas acumuladas em ambiente palustre, de coloração escura devido aos elevados teores de carbono orgânico, assente sobre camada mineral de textura e composição variável.

O material de origem é composto por acumulações orgânicas residuais recentes, referidas ao Holoceno, cuja constituição depende do tipo de formação vegetal da qual deriva e das ações biológicas que nela se processam.

São mal a muito mal drenados e a camada orgânica apresenta coloração que varia do preto ao cinzento muito escuro. A textura é variável de um local para outro, assim como as características a ela relacionadas.

- Areias Quartzosas Marinhas (AM)

Compreendem solos minerais, não hidromórficos, profundos ou muito profundos, originados de sedimentos arenosos não consolidados do Quaternário. São de coloração bruno-acinzentado escuro ou bruno claro acinzentado, normalmente sem organização estrutural definida.

São solos de baixa fertilidade natural, com reserva mínima de nutrientes para as plantas. Ocorrem ao longo da orla marítima, em forma de dunas fixas, estando recobertos por vegetação arbustiva e graminóide, e sob condições de clima com verões quentes, temperatura média anual de 19°C e precipitação média anual em torno de 1.200mm.

- Solos Litólicos (Ra, Re)

Compreendem solos minerais, não hidromórficos, bem a moderadamente drenados, muito pouco desenvolvidos, rasos, com espessura em geral inferior a 40cm.

São formados a partir de diferentes materiais de origem, desde rochas eruptivas da Formação Serra Geral até folhelhos, argilitos, siltitos e granitos. Em virtude de sua ampla abrangência geográfica estes solos encontram-se sob condições de clima, relevo, material de origem e cobertura vegetal as mais diversas.

É comum encontrar-se pedras e matações na superfície desses solos, assim como cascalhos e calhaus no corpo dos mesmos, e material de rocha semi-alterado em mistura com o solo sob por onde as raízes podem penetrar, concorrendo para que a profundidade efetiva aumente.

4.3.5 Vegetação

A diversificação vegetal do Estado conta com aglomerados vegetais como a Mata das Araucárias na porção central do território, a Mata Atlântica na porção leste, a vegetação de campos ao sudoeste e o mangue na região litorânea.

4.3.6 Densidade de Descargas

O mapa de densidade de descargas mostrado a seguir, foi obtido a partir do “ranking de descargas” publicado pelo INPE [7], referente aos anos de 2005 e 2006.

Um novo “ranking” publicado pela mesma fonte em 2009, relativo ao biênio 2007/2008, revelou uma redução nos índices em torno de 20%. No entanto, tendo em vista o curto intervalo de tempo de obtenção dos dados, um período crítico de falta de manutenção nos sensores das estações e a constatação que em 2009 o aumento do número de tempestades foi significativo em relação aos anos anteriores,

sugere-se cautela na utilização de índices inferiores aos apresentados no mapa da Figura 4.28.

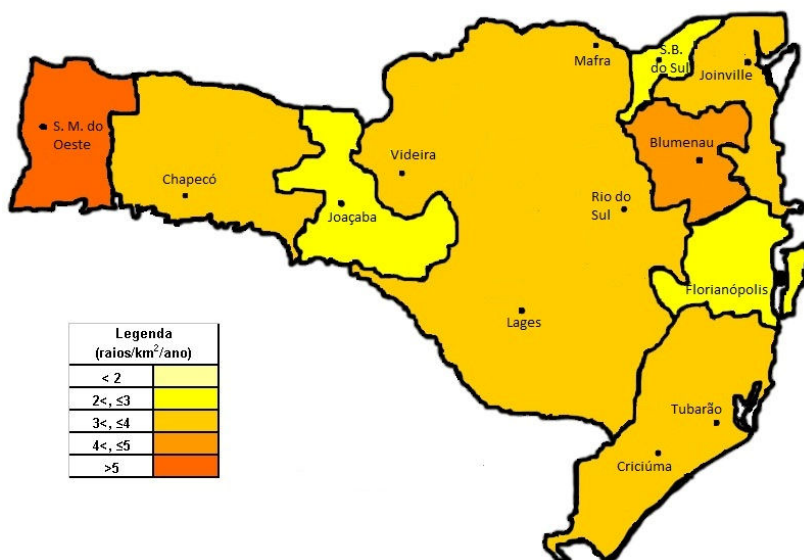


Figura 4.28 – Densidade de Descargas para Santa Catarina (2005/2006)

4.4 DESEMPENHO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

4.4.1 Conceitos e Normas

O desempenho das redes de distribuição de energia elétrica é avaliado em função da qualidade da energia fornecida aos consumidores. A resolução ANEEL n.º 456 [25] estabelece as condições gerais de fornecimento a serem observadas pelas concessionárias de energia elétrica brasileiras. Segundo esta resolução, a concessionária é responsável pela prestação de serviço adequado a todos os consumidores, satisfazendo entre diversas outras as condições de regularidade, generalidade, continuidade e eficiência. Caracterizam-se como problemas nas redes: interrupções de fornecimento, distorções da forma de onda (harmônicos), desequilíbrios, oscilação de tensão (*flicker*), transitórios, afundamentos de tensão (*voltage Sag*), elevações de tensão (*voltage Swell*) e variações no valor eficaz da tensão. Apesar de bem definidos, muitas normas reguladoras para acompanhamento e

controle destes problemas estão ainda em fase de estudos e aprovação pela ANEEL.

Em vigor encontra-se a resolução n.º024/2000 [1] que estabelece as disposições relativas à continuidade de fornecimento de energia elétrica aos consumidores brasileiros. Segundo esta normativa as concessionárias são responsáveis por apurar os índices de continuidade de fornecimento através de processos auditáveis.

Os valores das metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras são estabelecidos em resolução específica pela ANEEL, sendo redefinidos no ano correspondente à revisão periódica das tarifas para cada concessionária. No estabelecimento e/ou redefinição de metas é aplicada a técnica de análise comparativa de desempenho da concessionária de distribuição, tendo como referência os valores anuais dos atributos físico-elétricos e dados históricos encaminhados a ANEEL. Segundo constatação das próprias concessionárias a cada redefinição os índices de continuidade estabelecidos estão menores e conseqüentemente difíceis de serem alcançados.

4.4.2 Índices de Continuidade de Fornecimento

Os indicadores de continuidade de serviço que devem ser alcançados pelas concessionárias e permissionárias de energia elétrica são classificados em dois grupos:

Indicadores de Conjunto, onde conjunto representa um agrupamento de consumidores, previamente estabelecido pela concessionária/permissionária e aprovado pela ANEEL. Estes conjuntos podem ser municípios ou bairros dependendo da quantidade e importância dos consumidores envolvidos.

Indicadores Individuais.

As penalidades por violação dos padrões estabelecidos para os indicadores individuais são as compensações financeiras que as concessionárias/permissionárias devem efetuar junto aos consumidores atingidos. As penalidades por violação das metas para os indicadores de conjunto ocorrem através do pagamento de multas conforme normativas ANEEL.

4.4.2.1 Índices de Continuidade de Conjunto

A concessionária deverá apurar, para todos os seus conjuntos de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*DEC*);

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (*FEC*);

As equações utilizadas para o cálculo destes indicadores são:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad [4.1]$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad [4.2]$$

onde, $Ca(i)$ = Número de unidades consumidores interrompidas em um evento i , no período de apuração, $t(i)$ = Duração de cada evento no período de apuração, k = Número máximo de eventos no período considerado e Cc = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado, no final do período de apuração.

4.4.2.2 Indicadores de Continuidade Individuais

A concessionária deverá informar por escrito, em até 30 (trinta) dias, sempre que solicitado pelo consumidor, os indicadores individuais a seguir discriminados:

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DIC*);

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*FIC*); e

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (*DMIC*).

Para o cálculo destes índices são utilizadas as seguintes equações:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad [4.3]$$

$$FIC = n \quad [4.4]$$

$$DMIC = t(i) \max \quad [4.5]$$

onde, $t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerada, no período de apuração, n = número de interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerada, no período de apuração; e $t(i)_{\max}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção(i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas.

Para os indicadores *DIC* e *FIC* deverão ser apurados e informados os valores mensais, trimestrais e anual, referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais e trimestrais disponíveis do ano em curso.

Para o indicador *DMIC* deverão ser apurados e informados os valores mensais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais disponíveis do ano em curso.

4.4.3 Valores Históricos de *DEC*

O principal índice de continuidade de fornecimento é o *DEC*. O valor de *DEC* de uma concessionária pode representar não só o desempenho do seu sistema elétrico como também do seu corpo técnico. A ABRADEE [27] disponibiliza em seu *site* valores históricos de *DEC/FEC* de todas as concessionárias brasileiras e ela associadas. A Figura 4.29 apresenta um gráfico obtido a partir destas informações para as principais concessionárias das cinco regiões brasileiras e valores médios para o Brasil.

De uma maneira geral, percebe-se que as concessionárias brasileiras tiveram uma melhoria no desempenho a partir de 1998 em consequência da regulamentação do setor elétrico. A possibilidade de concorrência e a fiscalização do órgão regulador fizeram com que as empresas investissem principalmente e imediatamente em melhoria dos seus procedimentos internos, melhorando tempos de atendimento e metodologias de identificação e cadastramento de faltas. Apesar disso percebe-se que as empresas do sudeste possuem melhores índices que as empresas das demais regiões do Brasil. Trabalhos investigando as causas de interrupção nos sistemas de distribuição revelam que mais de 50% das interrupções são provenientes das ações da natureza, tais como contatos acidentais de vegetação e animais com os condutores energizados, vendavais e descargas atmosféricas. Isto justifica em parte o pior desempenho destas concessionárias, com grande quantidade de redes rurais frente aquelas localizadas na região sudeste e, portanto com elevados índices de urbanização. Evidentemente, a concentração de

carga das regiões urbanizadas resulta em rentabilidade superior do capital e conseqüentemente maior capacidade de investimento em melhorias nas redes por parte destas concessionárias.

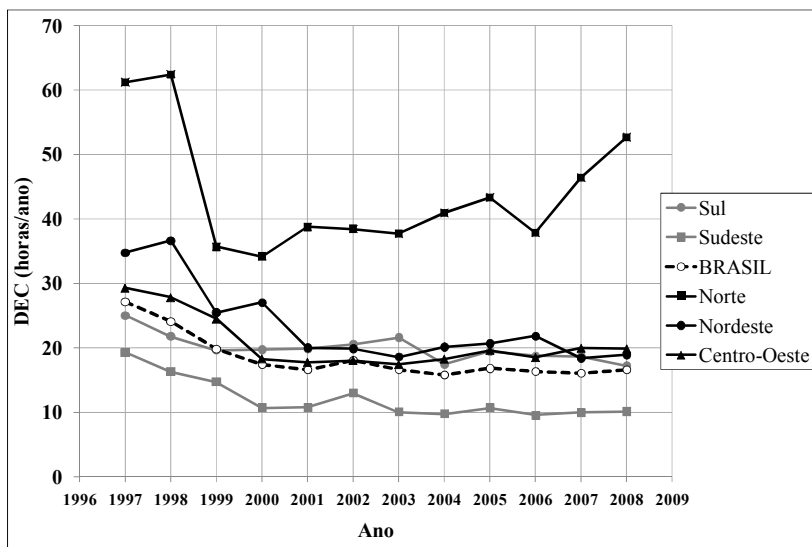


Figura 4.29 – DEC Brasil 1997 - 2008

4.4.4 Desempenho das Redes Frente às Descargas Atmosféricas

Para uma análise confiável do comportamento de uma rede frente às descargas atmosféricas, é necessário que os dados de desligamentos sejam correlacionados com a densidade de descargas da região.

O gráfico da Figura 4.30, elaborado a partir de dados obtidos em pesquisa bibliográfica [2][3][32][33], mostra uma correlação muito forte entre interrupções devido às descargas atmosféricas, para cada 100 quilômetros de rede, e a densidade de descargas da região considerada, em diversos sistemas de distribuição no mundo. Os dados obtidos de estudos realizados em concessionárias do sul do Brasil [2][3], comparados com esta curva indicam um desempenho médio normal para estes sistemas.

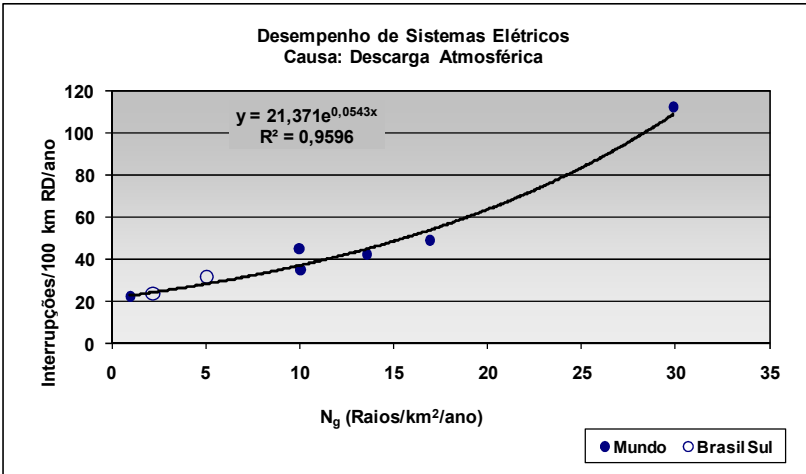


Figura 4.30 – Desempenho de Sistemas Elétricos – Causa Descarga Atmosférica

5 AÇÃO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM REDES AÉREAS

5.1 INTRODUÇÃO

Elevados valores de tensão ocorrem quando descargas atingem diretamente uma rede ou algum ponto próximo a mesma. Dependendo do nível desta sobretensão, uma descarga disruptiva no isolamento das estruturas pode ocorrer e, na grande maioria das vezes, transforma-se em arco de potência. Dependendo do tipo de proteção utilizado, o arco de potência poderá provocar o desligamento temporário ou permanente da rede. Mesmo nos casos em que a sobretensão não é suficientemente elevada a ponto de provocar um desligamento, problemas podem ocorrer nas instalações de baixa tensão de consumidores em decorrência de potenciais elevados transferidos aos circuitos secundários dos transformadores.

Nos próximos itens deste capítulo estão apresentadas metodologias de cálculo que podem ser usadas para estimar valores de sobretensões em sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica, provocados por descargas atmosféricas.

5.2 DESCARGAS DIRETAS SOBRE AS REDES

5.2.1 Cálculo da Tensão

O modelo matemático utilizado para interpretar os efeitos de uma descarga direta em uma rede aérea é relativamente simples. Uma descarga direta injeta na rede uma corrente que se divide em duas direções, dando origem a uma tensão (U) [13] igual a:

$$U = \frac{Z_o \times I}{2} [kV] \quad [5.1]$$

onde Z_o é a impedância de surto da rede em Ω e I a corrente da descarga em kA.

5.2.2 Cálculo da Impedância de Surto

Especificamente nos casos de altas frequências ou surtos provenientes de descargas atmosféricas, a impedância característica da rede, inicialmente definida pela equação 5.2, é chamada de impedância de surto [35] e seu cálculo é efetuado pela equação 5.3, em virtude da

eliminação dos parâmetros R e G (resistência série e condutância paralela), que representam as perdas que podem ser desprezadas.

$$Z_o = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} \quad [\Omega] \quad [5.2]$$

$$Z_o = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad [\Omega] \quad [5.3]$$

onde ω é a frequência angular e L e C são respectivamente: indutância e capacitância externas da rede.

Considerando-se permeabilidade e permissividade relativas para o ar, iguais a 1 (um), a indutância e a capacitância, de uma rede com um único condutor lançado paralelamente sobre um solo com resistividade desprezível, podem ser calculadas respectivamente, pelas equações 5.4 e 5.5 [36].

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{2h}{r}\right) \quad [\text{H/m}] \quad [5.4]$$

$$C = \frac{10^{-9}}{18 \ln\left(\frac{2h}{r}\right)} \quad [\text{F/m}] \quad [5.5]$$

onde: h = altura do condutor ao nível do solo e r = raio do condutor, ambos em metros.

Substituindo-se 5.4 e 5.5 em 5.3, obtém-se uma equação simplificada para o cálculo da impedância de surto de uma rede com um condutor horizontal paralelo ao solo:

$$Z_o = 60 \ln\left(\frac{2h}{r}\right) \quad [\Omega] \quad [5.6]$$

Em redes compostas por mais de um condutor, uma impedância de surto equivalente pode ser determinada[20][36].

Uma rede a dois condutores representada esquematicamente na Figura 5.1 pode ter sua impedância de surto equivalente calculada pela equação 5.7.

$$Z_{o(2)} = \frac{1}{4} (Z_{11} + Z_{22} + 2Z_{12}) \quad [\Omega] \quad [5.7]$$

onde Z_{11} e Z_{22} são as impedâncias próprias calculadas pela equação 5.6 e Z_{12} é a impedância mútua que pode ser obtida com o auxílio da equação 5.8.

$$Z_{12} = Z_{21} = 60 \ln \left(\frac{b_{12}}{a_{12}} \right) \quad [\Omega] \quad [5.8]$$

onde a_{12} é a distância entre os condutores 1 e 2 e b_{12} é a distância entre o condutor 2 e a imagem do condutor 1 ou vice-versa, conforme Figura 5.1.

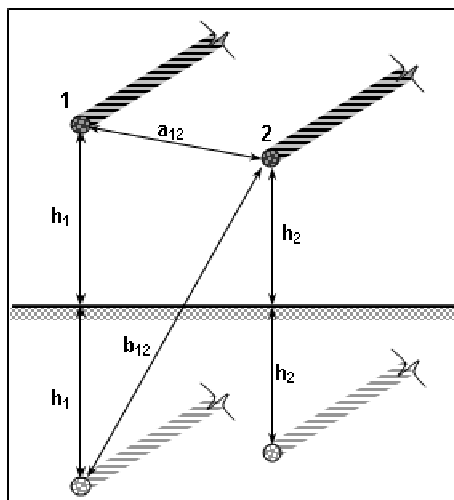


Figura 5.1 – Rede a Dois Condutores e Respectiva Imagem no Solo

Analogamente, para uma rede a 3 (três) condutores a impedância de surto equivalente pode ser calculada pela equação 5.9, onde Z_{11} , Z_{22} e Z_{33} são as impedâncias próprias obtidas com o uso de 5.6 e Z_{12} , Z_{13} e Z_{23} são as mútuas calculadas de forma análoga à utilizada no cálculo da impedância para redes com dois condutores.

$$Z_{o(3)} = \frac{1}{9} (Z_{11} + Z_{22} + Z_{33} + 2(Z_{12} + Z_{13} + Z_{23})) \quad [\Omega] \quad [5.9]$$

5.2.3 Efeito Corona

Efeito corona é o termo utilizado para as descargas parciais que ocorrem em torno dos condutores de linhas de transmissão quando o campo elétrico atinge um valor crítico para o ar. Este fenômeno não é observado normalmente em sistemas com tensões inferiores a 200 kV. Em redes de distribuição, apesar das tensões de operação serem da ordem de dezenas de quilovolts, valores muito superiores a 200kV também podem ocorrer, nos casos em que as descargas atmosféricas atingem diretamente os seus condutores.

A teoria e experiências existentes até o presente momento referem-se essencialmente a casos de descargas diretas em linhas de transmissão de alta tensão e alguns trabalhos desenvolvidos sugerem a utilização de equações analíticas para a interpretação do fenômeno em linhas de sistemas de potência. Dentre estes, entende-se que o modelo que pode se adaptar aos objetivos deste trabalho é o do *Diâmetro Efetivo do Conductor* [20][37] e está apresentado a seguir:

Um condutor de uma determinada rede, quanto submetido a elevados valores de tensão é envolvido por um envelope de corona, cilíndrico e simétrico que se desenvolve no sentido externo até que o campo elétrico atinja um valor crítico E_c . Segundo trabalhos experimentais, o valor do campo crítico quanto ao corona (E_c) é algo em torno de 1,5MV/m [20].

Conforme o Teorema de Gauss o fluxo do vetor indução elétrica através de uma superfície que envolve um volume é igual à carga contida neste volume [38]:

$$\oiint_{S(V)} \mathbf{D} \cdot d\mathbf{S} = Q \quad [5.10]$$

Assim, analisando um segmento infinitesimal do cilindro, pode-se dizer que a carga Q (C) por unidade de comprimento, devido a uma tensão V é determinada pela equação 5.11.

$$Q = 2\pi r \varepsilon E_r \quad [5.11]$$

onde E_r é o campo elétrico (V/m) a uma distância r (m) do centro do condutor e ε é a permissividade do meio (F/m).

Conforme desenho esquemático da Figura 5.2, o campo total no ponto P é a soma dos campos produzidos pelo condutor e sua imagem:

$$E_r = \frac{Q}{2\pi\epsilon} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{2h-r} \right) \quad [5.12]$$

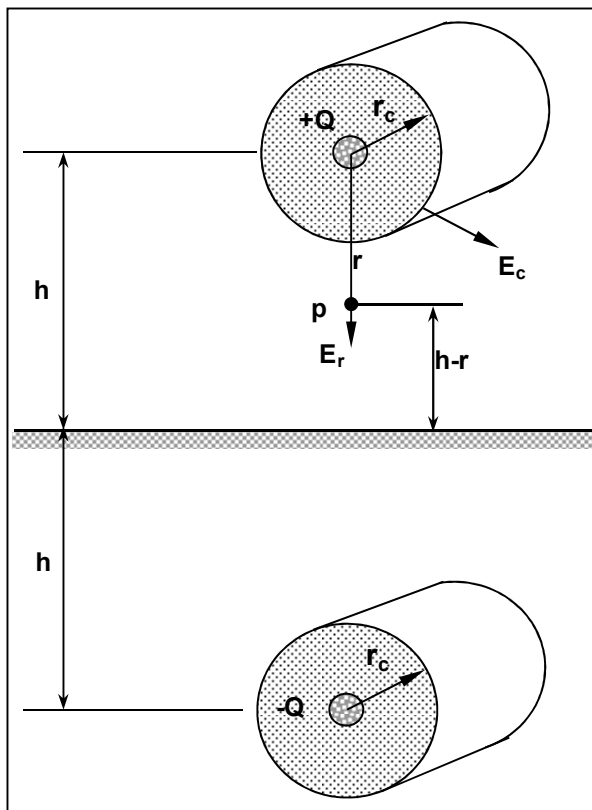


Figura 5.2 – Condutor sob Corona e Respectiva Imagem

Considerando-se que $h \gg r$ e integrando 5.12 com r variando de r_c a h obtém-se a tensão V (V):

$$V = \frac{Q}{2\pi\epsilon} \ln \left(\frac{2h}{r_c} \right) \quad [5.13]$$

Sabendo-se também que:

$$Q = 2\pi r_c \epsilon E_c \quad [5.14]$$

e substituindo-se 5.14 em 5.13, obtém-se 5.15 que relaciona a tensão V e o raio do cilindro de corona r_c (m) em função da altura do condutor ao solo h [m] e do campo crítico para corona E_c (V/m).

$$\frac{V}{E_c} = r_c \ln\left(\frac{2h}{r_c}\right) \quad [5.15]$$

A solução desta equação pode ser facilmente obtida por algum método iterativo, porém para os objetivos deste trabalho, preferiu-se usar a equação 5.16, obtida para as condições freqüentes de redes e linhas de distribuição. A Figura 5.3 mostra a muito forte correlação entre esta equação e a série de valores de r_c obtidos por processo iterativo, considerando-se nos cálculos redes com postes de 12 metros e condutor de alumínio com alma de aço, bitola 4 AWG.

$$r_c = 0,036V^{1,22} \quad [5.16]$$

onde r_c é o raio do cilindro de corona (mm) e V a tensão da rede (kV).

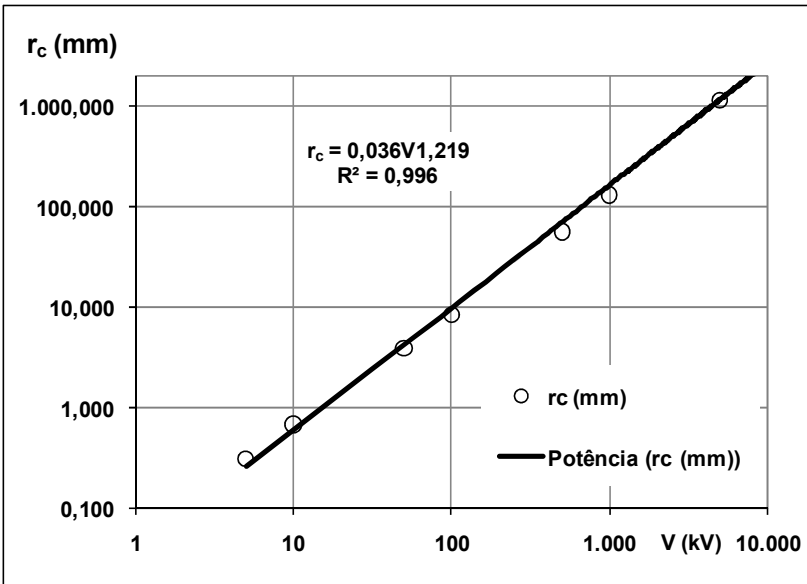


Figura 5.3 – Cálculo do Raio do Cilindro de Corona pelas Equações 5.15 e 5.16

Para o cálculo da impedância de surto, em ohms, de um condutor sob corona [19][20] e [39] recomendam o uso da equação 5.17, onde d e d_c representam o diâmetro, em metros, do condutor na condição sem e com corona respectivamente.

$$Z_{nn} = 60 \sqrt{\ln \frac{4h}{d} \cdot \ln \frac{4h}{d_c}} \quad [5.17]$$

5.2.4 Velocidade de Propagação

Da mesma forma que em 5.2.2, desprezando-se as perdas, a velocidade de propagação da onda (v) em um meio qualquer é determinada pela equação 5.18.

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad [\text{m/s}] \quad [5.18]$$

Considerando-se que a propagação da onda ocorre pelo ar, pois o condutor e a terra formam um guia de ondas, as constantes características do meio podem então ser consideradas como equivalentes às do espaço livre. Assim substituindo-se 5.4 e 5.5 em 5.18 chega-se ao valor de 3×10^8 m/s, equivalente à velocidade da onda eletromagnética no espaço livre (c).

Para casos gerais, a velocidade de propagação de uma onda em um meio dielétrico sem perdas com permissividade relativa ϵ_R pode ser obtida pela aplicação da equação 5.19.

$$v = \frac{c}{\sqrt{\epsilon_R}} \quad [\text{m/s}] \quad [5.19]$$

5.2.5 Distância de Atração

Sabe-se por observação e experiências que um condutor instalado horizontalmente em relação ao solo a uma determinada altura, atrai descargas que eventualmente atingiriam no solo, formando uma espécie de blindagem. A distância de atração exercida por este condutor pode ser determinada usando o modelo eletro-geométrico [40], o qual é baseado no raio de atração de um objeto, que depende da sua altura e da amplitude da corrente da descarga, conforme ilustrado a seguir.

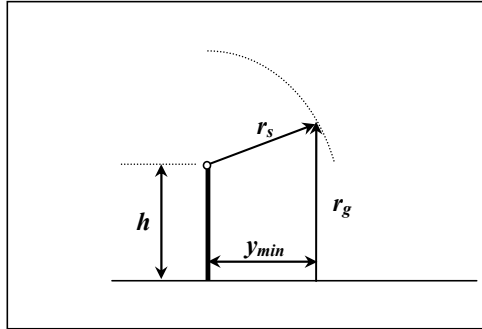


Figura 5.4 – Modelo Eletrogeométrico

Por esta figura é possível observar que toda descarga, que inicialmente incidiria num ponto localizado a uma distância igual ou menor do que y_{min} irá atingir diretamente o condutor e tanto mais descargas irão incidir sobre este quanto maior for a sua altura h .

A determinação do valor de y_{min} , distância mínima a partir da qual uma descarga deixa de atingir o condutor, é feita a partir das equações 5.20 a 5.22.

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \text{ [m]} \quad [5.20]$$

$$r_s = \alpha I_o^\beta \text{ [m]} \quad [5.21]$$

$$r_g = K_g r_s \text{ [m]} \quad [5.22]$$

onde I_o é a amplitude da corrente da descarga em (kA), r_s é o raio de atração do condutor, e r_g é o raio de atração da terra. K_g , α e β são constantes cujos valores variam segundo autores e tipos de aplicação do modelo [41] a [44].

O guia IEEE para redes de média tensão [13] sugere valores de 0,9, 10 e 0,65 para K_g , α e β respectivamente. No entanto, considerando que em redes de distribuição, em muitas situações os valores de h são pequenos (inferiores a 10m), entende-se que a equação 5.23, sugerida por [44], é mais adequada para a definição da constante K_g .

$$K_g = 0,36 + 0,17 \ln(43 - h) \quad [5.23]$$

Esta equação é válida apenas para valores de h iguais ou inferiores a 40 metros. Para alturas superiores deve-se adotar para K_g o valor fixo de 0,55.

5.2.6 Blindagem Devido à Presença de Obstáculos Próximos às Redes

Redes de distribuição localizadas em centros urbanos ou em regiões de floresta possuem proteções naturais, tais como árvores e edifícios, que reduzem o número de descargas diretas sobre as mesmas, formando uma espécie de blindagem. Em função da altura e distância dos obstáculos, um fator de blindagem (S_f) pode ser determinado através do modelo eletro-geométrico, de forma similar à apresentada no item anterior. A soma dos fatores calculados para os lados direito e esquerdo da rede deve ser no máximo igual a 1, o que significa proteção total.

Utilizando-se as equações 5.20 a 5.23 desenvolveu-se para este trabalho uma rotina computacional que permite o cálculo do fator de blindagem em redes de distribuição em função das alturas, rede e obstáculos, e da distância dos obstáculos à rede. Neste calcula-se o fator de blindagem mais provável, em função dos valores de pico da corrente da descarga entre 1 e 200kA e respectivas probabilidades de ocorrência.

O gráfico da Figura 5.5 mostra os resultados de cálculos efetuados com este programa (pontos) comparados com curvas obtidas em [13], onde H_o é a altura do obstáculo. A Figura 5.6 mostra o gráfico resultante de uma avaliação de blindagem em uma rede com as características dos obstáculos conhecidas.

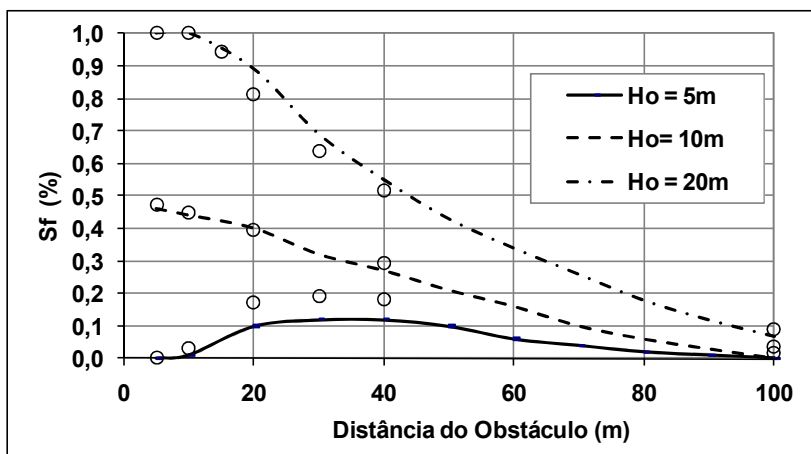


Figura 5.5 – Blindagem em Redes de Distribuição: Dados Guia IEEE1410 e Rotina Computacional

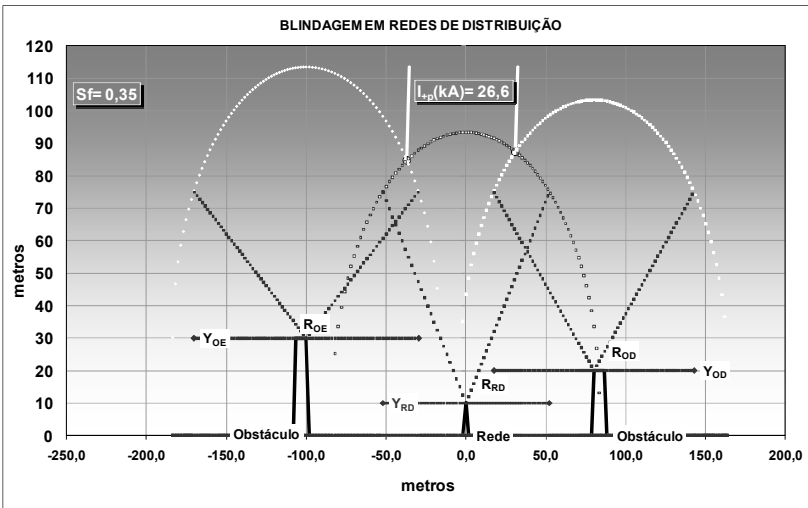


Figura 5.6 – Avaliação de Blindagem por Rotina Computacional

5.3 TENSÕES INDUZIDAS POR DESCARGAS PRÓXIMAS À REDE

Apesar de não haver unanimidade quanto à forma mais adequada para calcular analiticamente os campos e tensões induzidas [45][46], percebe-se uma tendência para o uso da metodologia desenvolvida por RUSK [24] a qual é apresentada resumidamente a seguir.

5.3.1 Considerações Sobre o Modelo de Rusk

As principais simplificações e ou constatações feitas no desenvolvimento deste modelo são as apresentadas a seguir:

O tipo mais comum de descarga é a negativa, ou seja, iniciada por um líder negativamente carregado.

A primeira fase da descarga ocorre com uma velocidade insuficiente para provocar taxas de variação do campo no tempo, de forma a induzir tensões significativas.

Na fase correspondente à “corrente de retorno”, existe um campo eletromagnético com variação no tempo suficiente para induzir tensões significativas em redes próximas ao ponto de incidência da descarga.

O modelo considera o canal inicialmente carregado com uma carga negativa distribuída uniformemente, a qual é anulada por uma corrente em forma de degrau positivo.

O canal de descarga possui ramificações, porém o modelo considera-o retilíneo, vertical, sem ramificações e com diâmetro muito menor que a distância ao ponto de observação.

O canal comporta-se como uma linha de transmissão ideal;

A terra onde se inicia a corrente de retorno é considerada um condutor perfeito e o seu efeito, nos campos elétrico e magnético, é levado em conta através do método das imagens.

5.3.2 Cálculo dos Campos Elétrico e Magnético Utilizando o Método do Monopolo

A partir das equações de Maxwell é possível calcular os campos elétrico e magnético em um determinado ponto P, produzidos pela distribuição de cargas e densidade de corrente de um canal vertical de uma descarga atmosférica [24].

Os procedimentos básicos para este cálculo são:

Passo 1: Especificar a densidade superficial de corrente \mathbf{J} (A/m²);

Passo 2: Obter a densidade de carga através da equação 5.24 (equação da continuidade da corrente);

$$\nabla \cdot \mathbf{J} = -\frac{\partial \rho}{\partial t} \quad [5.24]$$

onde \mathbf{J} é a densidade superficial de corrente, ρ é a densidade volumétrica de carga (C/m³) e t é o tempo (s).

Passo 3: Calcular os potenciais vetor e escalar através de 5.25 e 5.26;

$$\nabla^2 \mathbf{A} - \mu\epsilon \frac{\partial^2 \mathbf{A}}{\partial t^2} = -\mu\mathbf{J} \quad [5.25]$$

$$\nabla^2 V - \mu\epsilon \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} = -\frac{\rho}{\epsilon} \quad [5.26]$$

onde \mathbf{A} é o potencial vetor (Wb/m), V o potencial escalar (V) e μ (H/m) e ϵ (F/m) são respectivamente a permeabilidade magnética e a permissividade elétrica do meio, que é considerado homogêneo e isotrópico.

Passo 4: Calcular os Campos Elétrico e Magnético através das equações 5.27 e 5.28.

$$\mathbf{E} = -\nabla V - \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial t} \quad [5.27]$$

$$\mu \mathbf{H} = \nabla \times \mathbf{A} \quad [5.28]$$

onde \mathbf{E} e \mathbf{H} são os campos elétrico (V/m) e magnético (A/m) respectivamente.

Para o desenvolvimento das próximas etapas do cálculo será considerado o desenho da Figura 5.7 o qual representa o modelo do monopolo e suas simplificações.

Percebe-se no desenho que r é a menor distância entre o canal da descarga e o ponto P onde os valores de campo devem ser calculados, l a distância da terra a um ponto qualquer do canal, L o comprimento total do canal de descarga e h a altura do ponto P . O valor de R é obtido da equação 5.29.

$$R = \sqrt{(l-h)^2 + r^2} \quad [5.29]$$

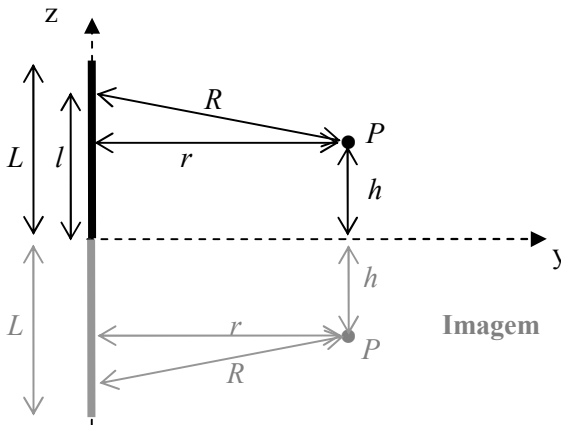


Figura 5.7 - Desenho Esquemático do Método do Monopolo

5.3.2.1 Determinação da Densidade de Corrente

A corrente no canal tem as seguintes características:

- Possui componente apenas na direção z ;
- Restringe-se ao canal e tem a mesma amplitude e forma de onda daquela no nível do solo;

- Uma vez que as dimensões do canal são muito inferiores à distância r , pode-se considerar a corrente como sendo filamentar;
- A corrente propaga-se no canal, como em uma linha de transmissão ideal, a uma velocidade v constante, para neutralizar uma carga uniformemente distribuída.

5.3.2.2 Cálculo da Densidade de Carga

Imediatamente antes de ocorrer o processo da descarga de retorno, o canal está carregado com uma distribuição linear de carga negativa ρ_o [As/m]. Em seguida, a corrente de retorno, na forma de um degrau com velocidade v constante, propaga-se pelo canal, neutralizando as cargas. A Figura 5.8 mostra a distribuição de carga e corrente em duas situações no canal.

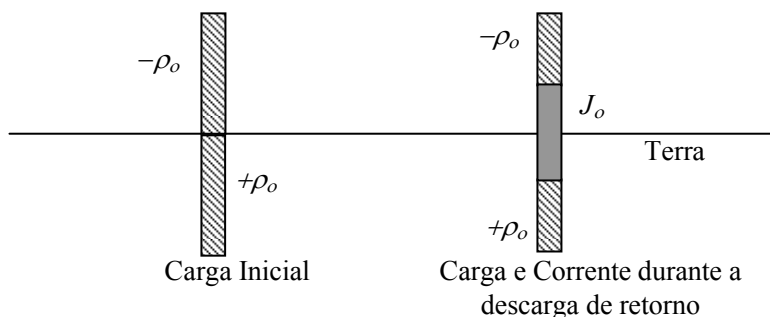


Figura 5.8 - Distribuição de Carga e Corrente no Canal de Descarga

Assim, considerando as simplificações e constatações, a partir de 5.24 é possível calcular a densidade de carga imediatamente anterior ao processo da descarga de retorno pela equação 5.30.

$$\rho_o = \frac{I_o}{v} \text{ [As/m]} \quad \text{[5.30]}$$

onde I_o é a corrente de pico da descarga (A) e v a velocidade da corrente de retorno (m/s).

5.3.2.3 Cálculo do Potencial Escalar e Potencial Vetor

Considerando a Figura 5.7 e as simplificações previstas pelo método, as soluções para as equações 5.25 e 5.26 podem ser escritas conforme 5.31 e 5.32:

$$V_i = \frac{\rho_o}{4\pi\epsilon_o} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{dl}{R} \quad [5.31]$$

$$\mathbf{A}_i = \frac{\mu_o I_o}{4\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{dl}{R} \quad [5.32]$$

onde V_i e A_i são os potenciais escalar e vetor, induzidos no ponto P , para $t \geq \frac{r}{c}$, c a velocidade da luz (3×10^8 m/s), ρ_o a densidade linear de carga do canal da descarga (As/m) e I_o a corrente de pico da descarga.

Estas equações somente são válidas a partir do momento em que o campo tiver alcançado o ponto P , ou seja, para $t \geq \frac{r}{c}$. Antes deste tempo o campo pode ser considerado estacionário e conseqüentemente não induz tensões.

5.3.2.4 Cálculo do Campo Elétrico

Utilizando-se a equação 5.27 e definidos os limites de integração em função do tempo e do comprimento do canal, consegue-se o cálculo do campo elétrico (V/m), através de duas equações:

$$\begin{aligned}
 E_V = & +30I_o \frac{c}{v} \left[\frac{1}{\sqrt{(vt-h)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)r^2}} \right] \\
 & + 30I_o \frac{c}{v} \left[\frac{1}{\sqrt{(vt+h)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)r^2}} \right] \quad [5.33] \\
 & - 30I_o \frac{c}{v} \left[\frac{1}{\sqrt{(L-h)^2 + r^2}} - \frac{1}{\sqrt{(L+h)^2 + r^2}} \right]
 \end{aligned}$$

$$E_A = -30I_o \frac{v}{c} \left[\frac{1}{\sqrt{(vt-h)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)r^2}} + \frac{1}{\sqrt{(vt+h)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)r^2}} \right] \quad [5.34]$$

onde E_V é o campo elétrico devido ao potencial escalar ($-\nabla V$) e E_A o campo elétrico devido ao potencial vetor ($-\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial t}$).

Fazendo-se $h = 0$ obtêm-se as duas componentes do campo elétrico ao nível do solo:

$$E_V = 60I_o \frac{c}{v} \left[\frac{1}{\sqrt{r^2 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 [(ct)^2 - r^2]}} - \frac{1}{\sqrt{L^2 + r^2}} \right] \quad [5.35]$$

$$E_A = -60I_o \frac{v}{c} \left[\frac{1}{\sqrt{r^2 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 [(ct)^2 - r^2]}} \right] \quad [5.36]$$

5.3.2.5 Cálculo do Campo Magnético

Substituindo a equação 5.32 em 5.28 obtém-se o campo magnético (A/m):

$$H = \frac{I_o}{2\pi r} \frac{\frac{vt}{r}}{\sqrt{1 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 \left[\left(\frac{ct}{r}\right)^2 - 1\right]}} \quad [5.37]$$

5.3.3 Cálculo da Tensão Induzida em uma Linha de Transmissão Longa

No desenvolvimento das equações foi considerado, o canal da descarga localizado no eixo z , a linha paralela ao eixo x , com uma altura h e uma distância y do canal, conforme desenho esquemático da Figura 5.9.

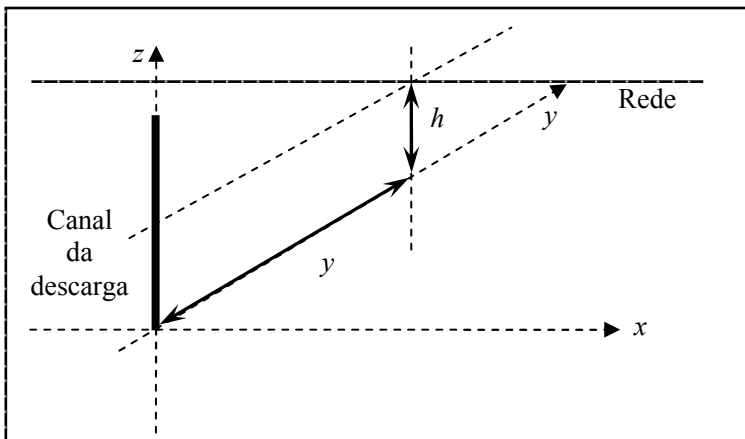


Figura 5.9 - Dimensões Utilizadas para o Cálculo da Tensão Induzida

A tensão induzida (V) em um ponto x da linha é obtida a partir das equações 5.38 a 5.40:

$$U = U_1 + U_2 \quad [5.38]$$

$$U_1 = V_1(+x) + \frac{1}{2} h \frac{\partial A_i}{\partial t} \quad [5.39]$$

$$U_2 = V_1(-x) + \frac{1}{2}h \frac{\partial A_i}{\partial t} \quad [5.40]$$

onde U é a tensão induzida total em um ponto da linha, V_1 é o potencial escalar obtido pela equação 5.41, a partir do campo elétrico E_V , e $\frac{\partial A_i}{\partial t} = -E_A$ (da equação 5.36).

$$V_1 = \frac{30I_o h \left(\frac{v}{c}\right)}{y^2 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct-x)^2} \left[\frac{xct - x^2 - y^2}{\left(\left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)(x^2 + y^2)\right)^{1/2}} + ct - x \right] \quad [5.41]$$

Assim, substituindo-se 5.36 e 5.41 em 5.39 tem-se:

$$U_1 = 30I_o h \frac{v}{c} \frac{ct-x}{y^2 + \left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct-x)^2} \left[1 + \frac{x + \left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct-x)}{\left(\left(\frac{v}{c}\right)^2 (ct)^2 + \left(1 - \left(\frac{v}{c}\right)^2\right)(x^2 + y^2)\right)^{1/2}} \right] \quad [5.42]$$

Para obtenção de U_2 simplesmente substitui-se x por $-x$ em 5.42.

O valor máximo da tensão induzida (V) no ponto mais próximo da descarga (onde $x=0$) é dado pela equação 5.43:

$$U_{o \max} = \frac{30I_o h}{y} \left[1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \left(\frac{v}{c}\right) \left(\frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{v}{c}\right)^2}} \right) \right] \quad [5.43]$$

onde h (m) é a altura da estrutura e y (m) a distância até o ponto em que ocorreu a descarga.

Para obter o valor da tensão induzida num ponto distante do ponto de ocorrência da descarga, faz-se x tender a ∞ na equação 5.42 e o resultado é:

$$U_{\infty \max} = \frac{30I_o h}{y} \quad [5.44]$$

O valor da tensão induzida por uma descarga, nos terminais de uma rede longa, num ponto distante da ocorrência da descarga pode ser deduzido como sendo:

$$U_{FR} = 2U_{\infty \max} = \frac{60I_o h}{y} \quad [5.45]$$

5.3.4 Cálculo da Tensão Induzida Considerando a Resistividade do Solo

Percebe-se que as equações apresentadas em 5.3.3 não levam em consideração a resistividade do solo, ou seja, supõe-se o solo como condutor perfeito. Porém, baixos valores de resistividade não correspondem à regra e sim à exceção para os solos da maioria das regiões brasileiras. Conseqüentemente, erros significativos nas estimativas dos valores máximos de tensão induzida podem ocorrer.

Preocupados com isto, diversos pesquisadores desenvolveram fórmulas alternativas ou fatores de correção para as fórmulas existentes, com o objetivo de considerar nos cálculos, valores realistas de resistividade do solo.

A referência [47] sugere o uso da equação 5.46, que apesar de simples, inclui a resistividade do solo como fator de influência nos valores de tensão induzida por descargas atmosféricas.

$$U_{\max} = 33I_o \frac{h}{y} + 1,1 I_o \sqrt{\frac{\rho}{y}} \quad [5.46]$$

onde U_{\max} é a tensão induzida (kV), I_o a corrente da descarga (kA), ρ é a resistividade do solo [$\Omega \cdot m$] e y a distância entre o ponto de incidência da descarga e a rede (m).

5.4 INTERRUPÇÕES EM REDES, DEVIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Sobretensões ocorrem em uma rede aérea de distribuição sempre que uma descarga atmosférica atinge diretamente esta rede ou algum ponto próximo a ela. Dependendo do valor, esta sobretensão pode provocar descarga disruptiva (*flashover*) no isolamento de alguma estrutura suporte, que por sua vez, pode se transformar em arco de potência e conseqüentemente em interrupção no fornecimento de energia elétrica. Estas interrupções podem ser temporárias ou permanentes. Em sistemas rurais, com proteção contra sobre-corrente através de chaves fusíveis, os desligamentos permanentes são mais freqüentes. Nos sistemas urbanos onde são utilizados religadores, a proporção entre desligamentos temporários e permanentes dependerá do

ajuste e quantidade destes equipamentos. Independentemente do uso de dispositivos de proteção, muitas interrupções nos sistemas de distribuição são permanentes em função de falhas ou destruição de materiais ou equipamentos da rede.

5.4.1 Cálculo da Tensão Disruptiva

Considera-se que ocorrerá descarga disruptiva no isolamento de uma rede sempre que a tensão máxima satisfazer a equação 5.47.

$$V_{m\acute{a}x} \geq 1,5 \times CFO \quad [5.47]$$

onde *CFO* é a Tensão Crítica de Impulso, ou *Critical Impulse Flashover Voltage*, que caracteriza o nível de isolamento das estruturas suporte das redes ou linhas.

O conceito de nível de isolamento está relacionado à suportabilidade do isolamento das estruturas das redes frente às tensões impulsivas de descargas atmosféricas. Dois valores de tensão são usualmente utilizados para a caracterização desta suportabilidade: a *TSI*, Tensão suportável de Impulso, também conhecida no passado por *NBI* - Nível Básico de Isolamento ou *BIL* – *Basic Impulse Insulation Level* e a Tensão Crítica de Impulso (*CFO* - *Critical Impulse Flashover Voltage*). A *TSI* é o valor de pico da tensão, expressa em kV (onda 1,2 x 50 μs), suportável pelo isolamento em 90% das aplicações. A *CFO*, também conhecida por *V50%*, corresponde ao valor de pico de uma tensão em kV, com forma de onda 1,2 x 50μs, que em 50% das aplicações provoca uma descarga disruptiva no isolamento.

5.4.2 Descargas Disruptivas nas Redes Devido às Descargas Atmosféricas Diretas

Substituindo-se a equação 5.1 em 5.47 tem-se:

$$\frac{Z_o \times I}{2} \geq 1,5 \times CFO \therefore I \geq \frac{3 \times CFO}{Z_o}$$

Considerando-se valores de *CFO* e *Z_o* iguais a 144kV e 287Ω respectivamente, (valores para o padrão de redes mais utilizado atualmente), conclui-se que sempre que o valor de pico da corrente da descarga direta ultrapassar 1,5 kA provocará disrupção nesta rede. A aplicação deste valor na equação 3.4, com valores de *M* e *β* para a primeira descarga de retorno, resulta numa probabilidade igual a

0,99962, donde se conclui que praticamente em 100% dos casos, descargas diretas provocam descarga disruptiva no isolamento de redes de distribuição.

Para a estimativa do número de descargas diretas sobre uma rede aérea em campo aberto sugere-se a utilização da equação 5.48 [13], a qual foi obtida em função das distâncias de atração e probabilidade de ocorrência das amplitudes das correntes de descargas possíveis.

$$N = N_g \left(\frac{28h_m^{0,6} + b}{10} \right) \quad [5.48]$$

onde: N é o número de descargas diretas sobre 100 km de rede por ano, N_g (raios/km²/ano) a densidade de descargas para a terra (*GFD*), b (m) a largura da estrutura e h_m (m) a altura máxima da estrutura.

Os valores de h_m podem ser obtidos através da equação 5.49

$$h_m = \frac{9L}{10} - 0,7 \quad [5.49]$$

onde L (m) é o comprimento do poste.

O número de descargas diretas em redes localizadas em regiões urbanas ou arborizadas deve levar em consideração o fator de blindagem conforme sugere a equação 5.50.

$$N_s = N \left(1 - (Sf_{dir} + Sf_{esq}) \right) \quad [5.50]$$

onde Sf_{dir} e Sf_{esq} são os coeficientes de blindagem para os lados direito e esquerdo da rede, respectivamente.

5.4.3 Descargas Disruptivas nas Redes Devido às Tensões Induzidas

Substituindo-se a equação 5.43 em 5.47 e considerando-se um valor médio para a velocidade da corrente de retorno igual a 40% da velocidade da luz, obtém-se a equação 5.51.

$$y_{máx} = 38,8 \frac{I_o h_a}{1,5 \times CFO} \text{ [m]} \quad [5.51]$$

onde h_a é a altura média da rede acima do nível do solo (m), $y_{máx}$ é a distância limite entre a rede e o ponto de incidência da descarga (m), a

partir da qual, as sobretensões induzidas não serão suficientemente elevadas a ponto de provocar descargas disruptivas nos isoladores.

A altura média da rede pode ser estimada através da equação 5.52, onde h_m é a altura máxima (m) determinada por 5.49 e f valor da flecha do condutor (m) para os vãos médios e tipos de redes considerados (urbanas e não urbanas) e temperatura de 20°C.

$$h_a = h_m - \frac{2}{3} f \quad [5.52]$$

O número de descargas disruptivas (*flashovers*) em isoladores, provocados por tensões induzidas, por quilômetro de rede por ano (F_{ind}) pode ser estimado pela equação 5.53.

$$F_{ind} = 2 \times 10^{-3} \times N_g \times \sum_{I_o=1}^{200} (y_{i\max} - y_{i\min}) \times P(I_o) \quad [5.53]$$

onde $y_{i\max}$ e $y_{i\min}$ são os valores de y_{\max} e y_{\min} para a corrente I_o , obtidos pelas equações 5.29 e 5.51 respectivamente, N_g é a densidade de descargas da região (raios/km²/ano) e $P(I_o)$ é a probabilidade de ocorrência de I_o .

5.4.4 Determinação da Tensão Crítica de Impulso (CFO)

A forma mais indicada para a obtenção das tensões que caracterizam o nível de isolamento das estruturas utilizadas em redes aéreas de distribuição é através de ensaios laboratoriais, os quais devem ser realizados de acordo com a NBR 6936 [48]. No entanto, dada a grande variedade de configurações e materiais usados, muitas vezes, torna-se necessária a utilização de um método aproximado para a avaliação do nível de isolamento resultante de uma determinada estrutura. Para isto [13] recomenda o uso do *Extended CFO - Added Method*. Por este método, estima-se a CFO total (CFO_T) da estrutura através da soma das contribuições dos diversos elementos isolantes que a compõem:

$$CFO_T = CFO_{iso} + CFO_{ad2} + CFO_{ad3} + \dots + CFO_{adn} \quad [5.54]$$

onde CFO_{iso} é o isolamento proporcionado pelo isolador ou primeiro componente da estrutura e CFO_{ad2} , CFO_{ad3} , CFO_{adn} , referem-se as

contribuições individuais dos componentes adicionais utilizados na estrutura.

Os valores de *CFO* para os materiais que comumente compõem as estruturas para redes de distribuição são dados nas tabelas 5.1 a 5.3 e referem-se a condições sob chuva. Os valores de *CFO* de isoladores utilizados em redes de distribuição são fornecidos pelos fabricantes, ou obtidos em laboratório, devendo-se utilizar o menor valor entre os resultados para polaridade negativa ou positiva. Quando não informado, estes valores referem-se a condições a seco e neste caso devem ser multiplicados por um fator equivalente a 0,8. O isolamento final da estrutura é o da fase que apresentar menor valor, assim como o isolamento de um determinado circuito deve ser o da estrutura com menor *CFO*.

Tabela 5.1 – Valores Típicos de *CFO* (1º componente)

Tipo de Isolação	kV/m
Ar	600
Poste de madeira	330
Cruzeta de madeira	360

Tabela 5.2 – *CFO* Adicional para o Segundo Componente

2.º Componente	c/ 1.º Componente	kV/m
Cruzeta de madeira	Isolador vertical	250
Cruzeta de madeira	Isolador horizontal	295
Poste de madeira	Isolador Vertical	235
Cruzeta de Fibra	Isolador	250

Tabela 5.3 – *CFO* Adicional para o Terceiro Componente

Tipo de Isolação	kV/m
Poste de Madeira	65

Para componentes não apresentados nestas tabelas pode-se estimar o CFO_T através das equações 5.55 e 5.56.

$$CFO_{ad2} = 0,45 \times CFO_{iso} \quad [5.55]$$

$$CFO_{ad3} = 0,2 \times CFO_{iso} \quad [5.56]$$

5.4.5 Arco de Potência

A probabilidade das sobretensões provocadas por descargas produzirem interrupções em redes aéreas de distribuição está associada à probabilidade da descarga disruptiva de impulso da isolação ser seguida pelo arco de potência, o que é função das características da isolação. Estudos indicam que 85% das descargas disruptivas através do ar são mantidas independentemente do campo elétrico associado [49]. Para estruturas compostas de cruzetas de material isolante, tais como fibra ou madeira, a probabilidade do arco de potência ser mantido é função de diversos fatores tais como, gradiente de campo elétrico associado, composição do material, número de caminhos disponíveis e distâncias até os pontos aterrados.

O guia IEEE 1410 apresenta o gráfico da Figura 5.10, onde a probabilidade (P) de ocorrer arco de potência em uma estrutura de madeira é estimada em função da tensão de operação da rede por metro de madeira entre o ponto energizado e o ponto aterrado. Neste estão consideradas condições de múltiplas disrupções, passíveis de ocorrer em casos de descargas diretas.

Considerando as características das redes de distribuição da região de estudo e os objetivos deste trabalho, foram desenvolvidas as seguintes equações:

$$P_{A3P} = 0,1877 \ln(\Delta V) + 0,202 \quad [5.57]$$

$$P_{A1P} = 0,2597 \ln(\Delta V) - 0,1691 \quad [5.58]$$

P_{A3P} é a probabilidade de ocorrência de arco em uma fase de estrutura de madeira com 3 caminhos possíveis de disrupção, P_{A1P} a probabilidade de ocorrência de arco em uma fase de estrutura de madeira com 1 caminho possível de disrupção e ΔV é o gradiente de tensão eficaz de operação da linha (kV) por metro de madeira molhada.

Independentemente do tipo de material utilizado nas estruturas de distribuição, considera-se que ocorrerá arco de potência em 100% dos casos de descargas diretas na rede. O gráfico da Figura 5.11 apresenta uma comparação entre as curvas resultantes das equações 5.57 e 5.58 e valores propostos por [13].

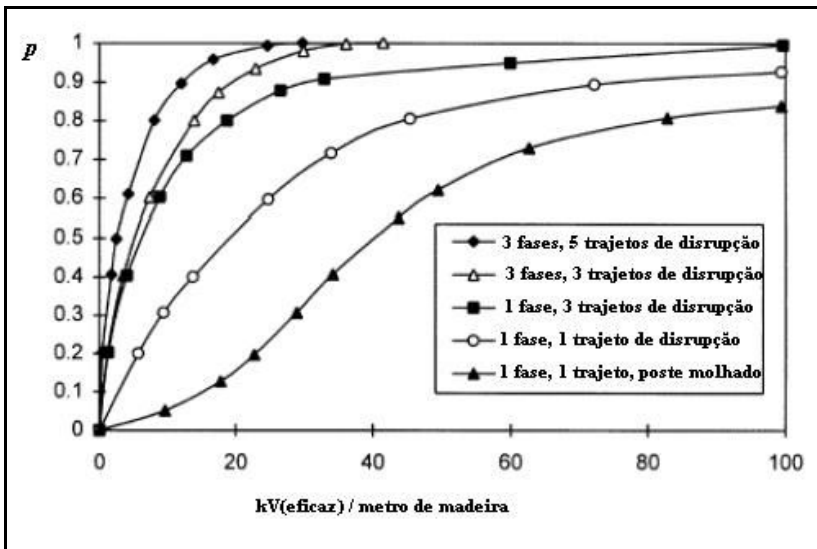


Figura 5.10 – Probabilidade de Arco de Potência em Estruturas de Madeira Cruzeta de Madeira Úmida (adaptado de [12])

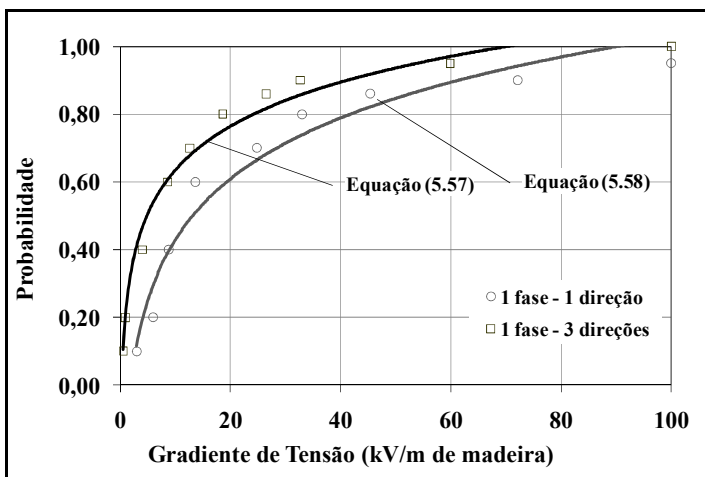


Figura 5.11 – Probabilidade de Arco de Potência em cruzetas de Madeira

5.4.6 Religamentos

As interrupções nas redes de distribuição, provocadas por descargas atmosféricas, podem ser temporárias ou permanentes,

dependendo da severidade do surto e do tipo de proteção utilizado. Em sistemas rurais, com proteção contra sobre-corrente através de chaves fusíveis, os desligamentos permanentes são mais frequentes. Nos sistemas urbanos onde são utilizados religadores, a proporção de desligamentos temporários e permanentes dependerá do ajuste destes equipamentos. Levantamentos efetuados no sul do Brasil [2][50], junto a circuitos típicos, com proteção através de religadores nos troncos e chaves fusíveis nos ramais de redes rurais, indicam percentuais entre 20 e 36 para as interrupções temporárias.

6 PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

6.1 INTRODUÇÃO

No capítulo 4, mostrou-se que as descargas atmosféricas apresentam-se como as principais responsáveis pelas interrupções no fornecimento de energia elétrica nos sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica. No capítulo 5 foram apresentados os mecanismos de ação das descargas atmosféricas sobre as redes e os possíveis problemas resultantes, evidenciando a necessidade de se estudar técnicas de proteção adequadas, que contribuam para a minimização destes problemas.

Nos itens seguintes deste capítulo serão analisadas as metodologias de proteção contra descargas atmosféricas atualmente utilizadas nos sistemas de distribuição [13][51][52].

6.2 PROTEÇÃO CONTRA TENSÕES INDUZIDAS POR DA

Contrapondo a complexidade das metodologias de cálculos necessárias para estimar os valores de sobretensões, as técnicas de proteção contra tensões induzidas por descargas atmosféricas próximas às redes apresentam-se simples e eficientes. Nos itens seguintes serão apresentadas as principais técnicas empregadas. Dependendo das condições das redes, o uso individual ou conjunto destas técnicas é aplicado.

6.2.1 Utilização do Condutor Neutro

Circuitos com neutro contínuo são muito utilizados em muitos sistemas de distribuição de energia elétrica com o objetivo de melhorar o desempenho das proteções contra sobre-corrente das redes. No entanto, estudos [53] comprovam também que a presença de um condutor aterrado próximo às fases de uma rede provoca uma redução significativa nas sobretensões induzidas. A determinação deste fator de redução é bastante complexa e para maior precisão nas estimativas é necessária a utilização de métodos experimentais. Uma forma simplificada de se avaliar a influência do condutor aterrado nas tensões induzidas é através da teoria de RUSK [24]. Segundo ele, um condutor aterrado com uma resistência R , em um único ponto, produz uma redução no valor da sobretensão induzida que pode ser determinada pela equação 6.1.

$$C_N = 1 - \frac{h_N}{h_F} \left(\frac{Z_{FN}}{2R + Z_N} \right) \quad [6.1]$$

onde C_N é a relação entre as tensões induzidas na fase com e sem a presença do condutor aterrado, h_N e h_F são as alturas dos condutores neutro e fase respectivamente, Z_N é a impedância de surto do condutor neutro e Z_{FN} é a impedância mútua entre os condutores fase e neutro.

Segundo as normas de aterramento das concessionárias de distribuição do setor elétrico brasileiro, a resistência de aterramento (R) para sistemas com hastes alinhadas, pode ser estimada pela equação 6.2.

$$R_{nH} = K_R \left[\frac{\rho_a}{2\pi L} \text{Ln} \frac{4L}{d} \right] [\Omega] \quad [6.2]$$

onde R_{nH} é a resistência equivalente para um sistema com n hastes, K_R é o coeficiente de redução segundo a Tabela 6.1 [54], L e d o comprimento e o diâmetro da haste, respectivamente e ρ_a a resistividade aparente do local considerado. O número máximo de hastes sugerido é 7 (sete) e o espaçamento entre elas igual a 3 metros.

Tabela 6.1 – Coeficientes de Redução para Hastes Aço-cobre, 2,4m, 13mm

N.º Hastes	K_R
1	0,851
2	0,555
3	0,395
4	0,311
5	0,258
6	0,221
7	0,194

Considerando a condição mais utilizada em redes urbanas, ou seja, estrutura tipo N, e sistema de aterramento com 3 hastes aço-cobre (2,4m/13mm) alinhadas e afastadas de 3 metros, elaborou-se o gráfico da Figura 6.1. Neste percebe-se que para o objetivo de redução de sobretensões induzidas, esta técnica torna-se mais eficiente, a medida que se reduz a distância do condutor neutro à fase (d_{NF}), e menos eficiente com o aumento da resistividade do solo.

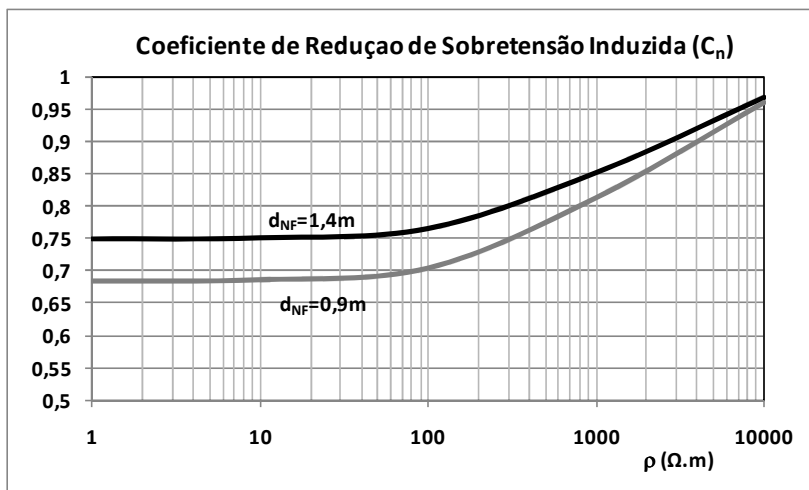


Figura 6.1 – Influência do Condutor Neutro na Tensão Induzida

6.2.2 Elevação do Nível de Isolamento das Estruturas

Através da equação 5.51 é possível observar que quanto maior o nível de isolamento das estruturas menor será o $y_{m\acute{a}x}$, que é a distância máxima entre a rede e o ponto de incidência da descarga, a partir da qual os valores de tensão induzida não serão suficientemente elevados para provocar uma descarga disruptiva nesta rede. Ou seja, quanto menor a distância crítica $y_{m\acute{a}x}$, menor o número de descargas disruptivas e conseqüentemente menor o número de interrupções nas redes.

O gráfico da Figura 6.2 apresenta o comportamento de $y_{m\acute{a}x}$ em função do CFO de uma rede com as características do item anterior, para um valor de pico de corrente de descarga igual a 31,1kA (valor médio). Neste percebe-se uma redução significativa da distância crítica para aumentos de CFO até 150kV. A partir deste valor, significativos aumentos de CFO não implicam em significativas reduções de $y_{m\acute{a}x}$. A experiência mostra que a utilização de estruturas com valores de CFO iguais ou maiores que 300kV implica na eliminação de descargas disruptivas devido às tensões induzidas [12].

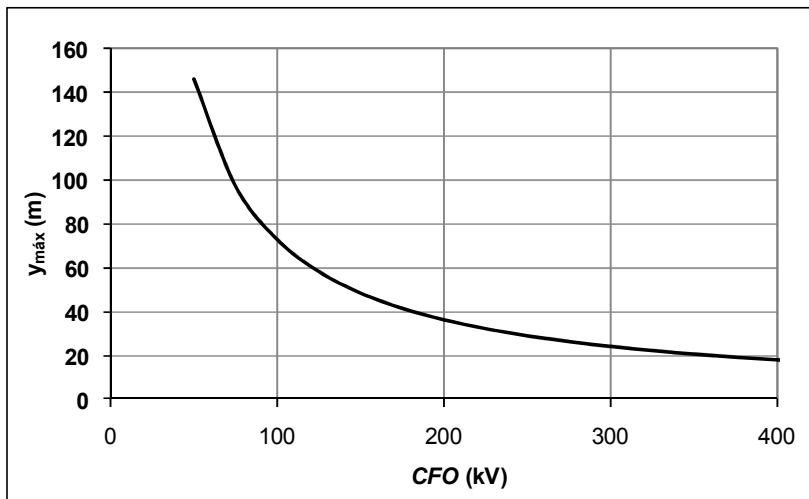


Figura 6.2 – Influência da CFO na Tensão Induzida

6.2.3 Uso de Pára-raios de Distribuição.

Os supressores de surto ou pára-raios de distribuição são normalmente utilizados para proteger equipamentos importantes das redes de distribuição, tais como, transformadores, religadores e reguladores. Funcionam como altas impedâncias em condições normais e como baixas impedâncias frente a impulsos de tensão, conduzindo a corrente de falta para a terra e limitando a sobretensão a níveis aceitáveis pelos equipamentos. O uso de pára-raios de distribuição altera significativamente o comportamento da rede de distribuição frente às sobretensões induzidas. Redes urbanas com grande número de transformadores instalados, os quais são geralmente protegidos por pára-raios, apresentam índices de desligamentos muito inferiores às redes sem este tipo de proteção. Além da proteção de equipamentos, o uso de pára-raios pode significar também uma boa alternativa para redução de desligamentos de redes com estruturas de baixo nível de isolamento.

Para o cálculo das tensões induzidas resultantes em redes com a presença de pára-raios, sugere-se a utilização do modelo de RUSK [13][24]. Neste caso assume-se que não ocorrem descargas disruptivas em estruturas com pára-raios localizadas perpendicularmente ao ponto de ocorrência da descarga. No caso de estruturas sem pára-raios a tensão resultante pode ser estimada através da equação 6.3.

$$V = V_{IR} + \frac{2LV_{pk}}{T_f c} \quad [6.3]$$

onde V é a tensão resultante sobre uma estrutura sem pára-raios (kV), V_{IR} é a tensão residual do pára-raios (kV), L a distância entre a estrutura em questão e a próxima estrutura com pára-raios (m), V_{pk} o valor de pico da tensão induzida (kV), T_f é o tempo de frente da onda de tensão (s) e c é a velocidade da luz (3×10^8 m/s).

Da mesma forma que descrito no capítulo 5, espera-se que irá ocorrer descarga disruptiva na estrutura se $V \geq 1,5 \times CFO$.

Em casos de redes urbanas típicas da região sul do Brasil, (vão médio 37 metros e 4 transformadores por quilômetro de rede) estima-se que o simples uso de pára-raios em transformadores reduz em quase 80% o número de desligamentos prováveis previstos para esta rede devido às tensões induzidas.

6.3 PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS DIRETAS NA RD

6.3.1 Uso de Pára-raios

A proteção contra descargas diretas através do uso de pára-raios é dificultada pelos elevados valores de corrente desenvolvidos. Teoricamente pára-raios podem efetivamente proteger a rede contra descargas diretas, desde que utilizados em intervalos bastante pequenos, ou seja, praticamente em todas as estruturas[51]. Para fins de estimativa de descargas disruptivas em estruturas de redes protegidas com pára-raios e submetidas a descargas diretas deve-se considerar 3 situações:

a. Descarga direta em uma estrutura não protegida:

Neste caso haverá descarga disruptiva, haja vista o elevado valor de tensão que ocorrerá sobre o isolamento da estrutura;

b. Descarga direta em uma estrutura protegida por pára-raios:

Poderá ocorrer descarga disruptiva na próxima estrutura (não protegida) sempre que a corrente de pico da descarga ultrapassar o valor de I_p (kA) dado pela equação 6.4.

$$I_p = \frac{1,5 \times CFO - V_{IR}}{R_o} \quad [6.4]$$

onde R_o é a resistência de aterramento dos pára-raios em ohms.

c. Descarga direta no meio de um vão entre uma estrutura protegida e outra não:

irá ocorrer descarga disruptiva na estrutura não protegida sempre que a corrente de pico da descarga ultrapassar I_m (kA) calculada pela equação 6.5.

$$I_m = \frac{2cT_f(1,5 \times CFO - V_{IR})}{LZ_o} \quad [6.5]$$

onde L é o comprimento do vão em metros e Z_o é a impedância de surto da rede em ohms.

Para fins de estimativas, sugere-se considerar que a probabilidade de uma descarga atingir o meio do vão é de 50% e de atingir um dos postes 25% [13].

6.3.2 Utilização de Cabos de Cobertura

Cabos de cobertura, cabos guarda ou cabos pára-raios são condutores aterrados, instalados acima dos condutores fase de uma rede, com o objetivo de interceptar as descargas diretas que eventualmente os atingiriam. Com isto os níveis de sobretensão que ocorrem nas fases podem ser reduzidos substancialmente. Porém para que isto aconteça é necessário que o ângulo de proteção (vide Figura 6.3) seja inferior a 45° .

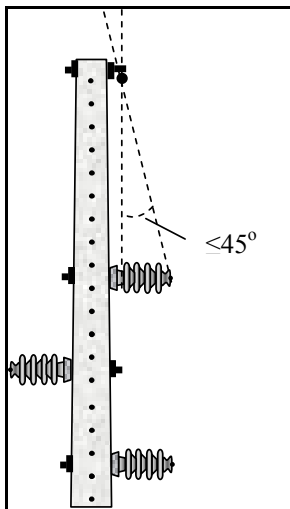


Figura 6.3 – Ângulo de Proteção em Estrutura com Cabo Guarda

Para o cálculo da tensão induzida no cabo de cobertura em redes de distribuição, sugere-se um modelo simplificado [13] conforme mostra a Figura 6.4. Neste não são considerados os efeitos da tensão de operação da rede nem a influência da impedância dos postes, haja vista os pequenos comprimentos destes.

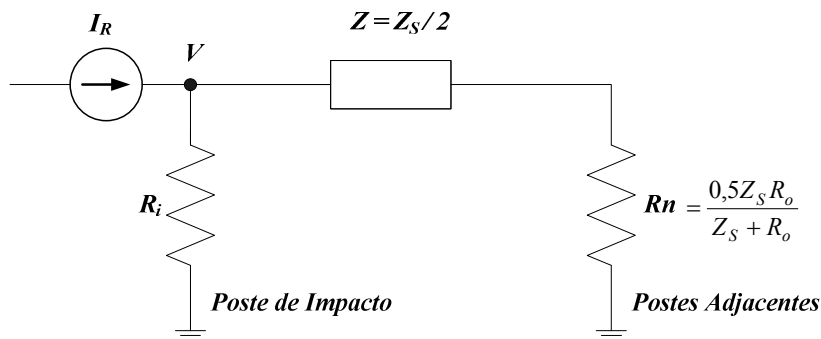


Figura 6.4 - Descarga Direta em Rede com Cabo de Cobertura – Circuito Modelo

Para calcular as tensões desenvolvidas neste circuito podem-se utilizar os diagramas de treliça recomendados para solução de problemas transitórios [35][37] ou utilizar a equação 6.6, resultante desta aplicação.

$$V = \frac{I_R}{2} t \left[Z_I - \frac{Z_W (1 - \psi^N)}{1 - \psi} \right] + I_R \tau Z_W \left[\frac{(1 - \psi^N)}{(1 - \psi)^2} - \frac{N \psi^N}{1 - \psi} \right] \quad [6.6]$$

onde:

$$Z_w = \frac{2R_i^2 Z (Z - R_n)}{(z + R_i)^2 (Z + R_n)};$$

$$Z_I = \frac{R_i Z}{R_i + Z};$$

$$\psi = \frac{(Z - R_i)(Z - R_n)}{(Z + R_i)(Z + R_n)};$$

e t é o tempo de duração da frente de onda (μs), τ o tempo necessário para a corrente atingir a próxima estrutura (μs), N o número de reflexões possíveis ($\leq t / 2\tau$) e Z_S é a impedância de surto própria do cabo de cobertura.

Tendo em vista os elevados valores de corrente que se desenvolvem durante uma descarga direta, especificamente no poste atingido, utiliza-se um valor não linear de resistência de aterramento (R_i) que é função da ionização do solo [13][55][56].

$$R_i = \frac{R_o}{\sqrt{1 + \frac{i_R}{I_g}}} \quad [6.7]$$

onde: $I_g = \frac{E_g \rho}{2\pi R_o^2}$; $i_R = I_R \frac{Z}{R_o + Z}$ e R_o é a resistência de

aterramento da estrutura para baixos valores de corrente (Ω), E_g o gradiente de ionização do solo, assumido como sendo 300 kV/m, ρ a resistividade do solo ($\Omega \times \text{m}$) e I_R o valor de pico da corrente de descarga em kA.

A tensão entre a fase n e a terra (V_n) é obtida pela equação 6.8, onde c_n é o coeficiente de acoplamento calculado através da equação 6.1.

$$V_n = V(1 - c_n) \quad [6.8]$$

Para que os cabos de cobertura tenham desempenho satisfatório alguns cuidados devem ser tomados nos projetos e instalações:

- Todas as estruturas devem ser aterradas;
- O projeto de estrutura deve ser elaborado de forma que haja boa isolamento entre o condutor de aterramento (descida) e os condutores fase;
- Os valores de resistência de aterramento devem ser baixos.

6.3.3 Uso Conjunto, Cabo de Cobertura e Pára-raios

Em casos de solos que apresentam alta resistividade e/ou estruturas com baixo nível de isolamento, a solução para a redução de interrupções na rede pode ser com a utilização conjunta, cabo de cobertura e pára-raios. O uso do cabo de cobertura reduzirá significativamente os valores de corrente a que serão submetidos os

pára-raios [51] aumentando sua vida útil e dependendo da condição da rede, poderão ser efetivos na atenuação das sobretensões, conforme poderá ser verificado no Capítulo 7.

6.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE A TENSÃO RESIDUAL DO PÁRA-RAIOS (V_{IR})

A bibliografia existente sugere como valor de V_{IR} o fator de proteção do pára-raios, que corresponde a sua tensão residual quando submetido à corrente de descarga nominal [57]. No entanto, a prática tem mostrado que a utilização destes valores fixos nas equações 6.3 a 6.5 pode provocar erros nas estimativas de desligamentos em cálculos com baixos valores de corrente ou tensão induzida. Em determinadas situações as estimativas de desligamentos de uma determinada rede com pára-raios é superior aquela apresentada pela rede sem proteção. Isto ocorre devido aos elevados valores de V_{IR} que variam entre 40 e 100kV.

Para solucionar este problema, neste trabalho utiliza-se a tensão residual do pára-raios variável conforme equação 6.9, a qual foi obtida a partir de resultados práticos de ensaios de pára-raios e dados de fabricantes.

$$\frac{V_{IR}}{V_p} = 0,7096(I)^{0,1573} \quad [6.9]$$

onde V_{IR} é a tensão residual em kV para a corrente I em kA e V_p é o nível de proteção do pára-raios em kV, conforme apresentado na Tabela 4.7.

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

7.1 INTRODUÇÃO

Conforme pode ser observado nos capítulos anteriores, as soluções empregadas na melhoria do desempenho de uma determinada rede envolvem cálculos e análises com um significativo número de variáveis e operações matemáticas, resultando num trabalho difícil e moroso e que requer a utilização de um especialista no assunto.

Diferentemente das linhas de transmissão, onde existe um projeto específico para cada linha, as redes de distribuição são construídas a partir de padrões pré-definidos. Isto se explica pela enorme quantidade de redes de distribuição existente em uma concessionária típica, se comparada com a quantidade de linhas de transmissão ou sub-transmissão. Em consequência disto, não é comum a existência de especialistas em sobretensões no corpo técnico dos departamentos de construção de redes, pois a urgência e o número de obras de distribuição requerem técnicos com um perfil generalista. Desta forma é importante que os profissionais envolvidos com projeto, construção e manutenção de redes tenham disponível uma ferramenta computacional que os auxilie na escolha pela opção de um padrão de rede que apresente o melhor desempenho para as condições existentes numa determinada região.

Nos itens seguintes deste capítulo estão apresentadas informações relacionadas ao desenvolvimento e estrutura do programa *⚡LFD – Lightning Faults for Distribution Lines*, assim como a avaliação de resultados obtidos com sua aplicação em casos típicos de redes de distribuição.

7.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DO PROGRAMA *⚡LFD*

Considerando-se e a necessidade de se desenvolver uma ferramenta prática, passível de ser usada facilmente por engenheiros ou técnicos das concessionárias, optou-se por elaborar um programa computacional utilizando o *Windows Excel*®, haja vista, este aplicativo ser facilmente encontrado em qualquer computador das áreas técnicas das empresas e ser amplamente conhecido por todos os profissionais.

O programa *⚡LFD* é então uma pasta de trabalho do *Microsoft Excel*® e compõe-se de 10 planilhas. Destas, 5 estão visíveis e servem

para a entrada de dados e saída de resultados, enquanto que as demais são planilhas ocultas utilizadas nas adaptações dos dados e cálculos necessários. A seqüência de entrada de dados e comunicação entre planilhas visíveis é executada através de botões de controle que ativam sub-rotinas (macros) elaboradas em *Visual Basic*®. Todas as planilhas são bloqueadas, estando disponíveis ao operador somente as células de entrada de dados.

O fluxograma da Figura 7.1 apresenta de forma esquemática a estrutura e o fluxo de informações de uma versão adaptada às características e necessidades de uma típica concessionária brasileira de distribuição de energia elétrica.

7.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO

O fluxograma da Figura 7.2 mostra esquematicamente a seqüência de cálculo necessária para a estimativa da quantidade anual de interrupções permanentes em uma rede aérea de distribuição. Seleccionadas as características da rede e da região onde está inserida, avalia-se a freqüência de descargas atmosféricas e conseqüentes valores de tensão prováveis sobre esta. A partir destes valores de tensão é calculado o número de disrupções prováveis dos isolamentos das estruturas. A interrupção do fornecimento de energia depende da ocorrência de arco de potência em seqüência à disrupção e esta depende principalmente dos materiais que compõem a estrutura suporte da rede. Finalmente em função do número total de interrupções calcula-se a quantidade provável de interrupções permanentes a qual depende do sistema de proteção adotado pela concessionária.

Todos os parâmetros e procedimentos de cálculo utilizados são os apresentados nos capítulos 3, 5 e 6 deste trabalho.

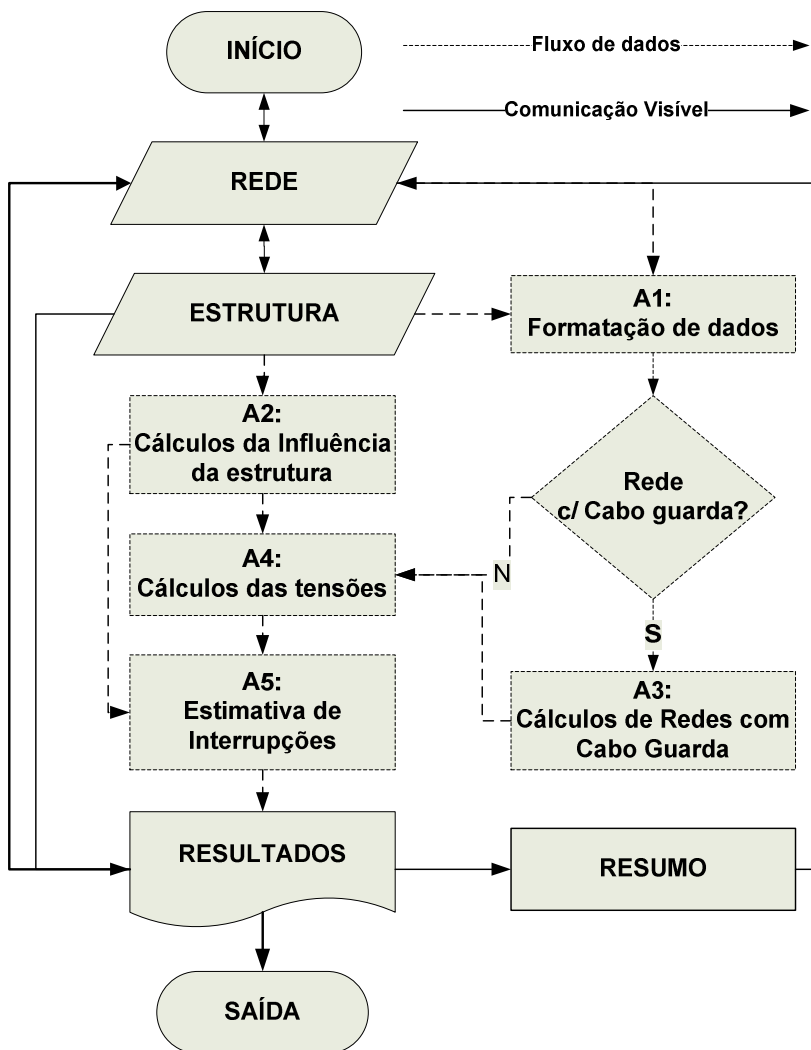


Figura 7.1 – Programa *LFD* – Fluxograma

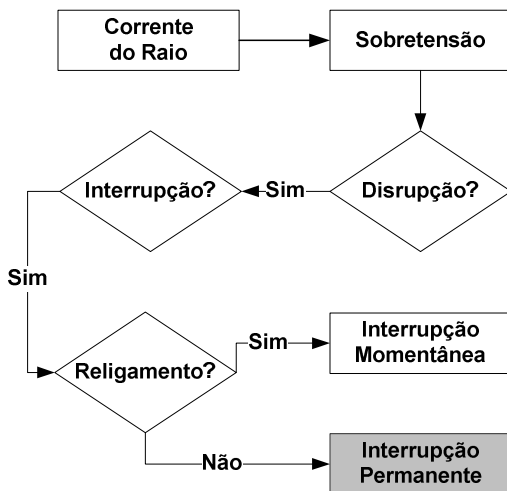


Figura 7.2 – Fluxograma dos Procedimentos de Cálculo

7.4 CONDIÇÕES INICIAIS

Este programa computacional foi desenvolvido inicialmente para aplicação nos sistemas de distribuição de energia elétrica da região sul do Brasil. Por este motivo, algumas variáveis e condições iniciais foram inseridas e/ou particularizadas para estes sistemas.

Foram considerados dois tipos de redes: urbanas e rurais com tensões nominais de 13,8, 23,1 e 34,5 kV. Os sistemas de aterramento considerados são compostos de hastes tipo aço-cobre, diâmetro 13mm, comprimento 2,4m, alinhadas e espaçadas de 3 metros até um limite de 7 hastes e os tipos de isoladores, postes e cruzetas que formam as estruturas suporte dos condutores são os padronizados e mais utilizados pelas concessionárias.

Os pára-raios são do tipo óxido de zinco sem centelhadores e na ausência de uma taxa de falhas de pára-raios definida através de estudos, considerou-se uma corrente crítica de 100 kA a partir da qual, supõe-se a falha deste equipamento. Escolheu-se este valor, pois o mesmo representa a maior corrente, a que são submetidos em ensaios de protótipo, os pára-raios de corrente nominal de 10 kA, comumente utilizados em sistemas de distribuição.

Detalhes dos materiais e equipamentos aqui mencionados podem ser vistos no Capítulo 4.

7.5 PLANILHA “INÍCIO”

Esta planilha (Figura 7.3), conforme o nome sugere, é apenas o ponto de partida. A opção por iniciar o estudo de caso direciona para a primeira planilha de entrada de dados e formata a pasta de trabalho com o objetivo de facilitar a visualização na maioria dos computadores, sem a ação do operador.

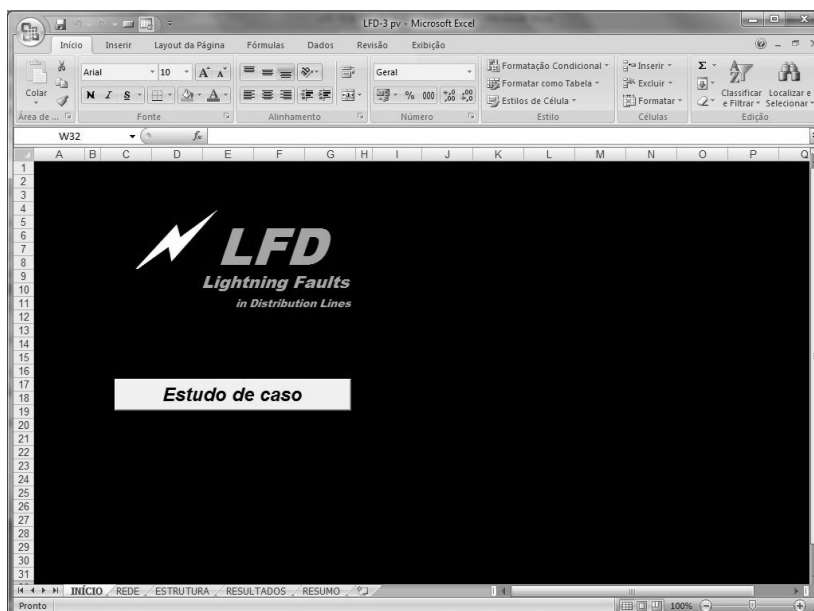


Figura 7.3 – Programa *LFD* – Planilha “INÍCIO”

7.6 PLANILHAS DE ENTRADA DE DADOS

Os dados de entrada estão divididos basicamente em dois grupos. Características gerais da rede, características da região e características das estruturas predominantes com menor nível de isolamento.

7.6.1 Planilha “REDE”

As características da rede e respectiva região, informadas na planilha “REDE”, são:

- Identificação: a critério do usuário, código do circuito, local, etc.;
- Tipo de rede, se rural ou urbana;

- Tensão nominal (kV);
- Extensão do circuito (km);
- Vão médio do circuito (m);
- Densidade de descargas da região (raios/km²/ano);
- Resistividade do solo da região ($\Omega.m$);
- Fator de blindagem, S_f ;

Quanto ao fator de blindagem (S_f), conforme apresentado no Capítulo 5, este pode ser obtido através do modelo eletro-geométrico. Porém, este procedimento é economicamente inviável no caso de redes de distribuição.

A quantidade de redes de distribuição supera em muito a quantidade de linhas de transmissão e de uma maneira geral representa mais de 90% do total de linhas dos sistemas. Uma solução alternativa possível para este problema é determinar o fator de blindagem de forma regionalizada a partir do tratamento estatístico de informações reais de interrupções comparadas a valores teóricos calculados. Estudos de casos em regiões de condições geográficas semelhantes [2][3] revelam nítida influência do nível de urbanização na determinação deste fator.

O gráfico da Figura 7.4 mostra uma significativa correlação entre o fator de blindagem e a densidade de consumidores das regiões de Santa Catarina menos urbanizadas. Conseqüentemente, no caso de redes não urbanas, pode-se determinar um fator de blindagem médio ou então fazer uso de uma equação que correlacione o mesmo ao índice de urbanização de cada região. No caso específico de redes urbanas, os estudos mostraram valores de coeficiente de blindagem próximos de 1 (proteção total), e por este motivo, no programa \swarrow LFD considera-se a impossibilidade de descargas diretas em redes totalmente urbanas.

A Figura 7.5 mostra a planilha “REDE” para o caso específico de uma versão do programa em que o fator de blindagem pode ser obtido a partir de um valor digitado ou calculado em função do número de consumidores.

Nos casos em que a concessionária detém um amplo conhecimento das características do seu sistema é possível também personalizar esta planilha de dados de entrada correlacionando diversas características tais como, densidade de descargas, resistividade do solo, vão médio, etc., com regiões predeterminadas. Vide exemplo a seguir na Figura 7.6.

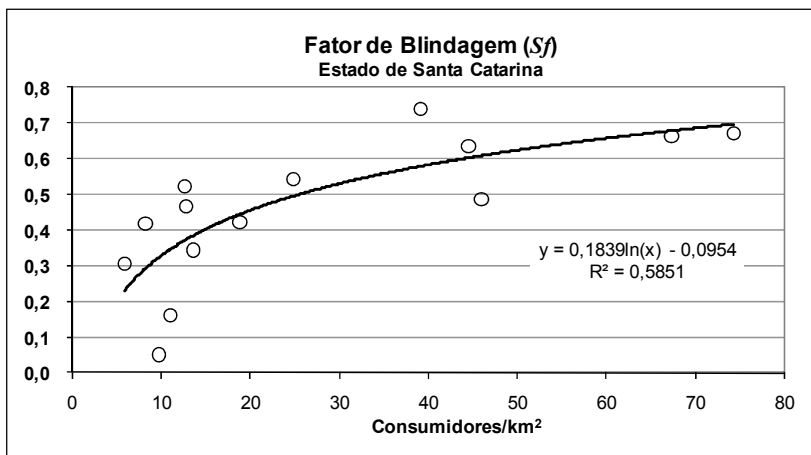


Figura 7.4 – Fator de Blindagem em Função da Densidade de Consumidores (RS e SC)

LFD-3 pv

CARACTERÍSTICAS DA REDE **LFD**

Circuito Teste	Local Florianópolis	Pára-Raios Vãos entre pára-raios 14 15 Sem
N.º de Consumidores	Blindagem ($0 \leq S_f \leq 1$) 1	Aterramento
Extensão (km) 100,0	Vão Médio(m) 90	Neutro ou Cabo Guarda: 1 2 3 haste(s)
N_d (raios/km²/ano) 1	Resistividade (Ωxm) 10000	Pára-Raios: 5 6 7 haste(s)
Tipo de Rede <input type="radio"/> Urbana <input checked="" type="radio"/> Rural		Continua
Tensão Nominal <input type="radio"/> 13,8 kv <input checked="" type="radio"/> 23,1 kv <input type="radio"/> 34,5 kv		Retorna

INÍCIO REDE ESTRUTURA RESULTADOS RESUMO

Figura 7.5 – Programa *LFD* – Planilha “REDE”



Figura 7.6 – Programa *LFD* – Planilha “REDE”/Sistema SC [2]

7.6.2 Planilha “ESTRUTURA”

As características das estruturas, necessárias para o desenvolvimento dos cálculos são:

- Tipo de estrutura (configuração): neste caso apresenta-se como opção os principais tipos de estruturas atualmente utilizados pelas concessionárias, que são N, M, B e T, com mão francesa perfilada, e P1, P2, TP e Pilar com cabo de cobertura (P_{gw}).
- Poste: opções para concreto ou madeira;
- Cruzeta: opções para madeira/fibra ou concreto/aço;
- Isoladores: os isoladores mais comumente utilizados são: do tipo pino, 95 e 125 kV e do tipo pilar, 150 e 170 kV. Os valores em quilovolts referem-se a Tensão Disruptiva de Impulso (TDI) nominal.
- Aterramento: número de hastes para aterramento do neutro, e número de hastes para aterramento dos pára-raios, se utilizados.
- Conjuntos de pára-raios: se utilizados pára-raios, deve-se informar o espaçamento (número de vãos) entre conjuntos.

Nesta planilha, as informações não destacadas, como por exemplo, “cruzeta” na Figura 7.7, indicam situação não disponível ou não recomendada.

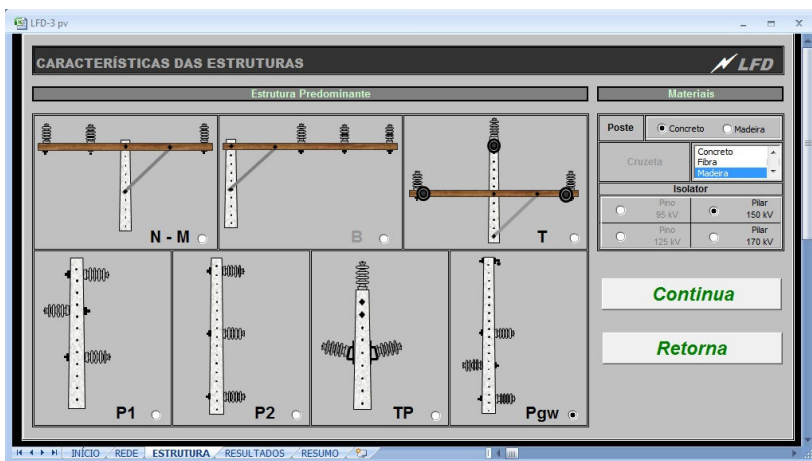


Figura 7.7 - Programa *LFD* – Planilha “ESTRUTURA”

7.7 PLANILHAS DE SAÍDA DE RESULTADOS

7.7.1 Planilha “RESULTADOS”

A Figura 7.8 mostra a tela de saída com dados da rede e as estimativas de desligamentos anuais para o comprimento do circuito e para cada 100 quilômetros de rede, que representam os resultados dos cálculos.

Para fins de análise técnica econômica, um módulo com estimativas de custos dos desligamentos em função de tarifas e perfil de consumo/consumidor pode ser inserido. No entanto não será abordado neste estudo.

7.7.2 Planilha “RESUMO”

A planilha da Figura 7.9 requer um pouco mais de conhecimento do aplicativo *Windows Excel*®. Nesta, os resultados de cada análise são gravados, o que permite aos projetistas realizar comparações entre índices de desligamentos para diversas opções de tipos de materiais e proteção. Os gráficos de resultados de aplicação do programa, apresentados em 7.9, foram obtidos com o auxílio desta planilha.

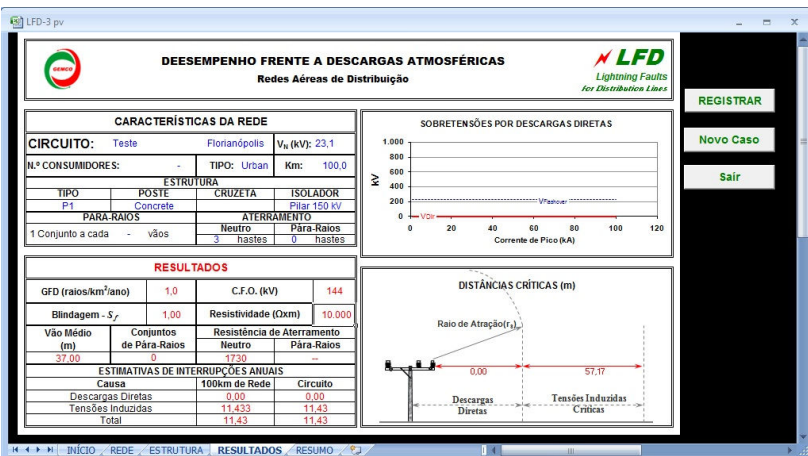


Figura 7.8 - Programa *LFD* – Planilha “RESULTADOS”

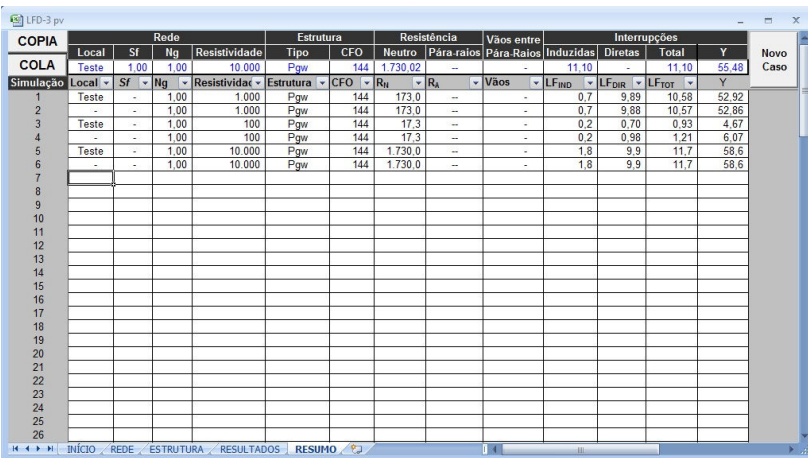


Figura 7.9 – Programa *LFD* – Planilha “RESUMO”

7.8 PLANILHAS DE CÁLCULO AUXILIARES

7.8.1 A1

Aqui os dados de entrada são transformados em variáveis de cálculo. Resistividade e número de hastes são convertidos em resistência de aterramento, a tensão nominal do sistema em nível de proteção dos pára-raios, etc.

Nos casos necessários, a localização e o tipo de rede são transformados em N_g (*GFD - Ground Flash Density*), resistividade do solo, fator de blindagem e vão médio.

7.8.2 A2

A partir das características das estruturas, nesta planilha são efetuados os cálculos da *CFO*, impedâncias de surto e coeficientes de acoplamento de acordo com as metodologias de cálculo apresentadas nos capítulos 5 e 6.

7.8.3 A3

Nesta planilha são efetuados especificamente os cálculos das tensões desenvolvidas por ação de descargas diretas nas redes com cabo de cobertura, estruturas tipo P_{gw} . A metodologia utilizada é a apresentada no capítulo 6 e o condutor considerado como cobertura é o 4 AWG CAA.

7.8.4 A4

De acordo os dados das planilhas A1 e A2, em A4 são efetuados os cálculos das tensões máximas induzidas na rede. Para isto são utilizadas as metodologias apresentadas nos capítulos 5 e 6.

7.8.5 A5

Em função dos dados de entrada adaptados por A1 e A2 e dos valores máximos de tensão obtidos em A4 ou A3, em A5 são executados os cálculos para a estimativa de desligamentos da rede em estudo. Os parâmetros e metodologia utilizados são os apresentados nos capítulos anteriores.

7.9 RESULTADOS

Os gráficos das figuras 7.10 a 7.13 apresentam resultados de simulações feitas através do programa *✓LFD*, considerando a densidade de descargas igual a um e os coeficientes de blindagem iguais a 0 (zero) e 1 (um) para as redes do tipo rural e urbana, respectivamente. Os vãos médios são 37 metros para redes urbanas e 95 metros para redes rurais.

O primeiro gráfico mostra o comportamento de redes urbanas e rurais em função do nível de isolamento das estruturas. Percebe-se neste, que em redes rurais, independentemente do aumento do nível de

isolamento das estruturas, o número total de desligamentos da rede estaciona num valor próximo a 10 desligamentos para cada 100 km de rede por ano. Isto se deve aos desligamentos por descargas diretas e não ocorre em redes urbanas, pois se considera que a blindagem natural fornecida por edifícios e árvores próximas a estas redes evitam a incidência de descargas diretas.

No gráfico da Figura 7.11 avalia-se o comportamento das redes em função do número de pára-raios instalados. Percebe-se aqui que a eficiência dos pára-raios em redes urbanas não se repete nas redes rurais, também pela probabilidade de ocorrência de descargas diretas em regiões com coeficiente de blindagem baixo. Em redes onde a probabilidade de descargas diretas é alta, os pára-raios somente serão eficientes se instalados em todas as estruturas.

O gráfico da Figura 7.12 mostra o comportamento de uma rede rural com cabo de cobertura em função da resistividade do solo. Considerou-se nesta análise, sistemas de aterramentos compostos por 3 (três) hastes alinhadas. Percebe-se nos resultados apresentados que, para solos com resistividade igual ou superior a 1000 ($\Omega \times m$), esta proteção, aplicada isoladamente, apresenta-se totalmente ineficiente.

O comportamento de uma rede rural, quando protegida por cabo de cobertura e também por pára-raios é mostrado na Figura 7.13. Neste caso percebe-se que o uso do cabo de cobertura pode se tornar viável se aplicado em conjunto com pára-raios instalados nas fases da rede e tanto mais eficiente será esta instalação quanto menor os valores de resistividade do solo. Para solos com resistividade inferior a 1000 ohms.metro, a partir de espaçamentos entre pára-raios inferiores a 10 (dez) vãos, inicia-se uma redução significativa nas estimativas de interrupções.

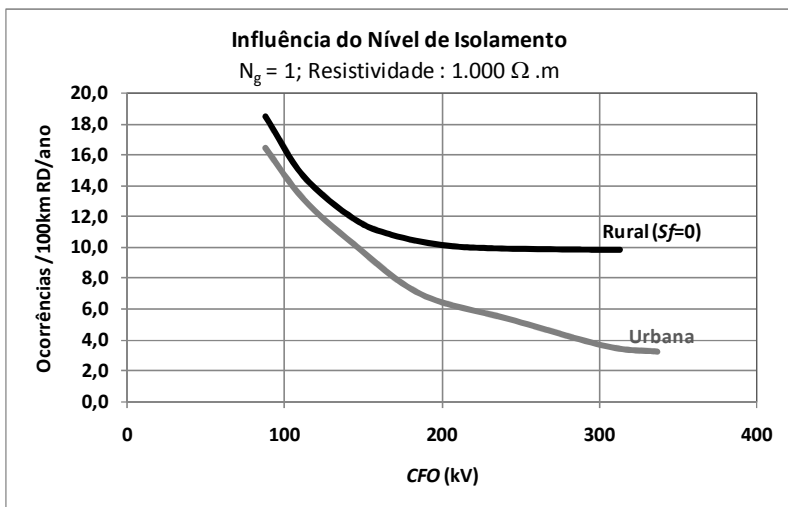


Figura 7.10 – Influência do Nível de Isolamento – Redes Urbanas e Rurais

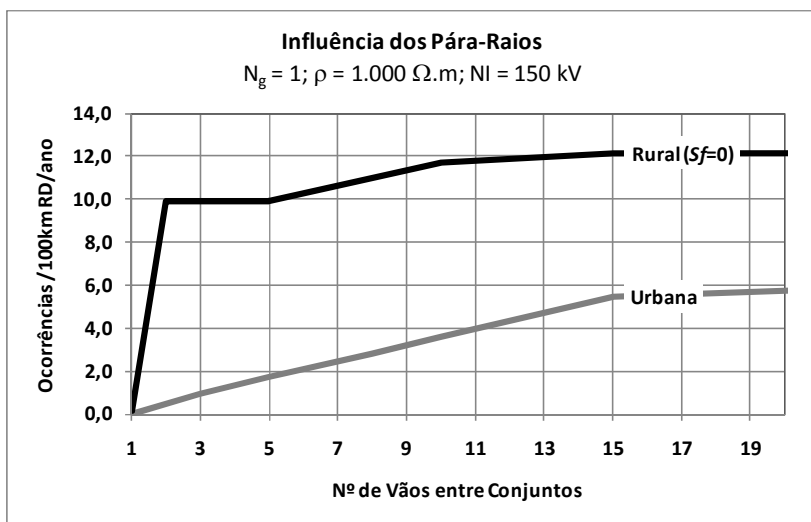


Figura 7.11 – Influência dos Pára-Raios – Redes Urbanas e Rurais

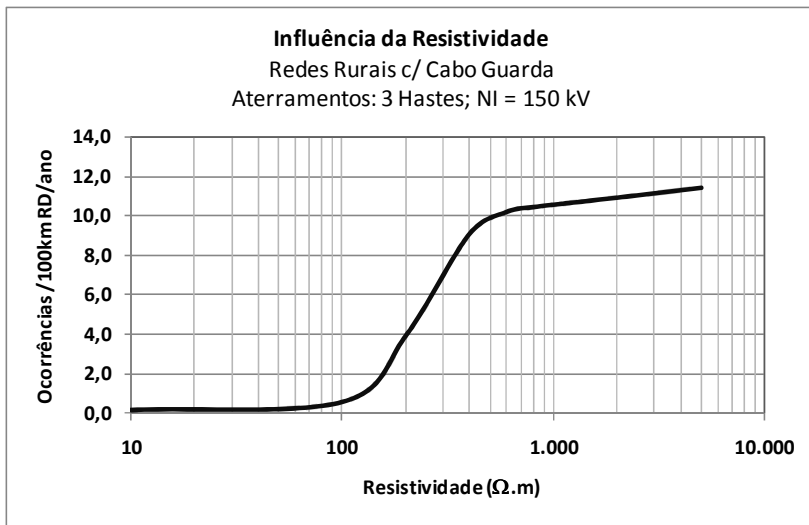


Figura 7.12 – Influência da Resistividade do Solo – Estrutura P_{gw}

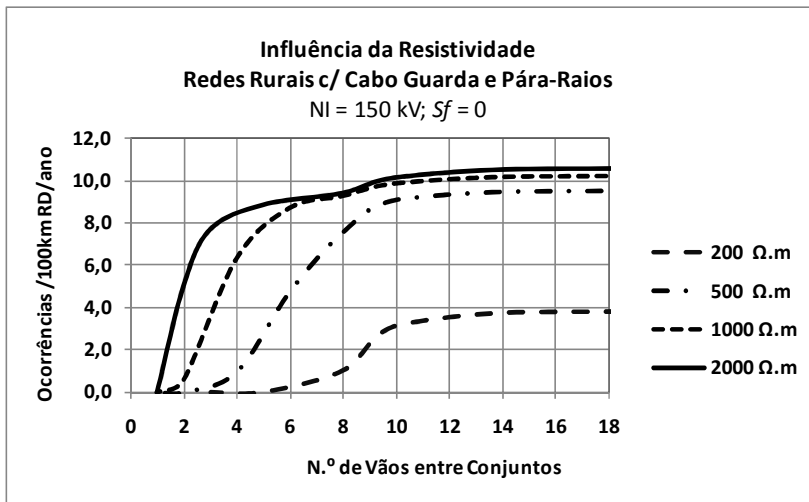


Figura 7.13 – Estrutura P_{gw} – Comportamento Resistividade x Pára-Raios

8 INFLUÊNCIA DAS DESCARGAS DIRETAS NAS REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

8.1 INTRODUÇÃO

A grande maioria dos estudos relacionados às sobretensões de origem atmosférica em redes de distribuição prioriza as descargas atmosféricas indiretas, ou seja, abordam os efeitos das tensões induzidas por raios que atingem pontos próximos das redes. Teoricamente, apenas as linhas de transmissão (LT), instaladas em torres de alturas consideráveis e localizadas na sua grande maioria em regiões não urbanas é que são submetidas às descargas diretas com maior frequência. Em redes de distribuição a maioria dos casos de rompimento da isolação das estruturas suporte seria provocada pelas tensões induzidas, já que estas apresentam baixos níveis de isolamento e normalmente estão localizadas em regiões urbanas, que proporcionam uma blindagem natural contra descargas diretas. No entanto, resultados de estudos e análises, efetuados em 33 diferentes regiões dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul [2][3][50], constatam que o contato direto das descargas atmosféricas com os condutores das redes de distribuição, representam uma das principais causas de interrupção de energia elétrica. Isto pode ser explicado pelo perfil dos sistemas de distribuição destas regiões. Assim como em diversos outros sistemas no Brasil, as redes de distribuição rurais representam a grande maioria das redes da região sul e boa parte destas, localiza-se em regiões de planalto destinadas ao plantio de cereais ou à criação de gado, livres de florestas e conseqüentemente com baixo fator de blindagem para as descargas diretas.

Conforme visto nos capítulos anteriores, os desligamentos por descargas atmosféricas diretas são na grande maioria das vezes permanentes e as dificuldades impostas pelo ambiente aos procedimentos de restauração do sistema, contribuem para elevados valores de DEC. Isto representa um custo elevado não só para as concessionárias como também para toda a comunidade envolvida.

No item 8.2 deste capítulo, estão apresentados cálculos que confirmam as evidências da ocorrência de descargas diretas nas redes rurais e nos demais itens apresentam-se trabalhos desenvolvidos com o objetivo de contribuir para a busca de soluções viáveis para este problema.

8.2 EVIDÊNCIAS DA OCORRÊNCIA DE DESCARGAS DIRETAS

Com o auxílio do programa *✶LFD* é possível estimar as interrupções permanentes esperadas para circuitos cujas características (redes e região) são conhecidas. Levantamentos de dados em todo estado de Santa Catarina e noroeste do Rio Grande do Sul [2][3] determinaram as características das redes rurais típicas destas regiões, ilustradas pelas figuras 8.1 e 8.2.

Considerando-se estas características foram realizados os cálculos conforme apresentado nas figuras 8.3 e 8.4 que mostram as planilhas “RESULTADOS” para as duas situações.

Os resultados são claros e confirmam as evidências dos levantamentos de campo. No caso das redes rurais típicas do Rio Grande do Sul, o uso do poste de madeira eleva significativamente o seu nível de isolamento e por este motivo, a previsão de desligamentos por descargas diretas é próxima de 90%. Para as redes típicas de Santa Catarina, estima-se que mais de 70% dos desligamentos são oriundos de descargas diretas.

Observações:

- Tendo em vista que o objetivo é apenas a comparação entre desligamentos por descargas diretas e tensão induzida, utilizou-se nas estimativas um valor de densidade de descargas igual a 1 (um).
- De acordo com os levantamentos de campo, considerou-se nos cálculos a existência de obstáculos de até 5 metros de altura, que provocam uma blindagem em um dos lados da rede de no máximo 20% (vide Figura 5.5).



Figura 8.1 – Rede Rural – Município de Lages – SC



Figura 8.2 – Rede Rural – Município de Cambará do Sul – RS

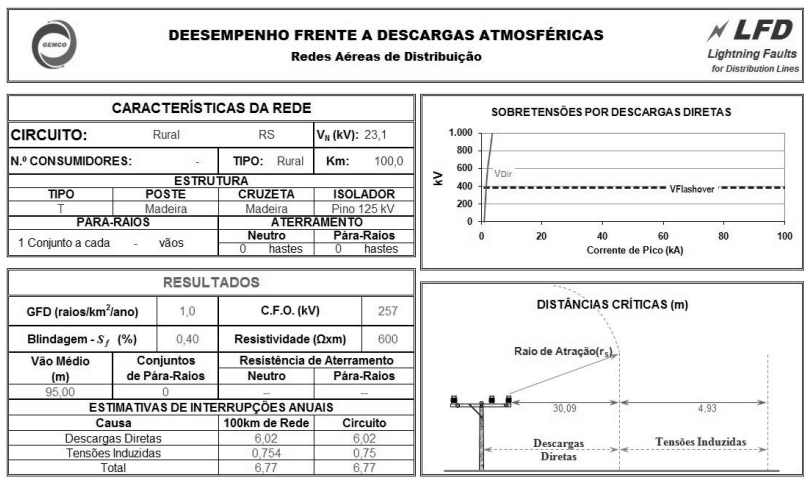


Figura 8.3 – Cálculos do Programa *LFD* – Rede Rural Típica RS

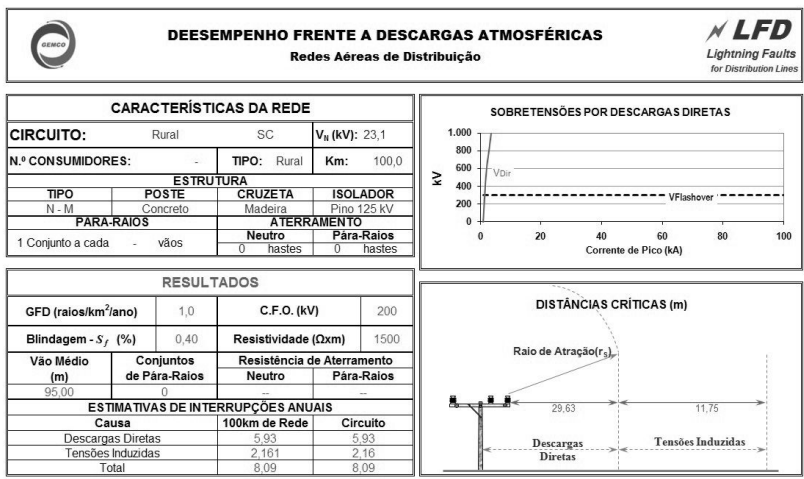


Figura 8.4 – Cálculos do Programa *LFD* – Rede Rural Típica SC

8.3 ALTERNATIVAS PARA A REDUÇÃO DOS DESLIGAMENTOS POR DESCARGAS DIRETAS

Uma possível solução para a melhoria no desempenho destas redes seria a utilização de cabos de cobertura. Porém, pelos resultados obtidos em análises feitas através do programa *LFD*, percebe-se que o

uso simples desta técnica não deverá reduzir os índices de desligamentos. Para o caso específico de Santa Catarina, onde os valores médios de resistividade do solo ocorrem com média superior a $1.000\Omega\text{m}$, redes com cabo de cobertura somente terão efeito positivo se protegidas também com pára-raios. Isto deverá aumentar significativamente o custo de implantação, sendo economicamente inviável na maioria das vezes, considerando a baixa densidade de carga das redes não urbanas.

A inviabilidade do uso do cabo de cobertura ou cabo pára-raios em redes de distribuição deve-se principalmente aos baixos níveis de isolamento destas redes e aos elevados valores de resistência de aterramento.

O aumento do nível de isolamento das estruturas pode ser resolvido da seguinte forma:

- Uso de isoladores com maior nível de isolamento;
- Uso de postes e cruzetas de madeira;
- Isolamento dos estais de âncora ou aumento da distância entre estes e as fases.

Evidentemente, todas estas mudanças implicam em custos decorrentes de materiais mais caros, materiais com vida útil reduzida, mudanças de projetos, etc.

Quanto à redução dos valores de resistência de aterramento, a situação é ainda mais complicada:

- Os valores de resistência são diretamente proporcionais aos valores de resistividade do solo;
- O uso de sistemas de aterramentos de grandes dimensões além de tornar muito caras as obras é ineficiente nos casos de correntes impulsivas.

No entanto, em oposição a estas afirmações existem as observações de campo. Dados comparando o desempenho de redes com cabo de cobertura, com redes do mesmo padrão, porém sem esta proteção, nas mesmas condições geográficas e de carregamento, têm apresentado melhor desempenho frente às descargas atmosféricas, apesar dos resultados teóricos negativos. Conseqüentemente alguns pontos devem ser investigados ou melhor estudados:

- A umidade é o principal fator de influência na resistividade do solo, e os valores de resistividade utilizados nos cálculos devem ser aqueles relativos às condições de umidade durante as trovoadas. (descargas atmosféricas em condições de tempo seco são raras nestas

regiões). Portanto além de se conhecer o comportamento dos diversos tipos de solo das regiões críticas em relação às diversas condições de umidade, é necessário também o conhecimento das condições de umidade existentes durante a ocorrência das descargas atmosféricas. Deve-se ressaltar que os valores comumente utilizados, são obtidos de medições de campo, porém não estão correlacionados a uma condição de umidade.

- As metodologias em uso, em função da grande complexidade dos cálculos, fazem muitas simplificações, as quais podem se transformar em erros significativos em determinadas situações. Assim a utilização de métodos numéricos na análise do comportamento das redes e aterramentos, frente a condições de descargas diretas, poderá apresentar resultados mais confiáveis.

Desta forma, entende-se que as conclusões sobre soluções para o problema das descargas diretas nas redes, somente podem ser obtidas após o conhecimento dos pontos acima destacados. Neste sentido, como contribuição para a continuidade das pesquisas, estão apresentados a seguir estudos abordando o comportamento do solo e aterramentos, nas condições apresentadas frequentemente durante a ocorrência de descargas atmosféricas.

8.4 INFLUÊNCIA DA UMIDADE NAS CARACTERÍSTICAS DO SOLO

Os principais parâmetros do solo para o estudo do comportamento dos aterramentos frente às correntes impulsivas provenientes das descargas atmosféricas são a umidade e a permissividade. O solo é a camada mais superficial da crosta terrestre e é composto por sais minerais, água, seres vivos e rochas em decomposição. Em geologia, porosidade é a característica de um solo poder armazenar fluidos em seus espaços interiores, chamados poros. Assim, os poros dos solos, também chamados de volume de vazios, podem estar preenchidos com água (quando o solo está saturado), com ar (quando o solo está totalmente seco) ou com ambos, que é a forma mais comum encontrada na natureza [60]. Conseqüentemente, tanto a permissividade quanto a resistividade do solo dependem significativamente da umidade existente no meio e considerando que a porosidade varia de acordo com o tipo de solo, a influência da umidade na condutividade e permissividade também difere entre os vários tipos de solos.

8.4.1 Metodologia

Para avaliar o comportamento dos solos frente às variações de umidade, foram adotados os seguintes procedimentos:

Passo 1: Determinação dos tipos de solos mais frequentes na região de estudo;

Passo 2: Seleção dos pontos e coleta das amostras;

Passo 3: Medição do teor de umidade e secagem das amostras;

Passo 4: Obtenção dos valores de resistividade das amostras;

Passo 5: Tabulação e análise dos resultados.

Para a determinação da variação da permissividade em função da umidade utilizou-se resultados de trabalho realizado pela EPAGRI SC [61].

8.4.2 Determinação das Amostras de Solos

De acordo com o descrito no Capítulo 4, optou-se por estudar os solos do estado de Santa Catarina. Para isto utilizou-se o Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento 46 da EMBRAPA Solos [31].

A partir com as informações obtidas da fonte acima, selecionou-se para estudo 6 (seis) tipos de solo os quais dominam mais de 90% do território Catarinense (vide Tabela 8.1) As Características resumidas destes solos podem ser observadas no Capítulo 4.

8.4.3 Seleção dos Pontos e Coleta das Amostras

Para a seleção dos locais de coleta de amostras de solo utilizou-se o Mapa de Solos de Santa Catarina resultante de [31], tendo em vista o nível de detalhamento (Escala 1:250.000), reduzindo com isto a probabilidade de erro. Com o auxílio de um trado tipo holandês, as amostras foram coletas nos pontos selecionados em profundidades de 25 e 50cm. Sempre que possível no mesmo ponto de coleta foram efetuadas medições de resistividade para espaçamentos de 0,5, 1 e 2 metros. Utilizou-se para este trabalho um terrômetro marca Megabrás, modelo MTD 20KWe. Os endereços e coordenadas dos pontos selecionados assim como os valores medidos de resistividade constam da Tabela 8.2.

Tabela 8.1 – Frequência de Ocorrência de tipos de Solos em Santa Catarina

Solo		f%	F%
Legenda	Descrição		
Ca	Cambissolos	46,49	46,49
Ra	Solos Litólicos	16,72	63,21
TB	Terra Bruna estruturada	11,51	74,72
Pva	Podzólicos Vermelho Amarelos	7,18	81,90
LB	Latossolos Brunos	5,41	87,31
HG	Gleissolos	4,34	91,65
-	Outros	8,35	100,00

Tabela 8.2 – Amostras dos Solos Típicos de Santa Catarina

Amostra	Solo:		Local:						Data	Profundidade da Amostra (m)	Umidade	
	Descrição	Sigla	Descrição	Latitude			Longitude					
				Grau	min.	seg.	Grau	min.				seg.
1	Glei Solo	HGP	Margem do Rio Cubatão, S. A. da Imperatriz	27	41	43	48	42	54	15/12/09	0,25	41,0%
2	Glei Solo	HGP	Margem do Rio Cubatão, S. A. da Imperatriz	27	41	43	48	42	54	15/12/09	0,5	42,7%
3	Cambissolo	Ca	Rod. SC 404, Rancho Queimado	27	38	57	48	59	3	15/12/09	0,25	42,9%
4	Cambissolo	Ca	Rod. SC 404, Rancho Queimado	27	38	57	48	59	3	15/12/09	0,5	46,1%
5	Podzólico Vermelho-Amarelo	Pva	Rod. SC 407, Angelina	27	34	53	48	56	8	15/12/09	0,25	27,5%
6	Podzólico Vermelho-Amarelo	Pva	Rod. SC 407, Angelina	27	34	53	48	56	8	15/12/09	0,5	38,5%
7	Podzólico Vermelho-Amarelo	Pva	Rod. SC 407, Angelina	27	35	2	48	55	44	15/12/09	0,25	28,1%
8	Terra Bruna	TB	BR 282, Vargem	27	32	13	50	51	57	17/12/09	0,5	48,0%
9	Latossolo Bruno	LBR	BR 282, Campos Novos	27	22	48	51	3	42	17/12/09	0,5	46,4%
10	Terra Bruna Roxa	TBr	BR 470, Campos Novos	27	25	30	51	14	28	17/12/09	0,5	68,6%
11	Litossolo	Ra	Rib. Carvalho, Apúina	27	5	21	49	31	10	17/12/09	0,5	20,5%

8.4.4 Determinação do Teor de Umidade e Secagem das Amostras de Solo

Existem basicamente duas formas de se determinar o teor de umidade do solo:

A umidade gravimétrica (U) é a relação entre a massa de água presente numa amostra de terra e a massa seca da mesma amostra.

$$U = \frac{ma}{ms} \times 100 = \frac{mu - ms}{ms} \times 100 \quad [8.1]$$

onde U é a umidade gravimétrica em porcentagem; mu é a massa da amostra úmida (g); ms é a massa da amostra seca (g) e ma é a massa de água na amostra.

A umidade volumétrica (θ) é a relação entre o volume de água presente numa amostra e o volume total da amostra.

$$\theta = \frac{Va}{V} \times 100 = \frac{ma}{V} \times 100 = \frac{mu - ms}{V} \times 100 \quad [8.2]$$

onde θ é dado em porcentagem, Va é o volume de água na amostra (cm^3); V é o volume total da amostra (cm^3).

Obs.: Pode-se demonstrar que:

$$\theta = U \times d \quad [8.3]$$

onde d é a densidade do solo que é a relação entre a massa de uma amostra de terra seca e o seu volume na condição natural (sem destruir a estrutura) (g/ml).

Pela facilidade de uso, optou-se pelo método da umidade gravimétrica ou de base seca. Para determinação da massa seca, o método tradicional é a secagem em estufa, na qual a amostra é mantida até que apresente peso constante, o que significa que ela perdeu a sua água por evaporação. Os valores de umidade obtidos neste processo podem ser vistos na Tabela 8.2.

Após este procedimento as amostras foram armazenadas em frascos hermeticamente fechados até o início dos procedimentos relativos às medições de resistência, conforme mostrado a seguir.

8.4.5 Obtenção dos Valores de Resistividade das Amostras

Nesta etapa utilizou-se procedimento similar ao utilizado em [62]. Para acomodação das amostras durante os ensaios, foram elaborados recipientes conforme desenho da Figura 8.5. As amostras foram preparadas, segundo o método anteriormente descrito, com teores de umidade de 10 em 10%, até 40% ou apresentarem saturação. Os valores de resistência foram obtidos com o auxílio de um ponte convencional em 1000Hz. A Figura 8.6 mostra a montagem dos equipamentos para a realização das medições.

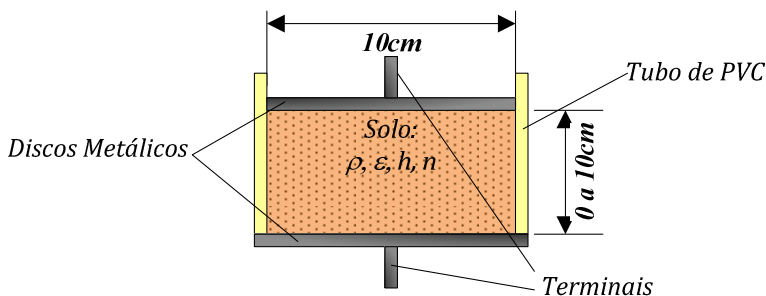


Figura 8.5 – Recipientes para Ensaio dos Solos

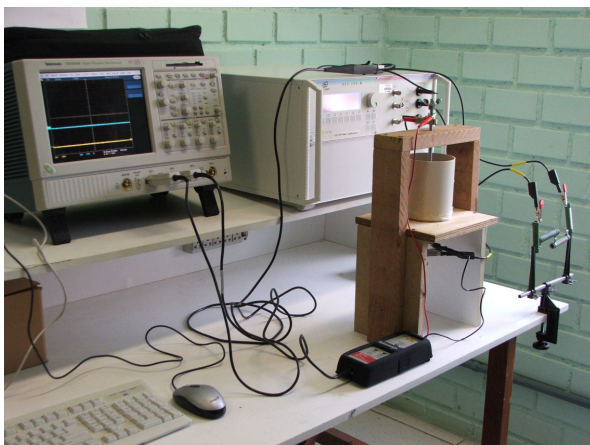


Figura 8.6 – Montagem dos Equipamentos para Ensaio

8.4.6 Tabulação e Análise dos Resultados

As medições de resistência em 1000Hz (R) foram anotadas diretamente em planilhas de cálculo e os valores das resistividades equivalentes (ρ_{eq}) foram calculados através da equação 8.4.

$$\rho_{eq} = R \frac{\pi r^2}{l} [\Omega \cdot m] \quad [8.4]$$

onde r é o raio do recipiente, l a altura correspondente a quantidade de solo dentro do recipiente e R o valor medido (R) ou calculado (R_s) de resistência para a amostra considerada.

A Tabela 8.3 mostra os resultados obtidos. O espaço em branco indica um ponto em que a medição não foi possível. No caso da amostra

11, o solo saturou com 30% de umidade. Solos com 10% de umidade são aparentemente secos e os valores de resistividade apresentaram-se extremamente altos. Percebeu-se que o teor de umidade das amostras coletadas sempre foi superior a 20%.

Tabela 8.3 – Solos de Santa Catarina – Resistividade x Umidade

Item	Amostras	Solo	$\rho_{eq} (\Omega \cdot m)$			
			0,10	0,20	0,30	0,40
1	3	Ca	11.759	2.335	535	346
2	11	Ra	773	163	108	
3	08 e 10	TB	5.686	734	342	88
4	7	Pva	13.403	1.742	465	414
5	9	LB	23.276	3.302	825	230
6	2	HG	695	299	166	51

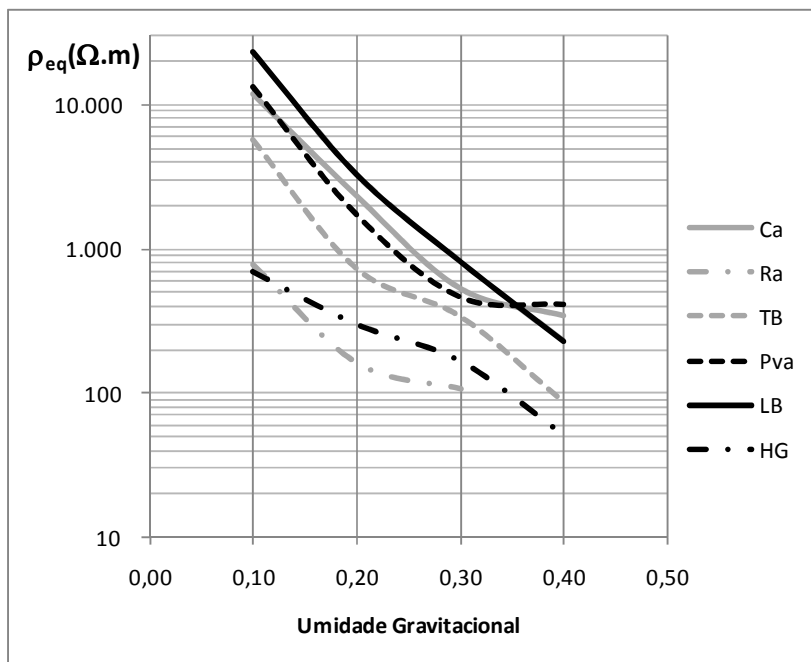


Figura 8.7 – Solos SC – $U \times \rho_{eq}$

O gráfico da figura 8.7 permite uma melhor visualização do comportamento da resistividade dos diversos tipos de solos e de uma forma geral, percebe-se que para uma condição de solo saturado, ou próximo disso, o valor médio de redução da resistividade é de 80%.

8.4.7 Estimativa da Permissividade em Função da Umidade.

Existem métodos bem conhecidos para se obter a permissividade de amostras de solo em laboratório [62], no entanto, existe disponível um trabalho elaborado pela EPAGRI SC [61], que apresenta um grande número de medidas efetuadas com um *TDR* (*Time Domain Reflectometry*) onde a umidade volumétrica do solo está correlacionada à constante dielétrica do meio (permissividade relativa).

O gráfico da Figura 8.8 mostra o resultado das medições e um polinômio de terceiro grau que representa a linha de tendência dos pontos com uma correlação igual a 0,71.

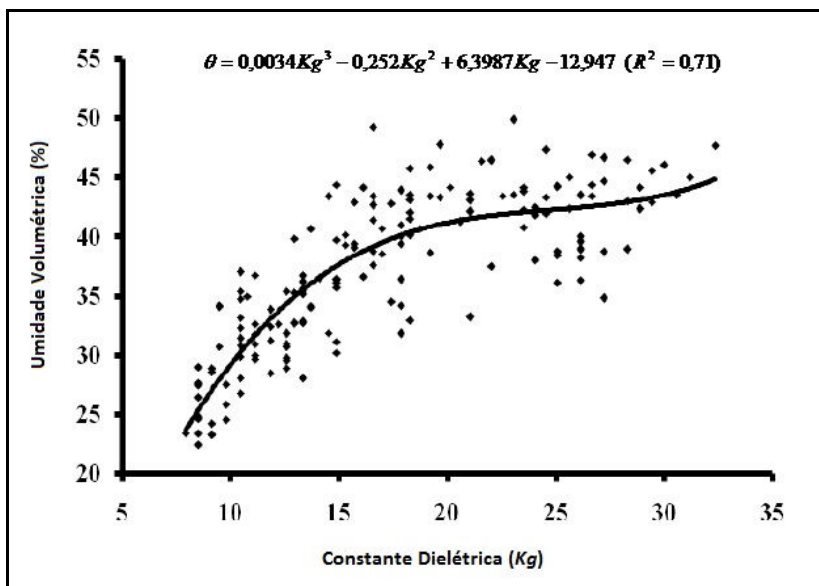


Figura 8.8 – Correlação entre Constante Dielétrica e Umidade Volumétrica do Solo [61]

$$\theta = 0,0034Kg^3 - 0,252Kg^2 + 6,3987Kg - 12,947 \quad [8.5]$$

Fazendo-se uma inversão de coordenadas nesta equação e utilizando-se a equação 8.3 é possível determinar uma terceira equação que correlaciona a constante dielétrica do meio à umidade gravimétrica:

$$Kg = 0,0022U^3 - 0,1167U^2 + 2,1819U - 6,69 \quad [8.6]$$

onde U é a umidade gravimétrica (%).

Para obtenção desta equação considerou-se uma densidade média, para um solo com 25% de umidade volumétrica, igual a 1,2g/ml.

8.5 COMPORTAMENTO DA UMIDADE DO SOLO DURANTE AS TEMPESTADES

Estudos [61][63][64] comprovam que o solo em profundidades superiores a 0,23 metros apresentam pouca variação no teor de umidade, independentemente da quantidade de chuvas. Ou seja, a variação do teor de umidade de profundidades superiores a 23cm ocorre lentamente entre os períodos chuvoso e seco. Ao contrário, no extrato até 23cm as variações de umidade são rápidas e o solo, seco no período de estiagem, satura-se rapidamente durante as trovoadas. O extrato de 23 a 46cm apresenta uma umidade volumétrica no período chuvoso entre 40 e 45%. De acordo com os dados da Tabela 8.2, a umidade gravitacional média das amostras ficou em 40%. Estas amostras foram coletadas no período chuvoso do estado de Santa Catarina.

Segundo observações de campo, as trovoadas no território Catarinense duram em média uma hora e a quantidade de chuva chega a 60mm, o suficiente para saturar a camada de solo até 23cm.

8.6 COMPORTAMENTO DOS ATERRAMENTOS FRENTE A ELEVADAS CORRENTES DE SURTO

Os sistemas de aterramento utilizados em redes de distribuição são projetados e desenvolvidos considerando a perspectiva de se obter valores de resistência de aterramento que não comprometam o sistema de proteção para eventuais correntes de curto-circuito em 60 Hz. Quanto à topologia, com o objetivo de minimizar transtornos na implantação, a maioria das concessionárias adota o padrão de hastes alinhadas, pois com isto o aterramento fica restrito à faixa de passagem da rede. Dependendo da resistividade do solo, pode ser necessária a utilização de um número considerável de hastes, que normalmente são instaladas com espaçamentos entre 2,4 a 3 metros. No entanto nos casos de correntes impulsivas, não se pode representar sistemas de aterramento de grandes

dimensões simplesmente como uma resistência pontual por alguns motivos:

Interpretando-se o aterramento como uma linha de transmissão com perdas, percebe-se que as hastes afastadas do ponto de injeção da corrente praticamente não interferem no processo de transferência da corrente de surto para a terra. Este efeito torna-se maior quanto menor a resistividade do solo e maior a corrente de surto.

Os elevados valores de corrente desenvolvidos nos casos de descargas diretas ocasionam o fenômeno conhecido como ionização do solo, cujo comportamento também depende das características do solo. Nestas condições, é de grande utilidade o conceito de resistência equivalente de aterramento (R_s) para aterramentos submetidos a elevados valores de impulso de corrente [55]:

$$R_s = \frac{V_{máx}}{I_{máx}} \quad [8.7]$$

onde $V_{máx}$ e $I_{máx}$ são os valores máximos de tensão e corrente respectivamente.

Neste trabalho, a ionização do solo é considerada nos cálculos das estruturas com cabo de cobertura, através do modelo geométrico para aterramento concentrado [65]. Conforme o nome sugere, este modelo considera todos os eletrodos do sistema de aterramento como sendo um único ponto de conexão com a terra e o resultado dos cálculos equivale a resistência equivalente de aterramento (R_s).

Para o dimensionamento de uma estrutura, seja de linha de transmissão ou distribuição, o valor da resistência equivalente de aterramento, definida conforme equação 8.7, é de grande utilidade, já que em função da corrente de pico da descarga, para a região considerada, pode-se determinar a tensão máxima passível de ocorrer na linha ou rede. Porém, conforme visto nos itens anteriores deste capítulo, durante uma tempestade, período de maior ocorrência de raios, as características do solo diferem significativamente, mesmo dentro dos limites do aterramento composto por uma única haste.

Assim, para se ter um resultado mais confiável do comportamento do aterramento frente às correntes impulsivas de descargas diretas é necessário um método que analise o fenômeno da ionização do solo no transitório da corrente, principalmente entre o início e o pico, de modo que possa ser utilizado em métodos numéricos. Na bibliografia pesquisada, foram encontrados dois métodos com as

características desejadas. O primeiro, *Dynamic Model* [66], trata-se de um método experimental que requer na sua utilização a determinação de muitas constantes. Considerando que estas constantes dependem das características do sistema, do solo e da forma de onda da corrente, sua utilização fica dificultada, se considerados os objetivos deste trabalho. O segundo método, *Energy Balance of Soil Ionization* [55], é baseado no método do balanço da energia utilizado na modelagem de arco de potência em equipamentos de chaveamento sob carga. Este método, visto em detalhes no próximo capítulo, apesar de necessitar a determinação de duas constantes e apresentar dificuldades na resolução de equações diferenciais, pode ser adaptado para o uso conforme as necessidades deste estudo.

8.6.1 Método do Balanço da Energia na Ionização do Solo

8.6.1.1 Descrição do Método

A não-linearidade da resistência de aterramento é representada pelo aumento da região de ionização do solo e conseqüentemente da variação da resistividade. Segundo [55], resultados da observação indicam que o desenvolvimento da zona de ionização apresenta características semelhantes ao da descarga no ar e desta forma, a ionização do solo pode ser também considerada como uma espécie de descarga. Por conseguinte, a resistividade do solo pode ser determinada com base no balanço de energia da ionização do solo, onde o modelo de MAYR [55][67][68] pode ser aplicado:

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{Q_o} (ui - P) \quad [8.8]$$

onde u é a tensão da descarga (V/m), i a corrente da descarga (A), g a condutância do arco (S.m), t o tempo (s) e Q_o (J/m) e P (W/m) constantes.

A potência (P) representa as perdas por dissipação de calor e pode ser estimada pela equação 8.9 obtida do modelo de CASSIE [55][67][68].

$$P = \frac{E_c^2}{\rho_o} S \quad [8.9]$$

onde E_c é o campo elétrico crítico (V/m) a partir do qual o processo de ionização do solo se inicia, ρ_o é a resistividade inicial do solo ($\Omega.m$) (antes de iniciar o processo de ionização) e S a superfície gaussiana (m^2) que envolve a região onde está ocorrendo a ionização do solo.

A constante Q_o é uma constante a ser determinada e geralmente é expressa em função da condutância g_o [67].

A constante de tempo de arco τ (s) é dada pela equação 8.10.

$$\tau = \frac{Q_o}{P} \quad [8.10]$$

Durante a ionização do solo a potência ui é aproximadamente constante e assumindo-se que esta é independente da condutividade, a resistividade da zona de ionização do solo ρ ($\Omega.m$) pode ser expressa da seguinte forma:

$$\rho = \rho_o e^{\left(\frac{E_n - N}{Q_o}\right)} \quad [8.11]$$

onde:

$$E_n = \int vi \, dt \, [J/m] \quad [8.12]$$

$$N = \int p \, dt \, [J/m] \quad [8.13]$$

Considerando-se que $i = gu$, a equação 8.8 pode ser resolvida, e a resistividade pode também ser expressa pela equação 8.14.

$$\rho = \rho_o e^{\left(\frac{t}{\tau}\right)} \left[1 + \frac{1}{g_o Q_o} \int i^2 e^{\left(\frac{t}{\tau}\right)} dt \right]^{-1} \quad [8.14]$$

A análise das equações 8.11 e 8.14 e a experimentação demonstram que:

- Quanto maior a corrente injetada, maior a zona de ionização do solo. O crescimento da região é equivalente ao aumento do raio efetivo, o que reduz a resistência de aterramento.

- A resistividade da região diminui à medida que a energia armazenada ($E_n - N$) aumenta.

- Quando a potência (ui) é menor que as perdas (P), a resistividade aumenta até que seja recuperado seu valor inicial (ρ_o).

• A resistividade continua a diminuir por algum tempo, mesmo após a corrente atingir o valor de pico e gradualmente retorna a aumentar no processo de desionização. O comportamento da resistividade no processo de desionização é diferente daquele apresentado no processo de ionização. Assim, a resistividade apresenta a característica de histerese conforme pode ser visto na Figura 8.9. Nesta, o coeficiente α representa o comportamento da região de ionização para um aterramento composto de uma haste de 6,35mm e 61cm de comprimento, em um solo com resistividade de $270\Omega.m$, submetido a uma corrente com forma de onda $8 \times 13\mu s$ e valor de pico igual a 17,2kA [66].

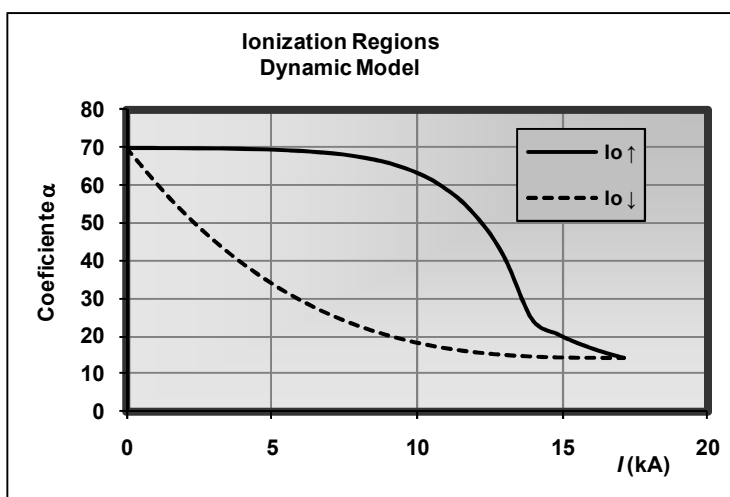


Figura 8.9 – Comportamento da Região de Ionização

8.6.1.2 Implantação do Método

As dificuldades de implantação do método do balanço da energia estão na resolução das integrais com funções exponenciais, que podem apresentar valores divergentes, e na determinação da constante Q_o que depende das características do solo e da topologia do aterramento.

A solução para o problema das equações foi obtida utilizando-se integral numérica. Assim, na rotina de cálculo EBM-DL.xls, utilizou-se a equação 8.10 com algumas alterações: no cálculo de E_n , $v(t)$ foi substituído por $R(t) \times I_o(t)$, e adotando-se intervalos de tempo muito pequenos, pode-se considerar $R(t) \approx R(t-\Delta t)$.

A seguir algumas características da rotina EBM-DL:

- Forma de onda da corrente: rampa com coeficiente angular igual a S_{30} . De acordo com [69] a taxa de crescimento média da corrente entre 30 e 90% do valor de pico pode ser obtida pela equação 8.15.

$$S_{30} = 3,2I^{0,25} \quad [8.15]$$

onde I é a corrente de pico da descarga (kA).

- Baseado em experiência de MANNA e CHOWDHURI [62] o campo elétrico crítico, E_c (kV/m) e permissividade relativa do solo K_g são calculados pelas equações 8.16 e 8.17.

$$E_c = 282\rho_o^{0,16} \quad [8.16]$$

$$K_g = 450\rho_o^{-0,53} \quad [8.17]$$

- Intervalo de tempo: $tf/1000$ onde tf é o tempo de frente.

O gráfico da Figura 8.10 apresenta o comportamento de curvas de tensão calculadas pelos dois métodos: *Dynamic Model*, DM e *Energy Balance Model*, EBM.

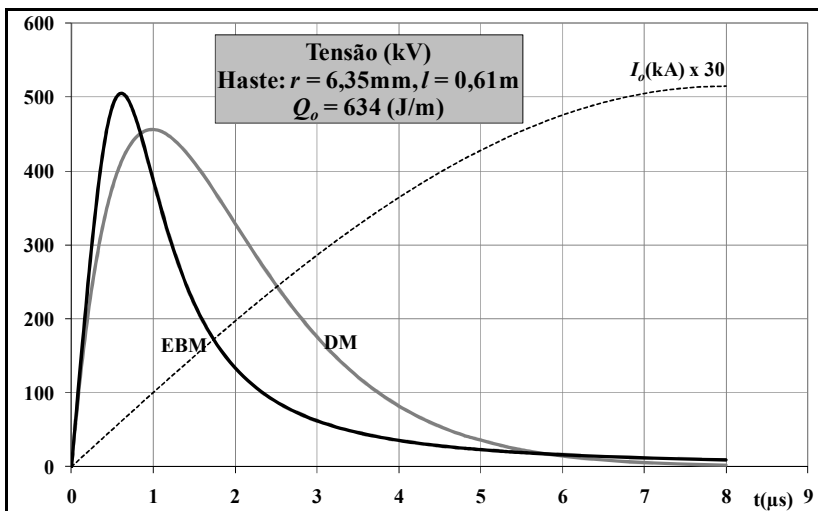


Figura 8.10 – Comparação Entre os Métodos DM e EBM

Quanto à determinação de Q_o , tendo em vista a ausência de bibliografia suficiente, a determinação desta constante somente pode ser feita experimentalmente. Isto requer, além da utilização de laboratórios

especializados, com capacidade para ensaios com elevados valores de corrente, de inúmeras horas de trabalho, haja vista a grande variedade de solos.

Como solução alternativa, utilizou-se exaustivamente a rotina EBM-DL com o objetivo de determinar valores de Q_o que resultem em valores de R_s similares aqueles calculados pelo modelo geométrico. O resultado é a equação 8.18:

$$Q_o = \beta \frac{t_f E_c^{3/2}}{S_R K_R^3} \left(\frac{I_p}{\rho_o} \right)^{1/2} \text{ [J/m]} \quad \text{[8.18]}$$

onde β é uma constante de ajuste, t_f (μs) é o tempo de frente, E_c (kV/m) o campo crítico, I_p (kA) a corrente de pico da descarga, ρ_o ($\Omega\cdot\text{m}$) a resistividade, e S_R e K_R características do eletrodo de aterramento. No caso de uma haste:

$$S_R = 2\pi r l \quad \text{[8.19]}$$

$$K_R = \frac{1}{2\pi l} \ln\left(\frac{2l}{r}\right) \quad \text{[8.20]}$$

onde r e l são o raio e o comprimento da haste em metros, respectivamente.

Através da Figura 8.11 é possível comparar os valores de R_s calculados pelos dois métodos: modelo geométrico GM e EBM usando a equação 8.18 para a determinação da constante Q_o . Neste caso foi considerado um segmento de haste de 6,35mm de raio e 10mm de comprimento.

A Figura 8.12 mostra o comportamento da tensão, corrente e resistividade do solo, para um caso de aterramento com haste de 6,5mm de diâmetro, 1 metro de comprimento, instalada em um solo com resistividade inicial de 1000 $\Omega\cdot\text{m}$, submetido a uma corrente de pico de 31 kA.

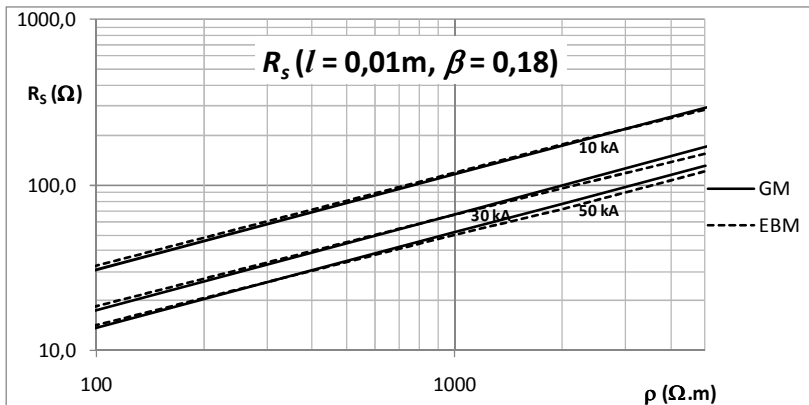


Figura 8.11 – Comparativo: GM x EBM

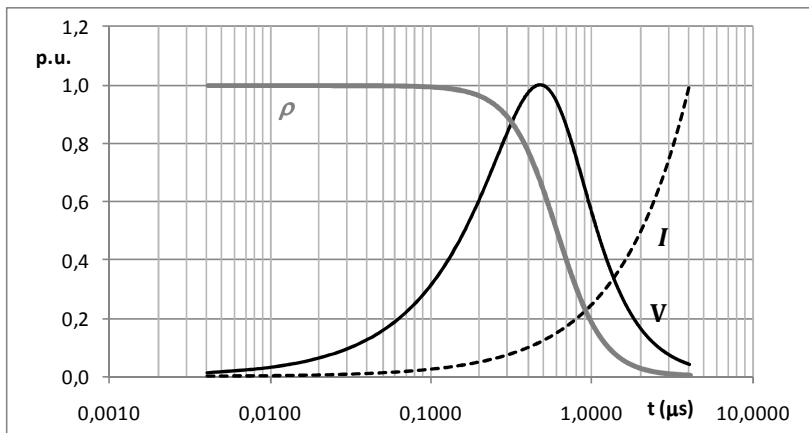


Figura 8.12 – Rotina EBM.xls: Comportamento da Tensão, Corrente e Resistividade(p.u.)

9 CONCLUSÕES

9.1 LEVANTAMENTOS DE DADOS

Para a obtenção dos resultados, milhares de dados foram levantados e analisados com o auxílio de diversos programas computacionais desenvolvidos para este fim. Entre os principais dados estudados estão as características das redes de distribuição e respectivas regiões, densidade de descargas e índices de interrupções de 3 (três) concessionárias/permissionárias da região sul, resultados de ensaios laboratoriais em pára-raios e isoladores e medições de resistência de aterramento e resistividade do solo.

9.2 ESTUDO DA BIBLIOGRAFIA

Quanto à bibliografia, foram priorizados os estudos de artigos e guias internacionais, com ênfase ao IEEE, teses de doutorado e dissertações de mestrado, com abordagem aos temas aterramento e descargas atmosféricas e seus efeitos em redes e linhas. As normas das concessionárias, tais como procedimentos e padrões de materiais, foram também observadas e consideradas nos estudos.

9.3 PROGRAMA *∗LFD*

O principal produto deste trabalho é desenvolvimento único se considerada a sua aplicação para redes de distribuição e a grande quantidade de parâmetros e cálculos inseridos ou adaptados à realidade dos sistemas de distribuição. Ao contrário dos programas utilizados na análise de transitórios em linhas de transmissão ou distribuição, o *∗LFD* foi desenvolvido apenas no Windows Excel e não requer treinamento ou operadores especializados. Os principais dados de saída não são valores de tensão e sim estimativas das taxas de interrupção dos circuitos analisados, que podem ser convertidas em análises técnico-econômicas de projetos de redes de distribuição, quando interligadas com um sistema de custos.

Para o desenvolvimento deste programa, utilizou-se basicamente a metodologia apresentada no guia IEEE std1410 [13] adaptada às características dos sistemas sob estudo. Porém, durante o período de testes, percebeu-se a necessidade de ajustes em determinadas condições de cálculo, tendo em vista a ocorrência de resultados errados ou

incoerentes. Para isto, novas equações foram pesquisadas ou desenvolvidas e inseridas no programa.

Na prática, o programa tem-se mostrado uma excelente ferramenta não só na definição de técnicas de proteção para a definição de projetos de novas redes como também na definição de metas dos índices de desempenho de redes existentes. Condições atmosféricas favoráveis em determinados anos podem levar a erros de interpretação quanto ao desempenho das redes, adiando investimentos muitas vezes urgentes. A utilização de valores médios de densidade de descargas relativos a grandes períodos de tempo auxilia na determinação de previsões de índices de desempenho mais precisos.

A facilidade de operação do programa mesmo por técnicos operacionais com poucos conhecimentos de informática foi confirmada em treinamentos realizados.

Os principais fatores causadores de desvios entre valores reais e calculados por esta metodologia são as interrupções temporárias, o coeficiente de blindagem e os erros do sistema de identificação de faltas das concessionárias. Para minimizar estes erros sugere-se o estudo detalhado do sistema e a criação de um coeficiente de efetividade que deve ser determinado de forma regionalizada.

Considerando as características das descargas atmosféricas e conseqüentemente a necessidade de se avaliar o seu comportamento estatisticamente, os resultados da aplicação desta metodologia têm maior precisão quanto maior a dimensão do sistema considerado e maior o tempo de observação. O gráfico da Figura 9.1 mostra os desvios percentuais entre os índices de interrupção observados e calculados com o programa *LFD* para 13 diferentes regiões do estado do Rio Grande do Sul, por um período de um ano (2006). A Tabela 9.1 apresenta as principais características destas regiões sendo que a região 14 refere-se ao resultado relativo a todo o sistema.

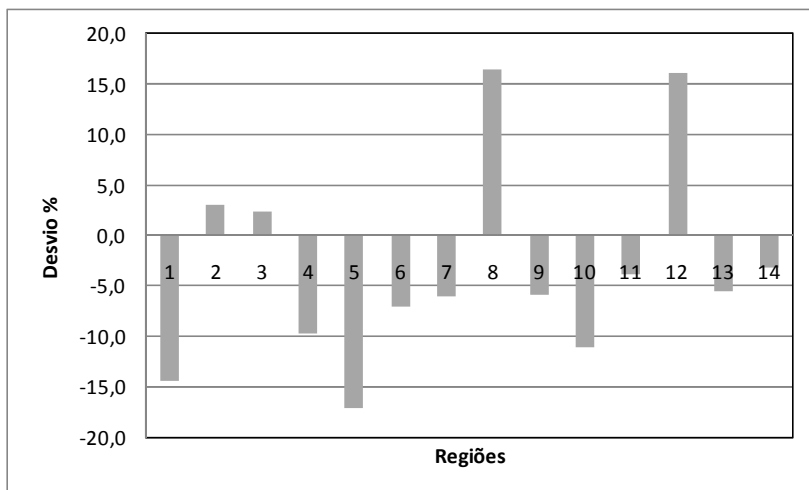


Figura 9.1 – Desvios entre Índices de Interrupção Observados e Calculados pelo Programa \neq LFD

Tabela 9.1 – Características das Regiões Analisadas [3]

Região	Tensão Nominal (kV)	Densidade de Consumidores (N.º/km ²)	Redes MT (km)	GFD Raios/km ² /ano
1 CAXIAS DO SUL	13,8	73,75	2.765	2,13
2 VACARIA	23,1	5,45	3.582	1,93
3 LAGOA VERMELHA	23,1	5,03	4.196	1,40
4 NOVA PRATA	23,1	12,49	3.298	1,85
5 TAQUARA	13,8	27,71	1.636	1,45
6 CANELA	13,8	8,39	2.942	1,78
7 ERECHIM	13,8	14,24	3.624	1,35
8 SANTO ANGELO	23,1	6,32	2.645	3,40
9 CRUZ ALTA	23,1	4,22	1.982	2,33
10 SANTA ROSA	23,1	11,39	1.754	3,16
11 TRÊS PASSOS	23,1	10,04	3.720	2,69
12 PALMEIRA DAS MISSÕES	23,1	9,18	3.570	2,26
13 NONOAI	23,1	6,64	2.590	1,74
14 SISTEMA	13,8/23,1	13,51	42.865	2,20

9.4 INFLUÊNCIA DAS DESCARGAS DIRETAS NAS REDES RURAIS

Considerando que o principal objetivo deste trabalho é a melhoria do desempenho das redes aéreas de distribuição frente às descargas atmosféricas, todas as inovações encontradas no decorrer dos trabalhos devem incorporar as rotinas do programa *✓LFD*.

Quanto às conclusões técnicas, resultantes das análises feitas com este programa, percebeu-se a grande influência das descargas diretas em redes de distribuição rurais que representam a maioria das redes de distribuição da região sul do Brasil. Pelos modelos encontrados na bibliografia, praticamente não existem soluções economicamente viáveis para o problema das descargas diretas em redes de distribuição. Assim, propôs-se concentrar os estudos no aprimoramento da metodologia para análise do desempenho de redes frente às descargas diretas de forma a torná-la mais precisa e conseqüentemente permitir o desenvolvimento de padrões específicos de redes e aterramentos para as regiões críticas.

9.4.1 Influência da Umidade nos Aterramentos

A umidade é o principal fator de influência na resistividade do solo e isto foi confirmado e interpretado para os principais tipos de solo do estado de Santa Catarina. Os resultados, conforme anteriormente apresentado, podem ser melhor interpretados pelo gráfico da Figura 9.2.

Para a elaboração deste gráfico, considerou-se uma rede de distribuição com cabo de cobertura padrão, implantada em região rural com solo de características médias em relação aos solos catarinenses e usando-se como aterramento a própria estrutura do poste, ou seja, o cabo de cobertura conectado à ferragem do poste.

O gráfico permite avaliar a eficiência da proteção da rede usando de forma conjunta o cabo de cobertura e a instalação de pára-raios nas fases.

As duas curvas representam o desempenho da rede para a condição normal, usando valor de resistividade igual a $1500\Omega.m$ (linha tracejada) e levando-se em consideração a influência da umidade nas camadas superficiais do aterramento, através de uma resistividade equivalente igual a $630\Omega.m$ (linha contínua). O cálculo da resistividade equivalente foi feito de acordo com os resultados da pesquisa apresentada no Capítulo 8 e neste não foi considerado o efeito da ionização do solo.

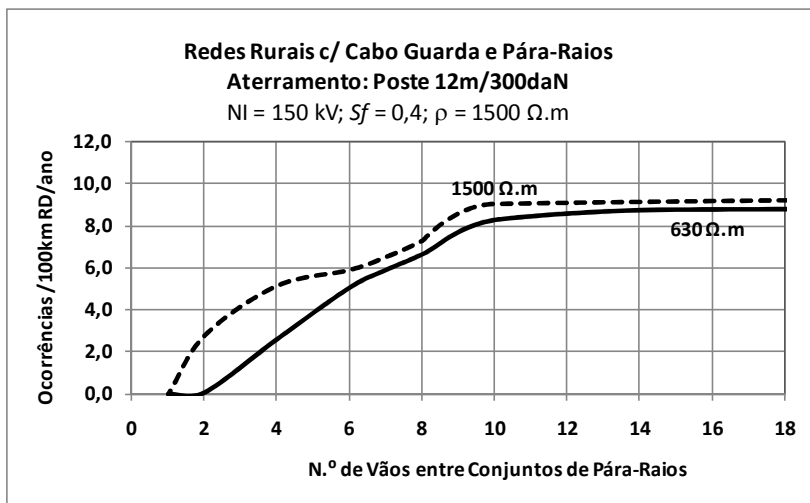


Figura 9.2 – Influência da Umidade na Camada Superficial do Aterramento

Percebe-se que o comportamento das duas curvas é semelhante para redes com poucos conjuntos de pára-raios instalados (pára-raios instalados a cada 6 vãos ou mais). No entanto, para instalações com conjuntos de pára-raios a cada 5 vãos ou menos a diferença torna-se significativa e pode-se concluir que um projeto baseado nos cálculos em que se considera a influência da umidade do solo no aterramento teria custo consideravelmente inferior.

Algumas poucas informações necessitam ser obtidas, de forma a tornar estes cálculos mais confiáveis: até o momento não se tem informação sobre a distribuição das descargas durante o desenvolvimento das trovoadas, assim como, são necessários dados consistentes de duração e quantidade média de chuvas para as diversas estações do ano.

Considerando os resultados deste trabalho e a constatação dos freqüentes roubos dos cabos utilizados como condutor neutro das redes, sugere-se para as regiões não urbanas a utilização de redes com cabo de cobertura, protegidas com conjuntos de pára-raios de acordo com a densidade de descargas de cada região. Isto dificultaria a ação dos ladrões e contribuiria para uma significativa melhoria no desempenho destas redes quanto às interrupções por descargas atmosféricas.

9.4.2 Ionização do Solo

Outro estudo apresentado é a adaptação do método do balanço de energia na interpretação do fenômeno da ionização do solo. Quanto ao método em si, este pode ser incorporado a um programa computacional que utiliza métodos numéricos, tais como o TLM (*Transmission Line Model*), e através de sua utilização em casos práticos será possível a obtenção de informações precisas do comportamento do aterramento frente às correntes impulsivas dos raios. No entanto a equação 8.17, que determina o valor da constante Q_o , deve ser encarada como uma solução provisória. Ensaios de laboratório em amostras de solo devem ser realizados de forma a confirmar a eficiência da equação apresentada ou sugerir novos valores para esta constante.

9.5 PARÂMETROS DAS DESCARGAS

Quanto aos parâmetros das descargas, existe a necessidade urgente de se obter dados regionalizados. Os valores de pico e forma de onda das correntes de descarga, atualmente utilizados, são oriundos de medições efetuadas em torres de grande altura e salvo algumas exceções localizadas em regiões onde a ocorrência de descargas não é muito freqüente. Existem evidências de que os valores de corrente de pico usados nos algoritmos estão superestimados para a região estudada [2][3]. Descargas atmosféricas em regiões de baixa altitude tendem a possuir menores valores de corrente, haja vista, o comprimento do canal.

A implantação de sistemas confiáveis que possam medir a forma de onda da corrente de descarga é de elevado custo e os resultados demoram a ser obtidos. No entanto, os elevados prejuízos impostos pelas descargas compensam os esforços.

9.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com os resultados deste e de novos estudos nesta área, espera-se contribuir para a melhoria na qualidade da energia fornecida às propriedades rurais e a conseqüente redução de prejuízos financeiros tanto para as concessionárias como para os consumidores.

10 BIBLIOGRAFIA

- [1] ANEEL; *Resolução N° 024*, Brasília, 2000.
- [2] A. Raizer, J. O. Paulino, V.L. Coelho, et al "Melhoria do Desempenho de Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica Frente a Descargas Atmosféricas", ANEEL, Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro, Projeto 0395-018-2003, Relatório Final, Brasília, 2008.
- [3] A. Raizer, J. O. Paulino, V.L. Coelho, et al "Desenvolvimento de Modelo de Proteção Contra Sobretensões em Redes de Distribuição (MT/BT) Devido a Descargas Atmosféricas", ANEEL, Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro, Projeto 0397-025-2005, Relatório Final, Brasília, 2007.
- [4] V. L. Coelho, "Influência das Descargas Atmosféricas no Desempenho de Sistemas Aéreos de Distribuição de Energia Elétrica", Florianópolis, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina
- [5] H.J. Christian, M.A. Mccook, *A Lightning Primer*, *Global Hydrology and Climate Center - NASA*, <http://thunder.msfc.nasa.gov> (acesso em 03/09/2007)
- [6] S. Visacro Filho, *Descargas Atmosféricas, Uma Abordagem de Engenharia*, São Paulo, Artliber Editora, 2005.
- [7] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE, *ELAT – Grupo de Eletricidade Atmosférica*, <http://www.dge.inpe.br/elat>, (acesso em 16/04/2010)
- [8] R.A. Felício, *Sistemas de Meso Escala - As Trovoadas*, http://www.geografia.fflch.usp.br/graduacao/apoio/Apoio/pdf/cli_ma1/AulasPDF (acesso em 28/08/07)
- [9] M.F. Guimarães, "Sobretensões Devidas a Descargas Atmosféricas Diretas em Redes de Distribuição com Neutro Multi-Aterrado". 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais.

- [10] A. Piantini, “Contribuição ao Estudo das Tensões induzidas em Linhas de Distribuição por Descargas Atmosféricas Indiretas.” São Paulo, 1990. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [11] V.A. Rakov, M.A. Uman, *Lightning, Physics and Effects*. New York, Cambridge University Press, 2006.
- [12] P. Chowdhuri, Parameters of Lightning Strokes and Their Effects on Power Systems. In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES. Proceedings. Atlanta, 2001*. Vol 2 p.1047-1051.
- [13] IEEE Power Engineering Society. *IEEE Guide for Improving Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*, IEEE Std 1410. New York, 2004.
- [14] P. Chowdhuri, J.G Anderson, W.A.Chisholm, Parameters of Lightning Strokes: A Review. *IEEE Transactions on Power Delivery*. New York, vol. 20, issue 1, Jan 2005 p. 346-358
- [15] K.L. Cummins, E.P. Krider, M.D. Malone, The US National Lightning Detection Network™ and applications of cloud-to-ground lightning data by electric power utilities, *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 40, issue 4, nov. 1998, pages 465-480
- [16] RINDAT - Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas, <http://www.rindat.com.br/>. Acesso em 17/09/2007
- [17] SIDDEM - Pesquisa e desenvolvimento em monitoramento de descargas atmosféricas, http://ciram.epagri.rct-sc.br/ciram/projetos/siddem/paginas_geral/index.jsp. Acesso em 17/09/2007.
- [18] NASA - Global Hydrology and Climate Center (GHCC), <http://thunder.msfc.nasa.gov/>. Acesso em 09/12/2004
- [19] IEEE Power Engineering Society. *IEEE Guide for Improving Lightning Performance of Transmission Lines*, IEEE Std 1243. New York, 1997.

- [20] J. G. Anderson, “Lightning Performance of Transmission Lines”, *Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above*, Electric Power Research Institute: Palo Alto, CA, 1982, ch. 12.
- [21] S. Visacro, J. Soares, M.A.O. Schroeder, “Statistical Analysis of Lightning Current Parameters: Measurements at Morro do Cachimbo Station”, *Journal of Geophysical Research*, 109, D01105, doi: 10.1029/2003JD003662, 2004b.
- [22] S. Visacro, “A Representative Curve for Lightning Current Waveshape of First Negative Stroke”, *Geophysical Research Letters*, vol. 31, doi: 10.1029/2004GL019642, 2004c.
- [23] V.A Rakov, Lightning Parameters Important for Lightning Protection, In: *International Symposium On Lightning Protection (VI: Nov. 2001: Santos, Brasil)*. *Proceedings*, São Paulo, 2001. p. 393-412.
- [24] S. Rusck, “Induced Lightning Over-Voltages on Power Transmission Lines with Special Reference to the Over Voltage Protection of Low Voltage Networks”. Göteborg, 1957. Tese (Doutorado).
- [25] ANEEL; *Resolução N° 456*, Brasília, 2000.
- [26] O. L. Elgerd, *Introdução à Teoria de Sistemas Elétricos de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, Editora Mc Graw Hill do Brasil, 1978.
- [27] Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, <http://abradee.org.br>
- [28] ABNT. *Redes de Distribuição Aérea Rural de Energia Elétrica – Padronização*, NBR 5433. Rio de Janeiro, 1982.
- [29] ABNT. *Redes de Distribuição Aérea Urbana de Energia Elétrica – Padronização*, NBR 5434. Rio de Janeiro, 1982.
- [30] IBGE, <http://mapas.ibge.gov.br/solos/viewer.htm>, Mapas Interativos, Acesso em 10/04/2010.

- [31] EMBRAPA, *Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento 46 – Solos do Estado de Santa Catarina*, ISSN 1678-0892, Embrapa Solos, Rio de Janeiro, 2004.
- [32] Parrish, D.E., Kvaltine, D.J.; *Lightning faults on distribution lines*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, N.o 4, October 1989.
- [33] Cinieri, E., Muzi, F., *Lightning induced overvoltages. Improvement in quality of service in MV distribution lines by addition of shield wires*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No 1, January 1996.
- [34] Hidayat, S.; Haryanto, N., Sryatmo, E.; *Lightning characteristics and performance of distribution system around Jakarta*. 0-7803-7525-4-2002 IEEE.
- [35] M.N.O Sadiku, *Elements of Electromagnetics*. 3. ed. Oxford University Press: New York, 2001.
- [36] W.D. Stevenson Jr., *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. São Paulo - SP: McGraw-Hill do Brasil Ltda, 1978.
- [37] C. F. Wagner, and G. D. Mccann, Wave Propagation on Transmission Lines. In: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Electric Systems Technology Power Institute, ABB, 1997, cap XV.
- [38] J.P.A. Bastos, *Eletromagnetismo para Engenharia – Estática e Quase Estática*. 2. ed. Editora da UFSC: Florianópolis, 2008.
- [39] A.C. Monteith, E.L. Harder, J.M. Clayton, Line Design Based Upon Direct Strokes. In: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Electric Systems Technology Power Institute, ABB, 1997, cap XVII.
- [40] G.W. Brown, E.R. Whitehead, Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding – II, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 88, 1969, pages:. 617-626.

- [41] Jinliang He; Youping Tu; Rong Zeng; Lee, J.B.; Chang, S.H.; Zhicheng Guan, “Numerical Analysis Model for Shielding Failure of Transmission Line Under Lightning Stroke”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n°2, abril de 2005, Page(s): 815- 822
- [42] A. J. Eriksson, “The Implications of the Electrogeometric Model”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.4, n°2, April de 1989.
- [43] A. Borghetti, “Estimation of the Statistical Distributions of Lightning Current Parameters at Ground Level from the Data Recorded by Instrumented Towers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.19, n°3, July de 2004
- [44] P. Chowdhuri, “Significant Parameters in Estimating the Striking Distance of Lightning Strokes to Overhead Lines”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.4, n°3, July de 1989
- [45] A. F. L. da Fonseca, "Cálculo do Campo Eletromagnético e Análise da Tensão Induzida em Linhas Aéreas Devido a Descargas Atmosféricas", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, 1990.
- [46] Alexandre Piantini; “Contribuição ao Estudo das Tensões induzidas em Linhas de Distribuição por Descargas Atmosféricas Indiretas”. São Paulo, 1991. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [47] J.O.S. Paulino et al, “An Approximate Formula for the Peak Value of Lightning-Induced Voltages in Overhead Lines”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.25, n°2, April de 2010.
- [48] ABNT. *Técnicas de Ensaio Elétricos de Alta Tensão*, NBR 6936. Rio de Janeiro, 1992.
- [49] S. P. da Silva, J. Gonçalves, J. L. de Franco, A. Piantini, “Estudo de Avaliação de Desempenho de Redes de Distribuição frente a Descargas Atmosféricas”, II CITENEL, Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Anais do CITENEL 2003, pg. 99 a 102.

- [50] V. L. Coelho, “Diagnóstico do Sistema COPREL de Distribuição”, Relatório Técnico, COPREL Cooperativa de Energia, 2007
- [51] CIRED/CIGRE Working Group 05, “Lightning Protection of Distribution Networks. Part II”, in *CIRED Conference 1997*.
- [52] CIRED/CIGRE Working Group 05, “Lightning Protection of Distribution Networks. Part I”, in *CIRED Conference 1997*.
- [53] A. Piantini, “Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas Indiretas em Linhas Aéreas Rurais e Urbanas Considerando Diversos Métodos de Proteção - Modelagens Teórica e Experimental e Aplicação ao Cálculo de Interrupções”. São Paulo, 1997. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- [54] G. Kindermann, J.M Campagnolo, *Aterramento Elétrico*. Porto Alegre, RS, Sagra, 1991.
- [55] S. Sekioka, M.I. Lorentzou, M.P. Philippakou, and John M. Prousalidis, “Current-Dependent Grounding Resistance Model Based on Energy Balance of Soil Ionization”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.21, n°1, January 2006.
- [56] S. Sekioka, T. Sonoda, and A. Ametani, “Experimental Study of Current-Dependent Grounding Resistance of Rod Electrode”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.20, n°2, April 2005.
- [57] IEC International Standard, *Metal-oxide surge arresters without gap for a.c. systems*, IEC 60099_4 Second edition 2004-05;
- [58] C.A. Nucci et al “Influence of Corona on the Voltages Induced by Nearby Lightning on Overhead Distribution Lines”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, vol. 15, no. 4, Oct. 2000.
- [59] V. Cooray, N. Theethayi, “Effects of Corona on Pulse Propagation Along Transmission Lines with Special Attention to Lightning Return Stroke Models and Return Stroke Velocity”. In *International Symposium on Lightning Protection (VIII): Nov. 2005 - São Paulo - Brasil) Proceedings*, São Paulo. 2005.

- [60] EMBRAPA, “Manual de métodos de análise de solo” 2.^a ed. Rio de Janeiro, Embrapa Solos, 1997.
- [61] M. da Veiga, D.J. Reinert, J.M. Reichert, “Tillage Systems and Nutrient Sources Affecting Soil Cover, Temperature and Moisture in a Clayey Soil Under a Corn (*Zea mays*) Cultivation Cycle”, EPAGRI Campos Novos, 2009.
- [62] T.K. Manna e P. Chowdhuri, “Generalised equation of soil critical electric field E_C based on impulse tests and measured soil electrical parameters”, *IEEE Trans. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 1, No. 5, September 2007.
- [63] M. da Veiga et al, “Short and Long-Term Effects of Tillage Systems and Nutrient Sources on Soil Physical Properties of a Southern Brazilian Hapludox”, *R. Bras. Ci. Solo*, 32:1437-1446, 2008.
- [64] A. P. González e M. C. Alves, “Armazenamento de água e densidade do solo sob três condições de superfície, em um Cambissol gleico de Lugo, Espanha”, *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, v.9, n.1, p.45-50, 2005, Campina Grande, PB.
- [65] CIGRE Task Force on Soil Ionization – WG 33.01, “Perspectives on Soil Ionization Investigation”, in *Proceedings of the International Conference on Grounding and Earthing, GROUND'2000*, pp. 105-106.
- [66] J. Wang, A.C. Liew, M. Darveniza, “Extension of Dynamic Model of Impulse Behavior of Concentrated Grounds at High Currents”, *IEEE Transactions On Power Delivery*, Vol. 20, No. 3, July 2005.
- [67] N. I. Elkalashy, “Modeling and Detection of High Impedance Arcing Fault in Medium Voltage Networks”, Helsinki, Finland, 2007, Doctoral Dissertation, Helsinki University of Technology.
- [68] W. Giménez, O. Hevia, “Method to determine the parameters of the electric arc from test data”, IPST 99, International Conference on Power Systems Transients, June 20-24, 1999, Budapest, Hungary.

- [69] R. B. Anderson e A.J. Eriksson, “Lightning Parameters for Engineering Application”, *Electra* n.º 69, pp65-102.